



MINISTERIO DE DEFENSA

CUADERNOS
de
ESTRATEGIA

122

LA ENERGÍA EN EL ESPACIO
EUROMEDITERRÁNEO

INSTITUTO ESPAÑOL DE ESTUDIOS ESTRATÉGICOS



MINISTERIO DE DEFENSA

**CUADERNOS
de
ESTRATEGIA**

122

INSTITUTO ESPAÑOL DE ESTUDIOS ESTRATÉGICOS

**LA ENERGÍA EN EL ESPACIO
EUROMEDITERRÁNEO**

Contiene Mapas y
Gráficos en color

FICHA CATALOGRÁFICA DEL CENTRO DE PUBLICACIONES

La **ENERGÍA** en el espacio euromediterráneo / Instituto Español de Estudios Estratégicos.—[Madrid] : Ministerio de Defensa, Secretaría General Técnica, 2003.— 336 p. : gráf., map. ; 24 cm.— (Cuadernos de estrategia ; 122).

NIPO 076-03-100-1.— D.L. M 00000-2003.

ISBN 84-9781-011-2

I. Instituto Español de Estudios Estratégicos II. España. Ministerio de Defensa. Secretaría General Técnica, ed. III. Serie

Energía / Recursos energéticos / Unión Europea / Países mediterráneos / Oriente Medio / África / S. XXI

Edita:



NIPO: 076-03-100-1

ISBN: 84-9781-011-2

Depósito Legal: M-

Imprime: Imprenta Ministerio de Defensa

Tirada: 1.000 ejemplares

Fecha de edición: mayo 2003

**SECRETARÍA GENERAL DE
POLÍTICA DE DEFENSA**

**Dirección General de Relaciones
Institucionales de la Defensa
Instituto Español de
Estudios Estratégicos**

Grupo de Trabajo número 3/02

LA ENERGÍA EN EL ESPACIO EUROMEDITERRÁNEO

Las ideas contenidas en este trabajo son de responsabilidad de sus autores, sin que reflejen, necesariamente, el pensamiento del IEEE, que patrocina su publicación.

SUMARIO

INTRODUCCIÓN

Por Jesús A. Núñez Villaverde y Alejandro V. Lorca Corróns

Capítulo I

MARCO TEÓRICO DE LA ENERGÍA: TEORÍAS Y TÉCNICAS DE ANÁLISIS

Por Alejandro V. Lorca Corróns

Capítulo II

PETRÓLEO Y MEDITERRÁNEO

Por José María Marín Quemada

Capítulo III

EL MERCADO DEL GAS NATURAL

Por Pedro Moraleda García de los Huertos

Capítulo IV

LA ENERGÍA ELÉCTRICA: EL ANILLO MEDITERRÁNEO Y EL PROCESO DE LIBERALIZACIÓN EN EUROPA

Por Pedro Mielgo Álvarez y Pedro Rivero Torre

Capítulo V

EL TRANSPORTE DE LOS HIDROCARBUROS EN LA CUENCA DEL MEDITERRÁNEO

Por Ignacio Fuente Cobo

Capítulo VI

FLUJOS ENERGÉTICOS HACIA LA UNIÓN EUROPEA (LOS CASOS NORUEGO Y RUSO)

Por Jesús A. Núñez Villaverde

Capítulo VII

Visión estratégica de la UE del sistema energético en Oriente Medio

Por Ángel Lossada Torres-Quevedo

Capítulo VIII

PERSPECTIVA GEOPOLÍTICA DE LA ENERGÍA EN EL NORTE DE
ÁFRICA

Por Joaquín Carrasco Martín

Capítulo IX

GEOPOLÍTICA DE LA ENERGÍA EN EL ESPACIO EUROMEDITERRÁNEO

Por Jesús A. Núñez Villaverde y Alejandro V. Lorca Corróns

Capítulo X

CONCLUSIONES

ANEXOS

COMPOSICIÓN DEL GRUPO DE TRABAJO

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN

Por JESÚS A. NÚÑEZ VILLAVERDE Y
ALEJANDRO V. LORCA CORRÓNS

El título de esta monografía, “La energía en el espacio Euro-Mediterráneo”, puede llevar a diferentes interpretaciones; así es que, antes de que el lector pruebe su paciencia con este libro en sus manos, los coordinadores pretendemos presentar nuestra visión sobre el objeto del trabajo realizado durante el año 2002, en el marco de un grupo multidisciplinar conformado por el Instituto Español de Estudios Estratégicos. Precisamente la referencia a la fecha es la primera llamada de atención que conviene realizar, dado que el texto se ha cerrado a finales de diciembre de 2002, en un entorno prebélico que tiene a Iraq como foco principal. Esto hace que, a pesar de que se ha tratado de evitar referencias coyunturales que puedan venir afectadas por la posible campaña militar contra este país, es innegable que cualquier conflicto en la zona tendrá repercusiones muy directas sobre los temas energéticos dada la situación de Iraq y su condición de segundo país en volumen de reservas de petróleo en el mundo. Apelamos a la comprensión del lector en los casos en que el texto pueda quedar desfasado cuando llegue a sus manos, en función del desarrollo de los acontecimientos.

Aunque no figure expresamente en su título, es necesario hacer una primera referencia al concepto de la geopolítica, puesto que éste ha sido el paraguas bajo el cual se han querido desarrollar las fructíferas reuniones de preparación de los textos que ahora se presentan al lector. El viejo vocablo, introducido por el analista sueco Rudolf Kjellen (1864-1922), ha estado siempre relacionado con la geografía política y el análisis del poder. Es bien conocida su marginación durante décadas, por la utilización que el

nazismo hizo de ella, y sólo ha sido redescubierta por los analistas a partir de los años ochenta. La geopolítica no es una ciencia para los autores de esta introducción, es una manera de pensar y de acercarse al estudio de los problemas desde una óptica, necesariamente, multidisciplinar.

Esta monografía tiene que ver mucho con todo esto. En ella se habla de energía, en especial de hidrocarburos, entendiendo que la localización de las fuentes de producción tiene una enorme importancia en cualquier análisis que se haga sobre el particular. En los diversos trabajos recogidos en este volumen la geografía de la energía está siempre en la mente de cada uno de los autores. Nadie puede escaparse del hecho de que la mayor parte de las reservas y de la producción de los hidrocarburos están en manos del mundo árabe-musulmán, especialmente en el Golfo Pérsico o Árabe. Es más, todos los analistas coinciden en resaltar que la importancia del Golfo en los mercados y en la fijación de los precios aumentará en el futuro, otorgando una mayor capacidad de actuación a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

La geopolítica, en general, analiza también el poder y los mecanismos que se utilizan para su ejercicio. Este texto no habla directamente de ello, puesto que el punto de vista elegido para el análisis es distinto, combinando las capacidades y conocimientos de los consultores y profesionales en temas energéticos, con los de los profesionales de la defensa y los analistas académicos en materia de relaciones internacionales. Es el enfoque de la seguridad, otro de los elementos que la geopolítica analiza, el que de forma más explícita configura el hilo conductor de los distintos capítulos. No existe un concepto claro de seguridad. Cuando se le pregunta a un no experto sobre seguridad de la energía su atención se fija exclusivamente en el petróleo. Seguridad tiene, desde esa perspectiva, dos apellidos: OPEP y Golfo Árabe. Quizás la razón de esto derive de las crisis del petróleo acaecidas en 1973 y 1979, y ambas por conflictos relacionados con el mundo árabe y el Golfo Pérsico. En otras ocasiones, se relaciona seguridad con autosuficiencia e inseguridad con dependencia. Las viejas ideas de política autárquica no desaparecen con facilidad, ni aun en un sistema económico internacional donde la globalización es el elemento básico a considerar. La percepción del hombre de la calle es que existe dificultad de acceso a la energía y, por lo tanto, hay riesgos en el abastecimiento de los sistemas nacionales. Hay otra percepción de este tema que tiene que ver con los precios. Los precios de la energía son cada vez más altos y esto se percibe como un riesgo a un modo de vida característico de los llamados países desarrollados, basado en máquinas que

cada día demandan más energía para el confort y el bienestar. Por último, se entiende que la seguridad es, cada vez más, seguridad medioambiental, con una preocupación creciente por preservar nuestro entorno y establecer modelos de explotación de los recursos que sean sostenibles. Todos esos aspectos de la seguridad están presentes en las páginas que siguen, tratando de huir, en cualquier caso, de otros enfoques más técnicos, e igualmente valiosos, para concentrar el esfuerzo en la divulgación de algunas de las claves más relevantes de una cuestión central en el sistema internacional de la postguerra fría.

En cuanto a la energía, se ha preferido seleccionar, para nuestro estudio, aquellos sectores que como el petróleo y el gas, reflejan de manera más evidente la dependencia estructural que define a la Unión Europea (UE) y que, por otra parte, constituyen dos de las materias primas básicas para mantener en funcionamiento los modelos de producción y la actividad económica del mundo actual. Se deja fuera del análisis el tratamiento de otras fuentes —como el carbón, el uranio, el agua (hidráulica) o las energías renovables—, principalmente porque ninguna de ellas tiene una presencia significativa en el espacio euro-mediterráneo y, además, porque es en estos dos casos (petróleo y gas) en los que el grado de dependencia que sufren los países comunitarios alcanza su máxima expresión. En cualquier caso, sí se incorpora la visión energética desde el sector eléctrico, tanto por su importancia presente y futura en el rediseño del panorama energético euro-mediterráneo, como por sus evidentes conexiones, sobre todo con el gas, en la explotación de esas materias primas tan importantes para el desarrollo futuro de la UE.

Esa realidad innegable de dependencia energética no necesariamente implica inseguridad. Es un hecho que la Unión Europea (UE) está condenada, al menos en el marco temporal definido para nuestro estudio (2020), a ser dependiente energéticamente. Lo que resulta más relevante es definir cuándo esa situación empieza a ser un problema, de tal manera que es preciso conocer en cada momento la naturaleza y el grado de dependencia con respecto a las distintas alternativas de suministro existentes y a sus fuentes, con el objeto de establecer una estrategia que permita hacer frente a distintas eventualidades. Con notables retrasos, los países miembros han ido tomando conciencia de esta situación y de la necesidad de definir una estrategia que trata de reducir los riesgos asociados a ella. De ahí su interés, ya desde la década de los ochenta, por evitar una excesiva dependencia del Golfo, por diversificar sus fuentes de suministro y por impulsar el desarrollo de otras energías (gas y renovables).

En definitiva, una orientación común que define un panorama como el actual, en el que tratan de ponderarse factores como la elección entre distintos tipos de energía primarias, de suministradores y de áreas geográficas, de tecnologías... Estos aspectos están relacionados con el consumo energético, con la importación de hidrocarburos y, por lo tanto, con el concepto de dependencia. Dependencia implica analizar el coste de inseguridad, la repercusión sobre el mercado de trabajo; implica, en último término, un análisis coste-beneficio de las áreas en las cuales va a ser dependiente el país, lo que afecta inevitablemente a su nivel de estabilidad política y económica. La dependencia no es sólo una cuestión de tipos de energías, no es sólo un problema de abastecimiento. Supone determinar el precio que se paga por la libertad de elegir los objetivos económicos y sociales que definen nuestro modelo de sociedad, que es el fin que se va a conseguir con la energía, y esto sin estar sujeto a las amenazas sobre el abastecimiento y/o elevaciones inesperadas de los precios de los productos energéticos.

Por lo que respecta a la identificación del espacio euro-mediterráneo, que destaca en el título elegido para este texto, cabe realizar algunas precisiones, útiles para quienes se aventuren en la lectura de las páginas que siguen. A primera vista parecería sencillo delimitar el área geográfica en un mapa. No obstante, cuando hablamos de energía el ejercicio resulta más complejo, al tratar de definir las líneas que perfilan la región a estudiar. El criterio más claro de la delimitación del área sería identificar, dentro de la UE, el área mediterránea consumidora de hidrocarburos y, a continuación, preguntarse dónde se localizan sus fuentes de abastecimiento. Éste es el criterio que aquí se ha adoptado. A pesar de ello, es necesario advertir, como por otra parte deducirá el lector atento, que a lo largo de los diferentes capítulos se manejan conceptos geográficos no siempre coincidentes. Nada tiene ello de extraño en un estudio de este tipo en el que, en función del tema específico a desarrollar, deben usarse diferentes referencias geográficas particulares para incluir o excluir a determinados países.

En todo caso, y de modo general, interesa destacar que el estudio está planteado desde la perspectiva de la Unión Europea, como consumidor de energía y como actor dependiente, aunque no pasivo. El marco temporal definido para este trabajo, que llega hasta 2020, implica la necesidad de considerar en todos los supuestos prospectivos la ampliación de la UE, tanto la que se producirá en 2004 (diez nuevos miembros) como la posterior de 2007 (Rumanía y Bulgaria), e incluso la que pueda incluir a Turquía. A partir de ahí, se pretende analizar cuál es el papel que juega el área

mediterránea como suministradora de energía y como vía de tránsito para estos productos procedentes de zonas más alejadas. Es esto lo que nos llevará a ocuparnos de los países del Magreb, de Oriente Próximo y de Oriente Medio. Esto no supone olvidarse de otras zonas, como Rusia o como el Mar Caspio, bien porque así se logra dibujar un panorama general de la situación de la energía con respecto a la UE o, al mismo tiempo, porque también los productos procedentes de esas áreas acaban utilizando, en grados diferentes, el Mediterráneo como vía de paso hacia los mercados comunitarios.

ESTRUCTURA DE LA MONOGRAFÍA

Uno de los primeros retos que se le planteó a los miembros del grupo de trabajo era la dificultad para combinar los enfoques temáticos con los geográficos, evitando reiteraciones que disuadieran al posible lector de seguir adentrándose en el texto a lo largo de sus nueve capítulos. Por otra parte, se asumía que unos lectores podrían estar interesados sólo en unos temas, sobre los que les gustaría encontrar toda la información concentrada en un único capítulo. La opción finalmente adoptada ha sido la de eliminar, en lo posible, las duplicidades, remitiendo al lector a aquellos capítulos en lo que se puede completar la información necesaria para un mayor conocimiento del cada uno de los temas propuestos a lo largo del texto. Con esa misma idea se ha concentrado, al final del texto, un conjunto de datos e información que pretende facilitar la navegación por las, a menudo, intrincadas sendas de los temas energéticos. Con esa intención se incluyen diferentes gráficos explicativos (Anexo A), mapas que tratan de mostrar las áreas estudiadas (Anexo B), un sucinto diccionario energético (Anexo C), un resumen de las siglas y abreviaturas utilizadas a lo largo del texto (Anexo D), un cuadro de conversión de unidades energéticas (Anexo E) y un listado de las principales páginas de Internet que tratan estas cuestiones (Anexo F), todos ellos orientados a facilitar la interpretación de las cifras que se recogen en el estudio de los diferentes sectores (petróleo, gas y electricidad).

A pesar del esfuerzo realizado, no ha sido posible resolver totalmente los problemas que plantea el uso de diferentes fuentes de información estadística. No siempre existen datos fiables y actualizados sobre todos los países implicados en este estudio, por lo que es necesario reconocer que no siempre se ha podido determinar con exactitud cuál debería ser la cifra o el porcentaje a plasmar. Se ha optado por utilizar, allí donde ha sido

factible, la misma fuente (fundamentalmente la BP Statistical Review of World Energy, June 2002 (<http://www.bp.com>) y, en los demás casos, por mantener los datos que cada autor ha localizado, cuando ha resultado imposible encajar cifras dispares sobre una misma cuestión. En este particular, el ya citado Anexo E puede servir para aclarar algunas de las dudas que puedan surgir al lector.

En su parte central el texto se inicia con un capítulo, elaborado por Alejandro V. Lorca Corróns que trata de dar una visión del marco teórico desde una perspectiva fundamentalmente económica. Tradicionalmente, el sector energético ha sido analizado por otros especialistas, mientras que pocos economistas han entrado en este campo hasta época bien reciente. Quizás la razón haya sido que el problema de la energía se ha planteado siempre como un problema de oferta, tratando cubrir una demanda en unos mercados regulados, en los que los costes no cumplían una función fundamental. Tras la liberalización de los mercados este planteamiento cambia necesariamente, obligando a plantear de otro modo el estudio de la formación de los precios. Este capítulo trata de dar una idea del estado del arte en la modelización de las previsiones de demanda. A largo plazo la teoría de los ciclos energéticos nos muestra que no hay peligro de agotamiento de energía y que es el mercado, por medio del mecanismo de precios, quien pone en funcionamiento el mecanismo de sustitución de fuentes energéticas.

A continuación se plantea un conjunto de tres capítulos, centrados en el análisis del sector del petróleo, a cargo de José María Marín Quemada, del gas natural, redactado por Pedro Moraleda García de los Huertos, y de la electricidad, elaborado por Pedro Mielgo Álvarez y Pedro Rivero Torre. En estos tres textos, que combinan acertadamente un enfoque global con el estudio detallado de cada sector, se plasma tanto el presente como el futuro de unas fuentes energéticas que continuarán siendo imprescindibles para satisfacer la creciente demanda de la UE. Elemento complementario, pero sustancial al mismo tiempo, de esta realidad es el preciso estudio, realizado por Ignacio Fuente Cobo, sobre las redes de transporte que permiten acercar esas materias primas energéticas a los mercados comunitarios. Un capítulo adicional sobre los flujos energéticos procedentes de Rusia y Noruega, elaborado por Jesús A. Núñez Villaverde, permite completar el estudio de la situación comunitaria en cuanto a sus principales fuentes de suministro.

La última parte de la monografía está conformada por tres textos que profundizan en las implicaciones geopolíticas que se derivan del papel que juegan los países de Oriente Medio, de la mano de Ángel Lossada Torres-Quevedo, del Norte de África, a cargo de Joaquín Carrasco Martín, y de la

Unión Europea en relación con el conjunto de su periferia sur, con un texto de quienes han actuado como coordinadores de este proyecto. La atención en estos casos está centrada en los riesgos que se derivan de la inestabilidad política y social de los distintos países del área, en cuáles pueden ser, desde la perspectiva comunitaria, las posibles repercusiones y en cómo puede y debe actuar la UE para adelantarse a estos escenarios.

En las conclusiones que completan el texto, que son el producto colectivo de las reflexiones de todos los miembros del grupo, se ha tratado de aunar las consideraciones particulares con las que afectan a la UE como un todo. En definitiva, pretende ser una llamada para que la Unión Europea adopte una actitud más proactiva en la formulación y aplicación de una estrategia que defienda conjuntamente sus intereses en general y en el espacio euro-mediterráneo, en particular.

Esta introducción no puede cerrarse sin mostrar el agradecimiento que los coordinadores, y los demás miembros del grupo de trabajo, deben al Ministerio de Defensa, y en su nombre al Instituto Español de Estudios Estratégicos (IEEE) y a su Director, por su apoyo para poder desarrollar una tarea como la aquí acometida. Especial mención merece la labor que el coronel Agustín Crespo ha realizado como secretario del grupo; su empeño y disciplina hizo que el trabajo se desarrollara en un clima que combinaba perfectamente la eficacia y la disciplina con la creación de un ambiente estimulante para el desarrollo de los trabajos. Asimismo, es de obligado reconocimiento la valiosa ayuda recibida de María Ángeles Fernández López y Enrique San Martín González, quienes con su entusiasta y generosa entrega han facilitado no solamente la redacción de determinados textos, especialmente en los capítulos I y VI, sino también la elaboración de los anexos que acompañan a ésta, por tantos motivos, "especial" monografía.

La comprensión y el estímulo del equipo del IEEE ha permitido por último convertir en realidad los deseos de los autores por ver reflejados con mayor detalle (apreciables significativamente en los Anexos A y B) algunos aspectos de los temas analizados, gracias a la inclusión de gráficos y mapas en color, inaugurando así una nueva etapa en la publicación de estas monografías, que esperamos que hagan más atractivo el empeño de la lectura para quienes se acerquen a estas páginas.

CAPÍTULO PRIMERO

MARCO TEÓRICO DE LA ENERGÍA: TEORÍAS Y TÉCNICAS DE ANÁLISIS

MARCO TEÓRICO DE LA ENERGÍA: TEORÍAS Y TÉCNICAS DE ANÁLISIS

Por ALEJANDRO V. LORCA CORRÓNS (1)

MODELOS TEÓRICOS DE LA ENERGÍA

A partir de la crisis de 1973 aparece un interés especial por la construcción de grandes modelos socio-económicos que tratan de estimar la posible evolución de aspectos sociales tan variados como la población, el crecimiento económico, el medioambiente, la energía, etc. Algunos de estos modelos son generales y otros específicos de alguno de esos temas; entre éstos abundan los modelos energéticos. El análisis cubre, en ciertos casos, solamente aspectos parciales, oferta o demanda de energía, mientras que otros modelos asumen una visión completa del problema que añade, a los dos temas anteriores, otros aspectos políticos, sociológicos, tecnológicos y medioambientales principalmente. En el área euro-mediterránea que aquí nos ocupa se pretende, con estos modelos energéticos, ofrecer una visión amplia y específica de aspectos claves que permitan analizar el nivel de dependencia en materia energética de los países comunitarios, sus posibles debilidades y, en la mayoría de los casos, plantear recomendaciones en temas de política energética con las que disminuir los riesgos inherentes a esa posible dependencia.

En este capítulo abordaremos específicamente tanto el análisis de los modelos llamados generales como el de aquellos dedicados más concre-

(1) El autor agradece a María Ángeles Fernández López y a Enrique San Martín González la valiosa colaboración prestada en la redacción de este texto.

tamente al tema energético. Debido a la amplitud y diversidad de enfoques, parece oportuno realizar una división, en aras a la simplificación, siguiendo un criterio geográfico respecto a los autores de cada uno de estos modelos. De esta forma comenzamos con unas notas sobre modelos clásicos desarrollados en los Estados Unidos y, a continuación, hablaremos de modelos realizados por organizaciones supranacionales. Nos parece asimismo oportuno dedicar una atención especial, en el segundo bloque mencionado, a la teoría de “los ciclos energéticos”, debido a la importancia y trascendencia del enfoque dado al problema que, a todas luces, resulta novedoso. Finalmente, también se estudian los denominados modelos actuales, entendidos como el conjunto de los que más se están utilizando en los últimos años. En este apartado es donde encuentran un lugar destacado aquellos que se refieren a nuestro ámbito euro-mediterráneo, así como todos esos modelos llamados “de corto plazo”, cuyo mayor desarrollo está sucediendo en la actualidad.

Modelos generales

En este primer grupo, modelos generales de evolución de la humanidad, destaca el del Club de Roma. Este modelo se preocupa por las relaciones futuras a nivel mundial. Siguiendo un modelo de “escenarios”, que se repetirá en adelante, plantea las opciones de evolución que tendrán los Estados a partir de la situación de partida y dados ciertos condicionantes respecto a la evolución de un conjunto de variables esenciales. Aboga por un “crecimiento orgánico” (en lugar de indiferenciado) como vía para alcanzar el desarrollo de todos de la forma más equitativa posible. En este contexto plantea como único camino posible para el desarrollo global del planeta el de la cooperación. Sus previsiones en cuanto al agotamiento de ciertos productos —alimentos, principalmente— y a las dificultades para la cooperación entre Estados, le llevan a discurso muy pesimista (de ahí su caracterización como “modelo maldito”).

Respecto a la energía, es bastante pesimista en cuanto a la evolución de la demanda para la que estima un fuerte crecimiento, aunque considera que podrá atenderse mediante la energía de fisión (cosa que no ha sucedido). Defiende, en general, el uso de fuentes de energía limpia (en particular la energía solar); este rasgo va a mantenerse prácticamente en todos los modelos y, desde luego, no falta en la mayoría de los actuales, siendo un objetivo prioritario la protección al medioambiente, al menos en la teoría.

Este modelo del Club de Roma es el más importante en el marco geográfico del Mediterráneo, pero en los Estados Unidos este interés por la construcción de un marco de análisis de la evolución de la sociedad tiene respuesta en numerosos trabajos de instituciones públicas y privadas. Sin entrar en el detalle de explicar cada uno de ellos, pues no es nuestro objeto de estudio, sí queremos destacar el publicado por el Instituto Hudson, en 1976, *“The next two hundred years: A scenario for America and the World”*, en el que tratan, de nuevo, temas de crecimiento de población, desarrollo económico, energía, materias primas, alimentos y el medio ambiente. El rasgo común en todos estos modelos y en los que analizaremos posteriormente consiste en una presentación común de los planteamientos y formas de abordar los problemas: describen la situación de partida, plantean distintos escenarios posibles de evolución y estudian las consecuencias a las que conduciría cada uno de ellos. Sus diferencias radican, por tanto, en la previsión de esos escenarios —lo cual incluye evolución de variables relevantes tan diversas como crecimiento de la población, mejoras tecnológicas, agotamiento de recursos, evolución política y relaciones entre Estados...— Por otra parte, todos ellos son modelos neo-malthusianos, por lo que parten del supuesto de que las demandas crecen más rápidamente que la oferta. La consecuencia inmediata es que en un momento más o menos lejano en el tiempo se producirá una falta de abastecimiento. La mayor debilidad de estos modelos es que, al analizar periodos largos no pueden prever cambios tecnológicos importantes en la producción que a medio-largo plazo la incrementen más allá de sus previsiones iniciales.

Modelos históricos específicos de energía

Estados Unidos

En este segundo grupo, modelos tradicionales específicos de energía, encontramos de nuevo un grupo de estudios centrados en los Estados Unidos, entre los que destacamos el publicado en 1979 por la Ford Foundation: *“Energy: the next twenty years”*. Este informe se centra por completo en el tema de la energía y su posible evolución en un plazo temporal que podemos considerar “medio” (2). Aunque centrado en el área geográfica de Norteamérica, sus métodos pueden ser aplicados a otros

(2) El plazo temporal que abarca es de 20 años, por tanto es largo plazo. Sin embargo, puesto que hay modelos que abarcan periodos sensiblemente mayores, más de 50 años, damos el carácter de “medio plazo” a esta previsión.

países energéticamente dependientes, con las salvedades específicas de cada una de las zonas. El escenario planteado (5 años después de la crisis del petróleo) se caracteriza por una serie de realidades que apreciamos más optimistas que las de los modelos anteriores y que, como podemos comprobar, son bastante similares a muchas de las condiciones actuales. Entre las mismas destacan:

- La aceptación de que el mundo no se está quedando sin materias primas energéticas. Al contrario, las reservas para unos precios superiores a los del periodo analizado serán cada vez mayores, pues se convertirán en competitivas reservas que, de otro modo, no podrían explotarse con un criterio económico.
- El petróleo de Oriente Medio supone un gran riesgo, pero es una fuente tan decisiva que el mundo seguirá dependiendo de él durante un largo periodo. En este sentido, aunque la cuantía de reservas de esta fuente sigue siendo muy elevada en la región, es cierto que aparecen nuevas zonas productivas en otras zonas geográficas, lo que va restando importancia a los países del área a medida que la van ganando países como Rusia, cuya importancia es incluso mayor en el caso del gas.
- Los mayores costes de la energía aunque sean difíciles de evitar pueden ser contenidos dejando que un aumento de precios los refleje. La dificultad estará en encontrar los medios para la justa distribución de la renta y los fenómenos inflacionarios asociados.
- Los efectos medioambientales del uso de ciertas fuentes de energía son muy importantes, plantean dificultades en su manejo e imponen restricciones a su uso cada vez más severas.
- La conservación es una “fuente” esencial de energía en grandes cantidades.
- La política de I+D es fundamental en el proceso de garantía de suministros; sin embargo no hay una única tecnología adecuada ni la certeza de que se pueda invertir la tendencia creciente de precios.

Las recomendaciones políticas que se derivan de este enfoque se articulan, de forma general, en torno a los siguientes temas:

- usar la fuerza del mercado para fijar precios y asignar la energía de forma eficiente;

- desarrollar programas de contingencia ante una posible interrupción repentina del suministro de las importaciones de hidrocarburos, ya que es posible que suceda;
- reconocer que los factores económicos y políticos en los mercados mundiales de estos productos hacen que su coste de importación sea incluso más elevado que su precio, por lo que cualquier medida explícita para reducir las importaciones puede ser recomendable;
- animar la producción y conservación de energía en cualquier lugar del mundo, ya que los sistemas económico y energético son tan interdependientes que los desarrollos en una parte afectan al resto del globo;
- modificar el tramamiento de los problemas medioambientales, pues existe una mala gestión que dificulta el proceso;
- usar la investigación pública y las políticas de desarrollo para definir y desarrollar un amplio rango de conocimiento y opciones, pero no forzar la adopción prematura de una u otra tecnología.

Finalmente, apuntan a cambios fundamentales en los siguientes veinte años— caída relativa en el uso de hidrocarburos, aumento del coste y precio de la energía y mayor eficiencia en su uso. Estas previsiones, sin embargo, no han sido demasiado acertadas. El hecho es que, a pesar del paso del tiempo, estas realidades siguen estando hoy vigentes sin apenas variación por lo que las recomendaciones de política que ofrece, para EEUU pueden seguir siendo válidas (la cuestión será entonces, qué ha sucedido durante este tiempo, pues a pesar de esas recomendaciones la realidad sigue siendo la misma).

Organizaciones internacionales

Por otro lado surgen modelos bajo el auspicio de organizaciones de carácter supranacional que empiezan a preocuparse por el tema de la energía, así por ejemplo el IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis). El IIASA es una organización creada en 1973 que agrupa a casi veinte países (tanto EEUU como Rusia y una buena parte de los países europeos, así como Canadá y Japón). Sus preocupaciones no se han limitado al ámbito energético, sino que han ido cambiando según evolucionaban los intereses de la sociedad; de ahí que a partir de la segunda

mitad de la década de los setenta prestaran especial atención al tema energético. Su enfoque parte de las tres transiciones que han existido en cuanto al tipo de energía utilizada por el hombre (madera, carbón, petróleo y gas), con unos plazos de transición de 50, 70 y 90 años. Plantean que el problema de la energía no viene, principalmente, por dificultades de la oferta, sino más bien del consumo, para absorber nuevas formas de energía (basándose en la teoría de los ciclos energéticos de la que hablaremos más adelante).

Por otro lado, sugieren que a lo largo de estas transiciones también se ha modificado la escala de “trabajo”, pasando de suministros locales a nacionales y, de éstos, a globales. Los costes de la energía hay que medirlos no sólo a través del coste de producir energía primaria sino también de transformarla en secundaria y ésta en final. Cada una de estas fases requieren grandes esfuerzos que, normalmente, damos por asumidos porque están en las tecnologías de los consumidores. El enorme coste y esfuerzo de transición es el que determina la cronología del cambio de sistema. Por lo anterior, sostienen que no se pueden valorar los recursos desde una única perspectiva, sino que se necesita atender tanto a la de la oferta como a la de la demanda. Desde el punto de vista físico, afirman, llegaríamos a la conclusión de que no hay oferta de energía suficiente en el planeta (ni siquiera solar o nuclear); sin embargo, el problema no es físico sino que a medida que tenemos encarecimiento de fuentes por un lado y nueva tecnología por otro, surgen nuevas reservas que pueden resolver el problema. Por tanto, el problema se centra en saber si el mundo será capaz de desarrollar suministros más rápido de lo que se agotan los hoy conocidos y accesibles. Hay recursos suficientes pero no sabemos si pueden extraerse con la rapidez necesaria, lo cual nos lleva al problema de la demanda.

Los escenarios posibles que plantean tienen en cuenta únicamente dos factores como variables determinantes de la evolución de la demanda: crecimiento de la población global y crecimiento per cápita de energía. Respecto al primer factor, los más conservadores estimaban que la población podía doblarse en 50 años —predicciones de 1981— pero hay quien consideraba —IIASA entre otros— que se puede crecer incluso por encima de esta estimación (si el consumo per capita de energía tiene crecimiento cero supondría que doblamos la demanda de energía en 50 años y la triplicaríamos a finales del siglo XXI). El segundo escenario plantea que el consumo per capita crezca al ritmo de los años 50 y 60, en este caso la demanda de energía habría aumentado para mediados del siglo

XX ocho veces. Comprobamos que la diferencia entre escenarios es muy elevada. En cualquier caso (los dos extremos y uno intermedio) concluyen que agotaremos las reservas de gas y petróleo hacia el 2010 y el carbón hacia el 2050.

Dos conclusiones sobresalen a partir de este análisis. Por un lado, se deduce que los esfuerzos de conservación no resuelven el problema, sólo permiten ganar tiempo. Por otro, se entrevé la necesidad de que, en cualquier caso, debemos plantearnos la transición al alejarnos de la energía fósil; es decir buscar a nivel mundial un sistema de energía no agotable que no dependa únicamente de la energía fósil. En esta línea abogan por el protagonismo de la energía nuclear o la solar o una combinación de ambas, consideradas como recursos sin restricciones.

Los ciclos energéticos

C. Marchetti (del Instituto Internacional de Estudios Avanzados) estableció la teoría de los ciclos energéticos, según la cual, las distintas fuentes irán sustituyéndose a medida que unas dejen de ser rentables y otras comiencen a ser competitivas. El interés de este enfoque radica, fundamentalmente, en el vínculo que establece entre esas sustituciones y las diferentes tecnologías surgidas con las diferentes fuentes de energía dominantes en cada momento. El problema energético queda así abarcado en toda su extensión, incluyendo la variable temporal.

Marchetti parte en su análisis de que las fuentes primarias de energía conocidas hasta hoy inexorablemente se agotan y esto ha sucedido desde siempre, pero ello no ha significado la paralización de la vida ni del progreso económico. Al contrario, el proceso ha dado lugar a la aparición de nuevas fuentes. Naturalmente en cada periodo no ha existido una única fuente de aprovisionamiento sino una mezcla de varias, pero siempre ha existido una cuyo consumo ha dominado al resto y cuyo porcentaje de consumo da nombre al ciclo. De esta forma, el autor identifica los siguientes ciclos: leña, carbón y petróleo. El agotamiento del petróleo como fuente dominante puede venir determinado por el agotamiento físico del mismo o por el agotamiento económico. Lo normal es que se dé una mezcla de las dos circunstancias. La segunda ocurre cuando la extracción de petróleo resulta cada vez más cara y, al mismo tiempo, aparece una nueva fuente primaria más barata que desplaza a la anterior. La cuestión clave es que la nueva fuente ha de estar basada en tecnologías

ya desarrolladas comercialmente, por lo que el problema del abastecimiento de energía se ha desplazado de ser un problema de agotamiento físico de las fuentes a ser un problema de desarrollo tecnológico, que pueda aprovechar nuevas formas y fuentes de energía.

Respecto a cuál puede ser esa nueva fuente, todo parece apuntar a que el gas natural disminuye, al menos ligeramente, los riesgos asociados a la concentración de recursos y resulta ser una fuente más respetuosa con el medioambiente, otra de las preocupaciones de los últimos años. Además, la tecnología implantada en la sociedad y las infraestructuras que se han creado y se siguen creando en nuestro entorno apuntan a que, efectivamente, el gas jugará un papel cada vez más destacado en nuestro balance energético.

Modelos actuales

En la actualidad podemos encontrar modelos de largo plazo (aunque su dificultad de predicción hace que sean más utilizados los de predicción de la demanda en el corto plazo) que son aceptados por la comunidad internacional sin cuestionar, en general, su validez en las predicciones. Existen numerosos modelos entre los que hemos seleccionado aquellos cuya relevancia consideramos mayor y que nos ofrecen una visión más completa del problema.

World Energy Model (IIASA)

El IIASA publica un informe de predicción, en colaboración con el World Energy Council, con un horizonte temporal muy largo (2050) y que encaja en los llamados “clásicos”, es decir, completo, basado en escenarios, global y con recomendaciones de política energética. Es un modelo completo pues aborda la evolución tanto de la oferta como de la demanda de energía. Plantea el análisis a través de distintos escenarios de evolución de la sociedad, respaldados por modelos formales que representen la realidad futura de la forma más realista posible. Para ello, toman en consideración, tanto el futuro y el presente de las distintas regiones analizadas, en cuanto a variables referidas a sus consumos de energía, intensidad energética o riqueza, como otras variables de cuya evolución hacen depender la desarrollo futuro de los distintos sistemas energéticos. Estas variables agrupan algunas de las ya utilizadas por otros modelos y otras

que presentan novedades en el análisis: crecimiento de la población, crecimiento económico, mejoras en la intensidad energética (3), cambios tecnológicos, recursos de base, medioambiente.

Desde el lado de la oferta presentan seis posibles escenarios y las implicaciones en diversos aspectos relacionados con la materia como son financiación e inversiones, comercio internacional, coste de la energía, tecnología e impacto ambiental. Desde el lado de la demanda, dividen el análisis en 11 regiones, entre las que el marco euro-mediterráneo contemplado en nuestro estudio estaría conformado por parte de dos de estas regiones (Europa Occidental (UE más Noruega, Suiza y Turquía) y Oriente Medio y Norte de África).

Modelo WEPS (DOE)

El DOE (Departamento de Energía de EEUU) también tiene un sencillo modelo, el WEPS (World Energy Projection System), que es, además, de libre acceso y permite hacer simulaciones. Es un modelo marco que incorpora modelos independientes y asunciones acerca de la intensidad energética de la actividad económica futura y de la tasa de mayores requerimientos energéticos satisfechos por el gas natural, carbón, hidroelectricidad y otras fuentes renovables, en orden a producir proyecciones del consumo de energía mundial que son publicadas por la EIA (Energy Information Administration) en el International Energy Outlook (IEO).

Para las proyecciones de petróleo y nuclear se utilizan dos modelos independientes. Uno de ellos, el International Energy Model, ofrece al IEO las predicciones regionales de producción y capacidad productiva. Por otra parte, las proyecciones de capacidad nuclear y de comercio de carbón también se realizan con modelos independientes. Estos dos modelos se utilizan para elaborar el modelo completo, pero los mismos no están necesariamente unidos al WEPS. También aquí se utiliza el sistema de establecimiento de escenarios, en este caso dos. En el primero tienen en cuenta el caso de referencia y el de bajo crecimiento económico y se desarrolla sobre la base del conocimiento de los programas nucleares en los diferentes países. Para el segundo suponen un elevado crecimiento económico y lo realiza el World Integrated Nuclear Evaluation System, siendo un modelo dirigido a la demanda.

(3) Ratio del consumo total de energía dividido por el PIB.

El funcionamiento, a grandes rasgos del modelo, es como sigue: en primer lugar el consumo para el año primero se basa en datos históricos y los cálculos siguientes se basan en ese primer dato; el modelo utiliza los datos individuales de crecimiento del PIB y asume elasticidades para cada año; los datos de crecimiento del PIB se basan en el trabajo del WEFA Group “*World Economic Outlook: 20-year Extensión*”; las asunciones relativas a elasticidad de consumo de energía frente al crecimiento del PIB son desarrolladas por analistas del EIA. Dado el consumo total, el siguiente paso es calcular el consumo por fuente de energía, para lo cual se usan tres subsistemas: petróleo-nuclear, carbón-gas natural y otros subsistemas. Petróleo y nuclear utilizan, como ya hemos dicho, datos exógenos y modelos para predecir los consumos.

World Energy Model (AIE)

La Agencia Internacional de la Energía utiliza el “World Energy Model”, que trata de analizar las previsiones de energía global (tendencias de demanda, disponibilidad de oferta y restricciones, comercio internacional y balances de energía por sector y tipo de fuel) hasta 2020. Como la mayoría de los demás informes dedica una parte específica al tema medioambiental y, en último lugar, simula los efectos de políticas o cambios tecnológicos.

Libro Verde - MEGEVE-E3ME (Comisión Europea)

En el ámbito comunitario, la Comisión Europea también ha publicado un informe sobre el tema (*Libro Verde* de la Energía, predicciones hasta 2030) en el que, aunque no desarrolla el modelo que sigue de manera formal, sí da las previsiones, dedicando especial atención al problema de la cada vez mayor dependencia energética, debido al crecimiento de la demanda unida al agotamiento de los recursos en el área.

Desde el lado de la oferta, centra la atención en la necesidad de disminuir la importancia del petróleo en el conjunto de fuentes, que hace que nuestra dependencia del exterior sea excesiva. Propone, además, la búsqueda de nuevos proveedores a la vez que mantener el carbón como posible reserva. Destaca la importancia que debe tener la energía de origen nuclear y otras renovables, debido a que no son emisoras de CO₂, lo que ayudaría a cumplir los compromisos adoptados en Kioto. Si este cam-

bio no se adopta, la propia Comisión reconoce que no se podrán cumplir los compromisos medioambientales. Por otro lado, entiende que son decisiones que no se pueden dilatar en el tiempo, puesto que parte del parque generador de la zona deberá ser sustituido en los próximos años y las inversiones que se realicen determinarán nuestra posición en un futuro inmediato. Desde el lado de la demanda, proponen medidas que impulsen la eficiencia y el ahorro energético, así como la equiparación fiscal de las diversas fuentes en los distintos países. Igualmente consideran vital la disminución de la intensidad energética.

Anteriormente a este informe de la Comisión, los modelos planteados a nivel supranacional en Europa compartían muchas de las preocupaciones actuales, a saber, medioambiente, crecimiento de la demanda y escasez de recursos propios. Como ejemplo de ellos cabe destacar el modelo *MEGEVE-E3ME*, que es un modelo general energético-económico medioambiental (Energetic-economic-environmental-E3). Las características destacables del mismo son su planteamiento geográfico europeo, más que economías nacionales, el hecho de que integre la energía, el medioambiente y la población entre sus variables de estudio y, finalmente, que el objetivo final es analizar el cambio estructural a largo plazo, tanto en el lado de la demanda como en el de la oferta energética (es un modelo completo al estilo de los del IIASA). Por otra parte, presta especial atención a la contribución de la I+D y la innovación tecnológica en una dinámica de crecimiento y cambio.

Modelos de corto plazo

En el marco temporal del corto plazo encontramos que sí se utilizan modelos de predicción de demanda bastante acertados. La principal diferencia es el aparato y complejidad matemática que utilizan. Una breve revisión de los mismos nos lleva a la siguiente clasificación que sólo pretende dar una idea general.

En primer lugar, habría que citar los modelos de *previsión del consumo total de energía*, que constituyen el análisis más general y menos complejo en cuanto a metodología. La variable a estudiar es el consumo total de energía en un determinado espacio y tiempo (4). El método más simple que pueden seguir es hacer depender el consumo total de energía

(4) Cantidad de energía medida en una unidad física que suele ser el consumo bruto interior de un país en un año.

de una función que se especifica partiendo de las series históricas y que puede tomar diversas formas (aunque la más frecuente suele ser la exponencial (5), de forma que permita realizar extrapolaciones con el fin de hallar la proyección del futuro consumo. Los *modelos explicativos* utilizan la regresión estadística para obtener la variable explicada (o endógena, el consumo) en función de una o más variables explicativas (o exógenas). Las fundamentales suelen ser el crecimiento económico y la población, esta última, aunque con una influencia clara, está menos presente en los modelos, al menos de forma directa. Los precios de la energía no suelen tenerse en cuenta de forma explícita.

Una vez estimado el consumo total de energía es frecuente en estos modelos realizar una descomposición de dicho consumo por: sectores económicos (industria, hogares y servicios y transportes); formas de energía (primaria o secundaria y sus respectivas clasificaciones); y usos de la energía (es la clasificación menos precisa y con más posibilidades de cambios, pero puede incluir usos térmicos, mecánicos, químicos, alumbrado, etc). Todas estas descomposiciones pueden dar lugar a desagregaciones cada vez mayores y combinaciones de varias, pudiendo llegar al grado de detalle deseado.

Existe otro grupo de modelos más complejos, llamados *modelos dinámicos*, que incluyen “variables retardadas”, es decir afectadas por un retardo. Sin posibilidad de entrar en más detalles, puede citarse como ejemplo de este tipo el modelo de Erickson-Ciliano.

Modelo THOR (REE-Instituto L. R. Klein)

El modelo THOR es un buen ejemplo de modelo de explicación de la demanda con el objetivo de ofrecer una predicción fiable de la misma. Este modelo fue desarrollado dentro de un proyecto de Red Eléctrica de España denominado INDEL, con capacidad de explicación y predicción de la demanda, en el que participaron las principales empresas eléctricas españolas y con el que se intentó dar lo que ellos mismos denominaron un “atlas de la demanda eléctrica española”. El objetivo básico del modelo era reducir la incertidumbre asociada a la evolución de la demanda de forma que se facilitara el conocimiento de la misma para los productores y que, éstos, en consecuencia, pudieran tomar decisiones de inversión, y

(5) Por ejemplo, una forma muy común es hacer $C_t = C_0 (1 + \alpha)^t$, siendo C el consumo total (en el año t y en el año cero) y α la tasa unitaria media de crecimiento anual acumulativo.

todo ello en el marco de la liberalización del sector que se empezó a vivir en los años noventa. Por consiguiente, el modelo trata de identificar las variables clave que determinan dicha evolución de la demanda. A partir del mismo se genera el modelo THOR, de predicción del consumo a medio y largo plazo, y otros modelos como el CURIOS, de explicación y predicción por usos finales de la energía.

El modelo THOR toma como variables que alimentan el análisis las siguientes: la demanda diaria del sistema, la demanda de cierto segmento de consumidores (elegidos como muestra representativa del total), la temperatura diaria por zonas, indicadores de actividad económica y calendarios de laboralidad por zonas. Algunos de estos datos se recogen a través de series históricas, así los de demanda, y otros son estimados por el propio modelo. Entre las variables estimadas destacan los indicadores de laboralidad, actividad económica y temperatura. Este último factor es el que, afirman, tiene una mayor responsabilidad en la demanda (debido a la utilización en sistemas de climatización), por ello el propio modelo pondera el peso del efecto climático en cada una de las seis zonas consideradas.

El segundo factor que explican en la demanda eléctrica es el de la laboralidad. De forma similar a la diferenciación de zonas geográficas por clima, en este caso se procede a la separación de “días tipo” en cuanto a consumo eléctrico. La clasificación establece como días laborables los martes, miércoles, jueves y viernes no festivos ni pertenecientes a un puente o vacaciones. Estas y otras excepciones más los sábados, domingos y lunes por separado representan el resto de tipos de días. A partir del conocimiento del número de días de cada tipo en cada mes se elabora la variable que representa la laboralidad mensual.

Por último, se considera la influencia de la actividad económica. Este factor recoge variables relacionadas con la estacionalidad mensual, la evolución coyuntural y la evolución tendencial. En este caso surge un problema porque la electricidad está presente en la mayor parte de la actividad económica del país, lo que hace que numerosas variables que influyen en la demanda de esta energía presenten una cierta relación entre ellas que puede originar problemas de multicolinealidad que dificultarían la estimación de parámetros de forma correcta. Para la construcción del indicador de actividad económica se toman índices de nueve sectores económicos, índices de activos líquidos en manos del público y datos del consumo telefónico.

A partir de los datos anteriores estiman la evolución de la demanda tanto corto como a largo plazo. El corto plazo son previsiones de hasta dos años, pero en la práctica el modelo ofrece resultados mensuales y, simultáneamente, se van realizando ajustes al comparar la capacidad explicativa de los indicadores con la realidad. En el largo plazo, la predicción abarca un plazo de más de diez años, pero de nuevo permite la introducción de correcciones de los parámetros.

En cuanto a los otros modelos, puede resultar interesante, el análisis de las curvas de carga por usos finales. Este análisis lo realiza el modelo CURIOS. La curva de carga es “la representación gráfica de la evolución de la potencia suministrada a la red durante un periodo de tiempo” (Proyecto INDEL, pág. 165). El análisis de estas curvas es de interés para conocer lo mejor posible las características de la demanda y poder, llegado el caso, tratar de influir en su composición o modificar los hábitos de consumo.

En el siguiente cuadro se intenta dar una idea de los modelos mencionados anteriormente, de forma que podamos comparar sus características, ver la evolución que ha sufrido el enfoque del problema, etc. La división que se ha utilizado es temporal, eso no significa que sean muy distintos los antiguos modelos de los utilizados en la actualidad pero el momento en que cada uno fue realizado sí que es distinto y condiciona en gran medida el enfoque.

Modelos tradicionales

Institución	Carácter	Plazo Temporal	Ámbito		Submodelos		Recomendaciones
			Gral.	Energía	SI	NO	
Club de Roma	Supranacional	Medio/largo	X			X	Sí, generales
Ford Found.	Nacional	Medio		X			Sí, generales
Inst. Hudson	Nacional	Medio	X				
IIASA	Supranacional	Largo		X			

Modelos actuales

Institución	Carácter	Plazo Temporal	Ámbito		Submodelos		Recomendaciones
			Gral.	Energía	SI	NO	
IIASA	Supranacional	Largo		X		X	Sí
DOE	Nacional	Medio/largo		X	X		Sí
AIE	Supranacional	Medio/largo		X			No
Comisión Europea	Supranacional	Medio/largo		X		X	Sí
Modelo demanda	Sectorial	Corto		X	X		No

Conclusiones

La preocupación de la sociedad y de sus órganos de gobierno se ha traducido en el enfoque con que se han analizado los problemas de la energía. Hacia los años sesenta, y aprovechando el incremento de la capacidad de cálculo que introdujeron los primeros ordenadores personales, se analizaron las posibles consecuencias del agotamiento de la energía hasta que las crisis del petróleo de la década de los setenta conmocionaron el sector. En los ochenta ya no se planteaba un escenario de agotamiento físico de la energía, en especial del petróleo, sino que el problema fundamental era el crecimiento de la demanda por encima de lo que lo hacía la oferta. Este hecho presenta complicaciones ya que, por una parte, la demanda tiene un rápido crecimiento, fuerte y ligado al ritmo de actividad económica y ésta es difícil de predecir. Por otra parte, la oferta y su posible crecimiento implica inversiones fuertes y de larga maduración por lo que el retraso de puesta en funcionamiento puede causar problemas. Una iniciación temprana causa graves problemas funcionales, si ésta se retrasa habrá un exceso de demanda incrementando los precios de la energía en el mercado.

La preocupación actual es este problema y su repercusión sobre los precios. Se asume que el sistema económico difícilmente volverá a un mercado energético con precios bajos y que, por el contrario, los precios de la energía subirán. El problema no es el nivel sino el ritmo de elevación de los precios, dado que si el ritmo es suave el sistema puede adecuarse sin costes excesivos. Por otra parte, para cubrir las necesidades de demanda que se produzcan se puede acudir a las tecnologías conocidas pero algunas de ellas, como la nuclear, tienen rechazo social, su introducción es un problema de trade-off entre aspectos sociales y aspectos económicos y una decisión pública de pagos o no de la economía relacionados con la decisión.

La evolución de los temas de preocupación en el campo de la energía es clave: pasamos de agotamiento energético y la necesidad de disminuir la demanda al análisis del incremento de oferta para cubrir la demanda a precios soportables por el sistema. Las nuevas tecnologías y el I+D en el campo energético es un proceso lento, en ocasiones impulsado sin demasiado entusiasmo por gobiernos y sector energético, aunque será sin la menor duda la solución de abastecimiento de energía según la teoría de los ciclos energéticos.

LA DEMANDA DE ENERGÍA

La energía y el crecimiento económico

El crecimiento económico va acompañado, como hemos comentado previamente, de crecimiento de la demanda de energía, principalmente de electricidad y energía para transporte. El cumplimiento de esta afirmación nos conduce a estudiar con especial atención la evolución de esta demanda y a “abandonar” en cierta medida la idea de su reducción. Una de las formas de conocer el peso de la energía en la economía es a través de la intensidad energética, concepto definido anteriormente. Todos los países intentan reducir ese ratio entre el consumo total de energía y el PIB, lo cual indicaría que la energía consumida, aunque esté creciendo, se utiliza de forma más eficiente. Este concepto pone el énfasis en la demanda cuantitativa más que cualitativa.

Por otro lado, vemos que la función de demanda de energía es muy inelástica, es decir, muy insensible a variaciones en los precios. En cuanto a la demanda realizada por parte de las economías domésticas, observamos que no se modifica el comportamiento de consumo de energía aunque el precio de ésta aumente, así sucede con los carburantes, por ejemplo. En el caso de empresas de servicios o industrias, suelen repercutir las subidas de los precios de la energía, como las de cualquier otro factor de producción, en los precios finales, por lo que tampoco parece que puedan tener demasiados incentivos para la disminución del consumo.

El argumento anterior nos lleva a pensar que, aunque el crecimiento de la demanda sigue siendo una preocupación general, lo cierto es que el mayor esfuerzo debe ir por el lado del incremento de la oferta o el uso más eficiente de los recursos. En cuanto a medidas concretas por el lado de la demanda, en el entorno comunitario, suelen destacar las relacionadas con:

- La fiscalidad. Es preocupación de la UE la elaboración de normas comunes respecto a la fiscalidad de la energía para evitar diferencias entre los países miembros y promover cambios en el comportamiento de los consumidores.
- Los programas de ahorro. Debido a las enormes pérdidas que se producen (6) desde la producción de energía hasta su uso final

(6) En electricidad, por ejemplo, el rendimiento energético es de menos del 50%, y en términos globales en Europa, de sólo un 25% (Energía. Controlemos nuestra dependencia. Comisión Europea, Luxemburgo 2002, pág. 26).

cualquier medida de reducción de consumo supone un ahorro a considerar.

- La concienciación medioambiental ciudadana. Lo cual implica una reducción de los combustibles fósiles utilizados. Este tipo de actuación, además de reducir las emisiones de CO₂, ayuda a reducir también la dependencia energética.

La reducción de la intensidad energética. En este sentido, la propia Comisión reconoce que los esfuerzos han ido disminuyendo en los últimos años. Aún cuando se considera que es posible mejorar la eficacia energética, se percibe una resistencia por parte de los consumidores a comprar tecnologías que mejoren el rendimiento energético.

Es importante asimismo hacer un análisis de los usos energéticos, es decir, debemos tener en cuenta que la mayor demanda de energía es un posible problema no sólo en términos cuantitativos sino también cualitativos, puesto que hay ciertas actividades que dependen de la energía, o de algún tipo de ella, de forma total; hablamos en este caso de demandas cautivas. Así por ejemplo, el transporte por carretera, que forma parte de muchas actividades económicas, no tiene sustitutivos cercanos en el caso de un crecimiento fuerte de precios del fuel o una restricción de su oferta. Es necesario, desde este enfoque, que, para limitar la dependencia, se busquen formas alternativas de cubrir esas necesidades, lo que pasa, necesariamente, por la búsqueda de nuevas tecnologías. Lo anterior no significa que no sea importante la reducción de la demanda y el uso eficiente de la energía, sino que, además, debemos buscar limitar también esas demandas cautivas y eso se consigue sólo con nuevas formas de aprovechamiento o de funcionamiento de los procesos. Desde la Comisión se avanzan como posibles medidas, el impulso del transporte ferroviario, el marítimo y el fluvial y la sustitución de los carburantes por biocarburantes líquidos u otras opciones. En cualquier caso, son medidas que requieren grandes esfuerzos y ayudas financieras si se quiere conseguir cierto nivel de éxito.

Previsiones de demanda

Según el ya mencionado *Libro Verde* de la Energía, el consumo comunitario de energía aumenta entre un 1 y un 2 por ciento cada año y la dependencia respecto a terceros países supera el 50%. Nuestros recursos, por otro lado, pueden considerarse prácticamente nulos, incluso en

el caso del carbón, del que tenemos reservas pero con un alto coste de extracción.

Otras fuentes, como el IASA, ofrecen unas previsiones de crecimiento del PIB —principal indicador del crecimiento de consumo de energía (7)— de entre 1,7 y 2,2 por ciento para el periodo 1990-2020 y 1,7 y 1,1 para 2020-2050. Estas previsiones, unidas a las de un escaso crecimiento de la población, y una economía basada en los servicios, les hace prever que el crecimiento de la demanda de energía será “modesto” en comparación con el de otras zonas del mundo que están sufriendo un desarrollo mucho mayor, asumiendo que este consumo llegará a ser “maduro y estable” hacia mediados del siglo XXI. Todos los escenarios planteados parecen llegar a resultados bastante positivos y ello porque consideran que finalmente serán sustituidos los carburantes fósiles por otros sintéticos o por gas natural, y que tendrán cada vez más importancia las energía limpias y las de red. Sin embargo, debemos reconocer que este futuro tan halagüeño sólo será posible si, efectivamente, se implantan las medidas de gestión de la demanda propuestas por la Comisión. De hecho, se reconocen preocupaciones relativas a energías renovables como son las fuertes inversiones necesarias y la disponibilidad de la tierra, factores que chocan frontalmente con la liberalización de los mercados, como se analiza más adelante.

El “peor escenario” asume una escasa inversión en I+D, nuevas tecnologías, exploración de petróleo y gas e insuficiente diversificación de la demanda, pero aún en este caso se asume que la dependencia energética de la UE y los problemas relacionados con la seguridad en el suministro sean menores de lo que lo han sido históricamente. Y ello porque se confía en que, dado el capital disponible en la zona y las posibilidades de progreso técnico, nunca se lleguen a cumplir las pesimistas perspectivas de ese escenario adverso.

Conclusiones

Podemos afirmar que la cuestión del crecimiento del consumo de energía es un tema que debe preocuparnos. Sin ningún afán alarmista parece claro que esa demanda seguirá creciendo en el futuro inmediato,

(7) Según el “*Global Energy Perspectives*”, desde 1990 el crecimiento del PIB de la zona ha sido de un 1,5%, y el de la demanda de energía primaria del 0,7%, aproximadamente, por tanto, la mitad del crecimiento del PIB (pág. 184).

acompañando al crecimiento económico que se producirá al mismo tiempo. Aunque las previsiones que los modelos ofrecen son bastante optimistas, no cabe descuidarse si queremos alcanzarlas efectivamente. Sólo si se impulsa la eficiencia y el ahorro energético, unido al esfuerzo en la investigación e inversión en nuevas tecnologías y fuentes de energía, se puede asegurar, en cierta medida, que podremos seguir disfrutando de un sistema económico con abundante energía. Además de lograr reducir la dependencia energética que, hoy por hoy, sigue siendo una asignatura pendiente. No debemos olvidar, por otro lado, los compromisos adquiridos en temas medioambientales, que sólo podrán cumplirse si se modifican sustancialmente nuestras formas de consumo. Reaparecen, en consecuencia, las necesidades de desarrollo de tecnologías limpias que, principalmente, consigan sustituir los consumos de combustibles fósiles, principales culpables de las emisiones tóxicas a la atmósfera.

LA OFERTA DE ENERGÍA

Como se deduce de lo comentado hasta ahora, existe un amplio acuerdo sobre el hecho de que el problema de la energía es, fundamentalmente, un problema de demanda. Sin embargo, no debemos olvidar que la energía es un bien económico, es decir, un bien escaso para el que existe un mercado y, por tanto, al menos dos agentes: oferentes y demandantes. Al margen del empuje fundamental de la demanda a la hora de establecer en el intercambio de energía la cantidad y precios de equilibrio, de cuya contribución hemos hablado en el apartado anterior, debemos también prestar atención a la oferta y sus características (sector oligopolista y rigidez de la oferta), lo que nos ayudará a entender el problema global.

Oligopolios de oferta

Una de las características presentes en casi todos los mercados energéticos particulares y el mercado de energía considerado de forma global es su carácter oligopolista. Las fuentes de producción están concentradas geográficamente, lo que ofrece ventajas a sus poseedores e introduce distorsiones en el mercado. Hemos comentado, en este sentido, las graves consecuencias que puede tener para el desarrollo del área europea una excesiva dependencia y las ventajas que para otros (como Argelia) implica la posesión de estos recursos. Es de destacar, sin embargo, algo que en ocasiones pasa desapercibido, frente a la evidente dependencia de los

países importadores, también es notable la que afecta a los productores/exportadores, altamente dependientes de los ingresos que obtienen por la venta de esos productos y que resultan claves para el conjunto de sus economías.

En cuanto a las distintas fuentes de energía, la preocupación es diversa. Así, por ejemplo, el uranio europeo representa sólo un 2% de las reservas mundiales y a pesar de que cada vez resulta menos competitivo —porque aparecen nuevos yacimientos en otras zonas— no se percibe con preocupación debido a la abundancia y dispersión geográfica de los yacimientos, lo que garantiza unos precios bajos. Sin embargo, como se verá con mayor detalle en otros capítulos de este mismo texto, la situación respecto la petróleo y el gas es bien distinta. En lo que respecta a estos productos, el factor fundamental a considerar es que, además de la elevada dependencia del exterior, la oferta está concentrada en unas pocas manos (por cuestiones de localización de yacimientos principalmente, pero también podría ser por tenencia de tecnología, control de las redes de transporte, etc.), lo cual hace que el mercado se organice en forma de oligopolio en el que la introducción de competencia tiene posibilidades muy limitadas. En el caso comunitario no debemos perder la perspectiva de que esta dependencia está demasiado concentrada geográficamente y de que la seguridad en el suministro pasa por la diversificación de los aprovisionamientos, pero también por la necesidad de reducción de dichos suministros y su sustitución por otros de producción propia o cuya propiedad esté más diversificada.

Ese puede ser el caso del carbón, del cual tenemos bastantes reservas, pero cuyos precios están por encima de los del mercado mundial. Esta circunstancia impulsará la reducción de su producción y la sustitución del carbón europeo por carbón importado. Las consecuencias de esta medida pueden ser positivas en cuanto a la disminución de los precios, pero vuelve a agravar el problema de la dependencia.

Oferta rígida

Los recursos energéticos suelen clasificarse en renovables, cuando su uso no agota su existencia, o no renovables, en caso contrario. Sin embargo, en ambos casos podemos hablar de oferta rígida, ya que factores como la potencia instalada o la capacidad de extracción de los recursos del subsuelo ponen límites técnicos a la producción de energía, al margen del posible agotamiento del recurso. La oferta rígida está no sola-

mente en una cantidad de petróleo producida diariamente que no se recuperará, sino también en la capacidad de producción de las distintas formas. Así, en Europa, la energía hidroeléctrica es, de las renovables, la que mayor aportación realiza al balance energético, pero la posibilidad de aumento de capacidad es, prácticamente, nula. En cuanto al resto de renovables (eólica, solar, biomasa y geotérmica), siendo las únicas fuentes de producción que permiten cierto margen de maniobra en el contexto de la Unión Europea, necesitan todavía de fuertes inversiones para que su contribución crezca al ritmo requerido para atender a la demanda creciente de electricidad. A los problemas financieros debemos unir otras dificultades de algunas de estas formas de energía que escapan en ocasiones de la propia actuación humana, como son las relacionadas con la meteorología, que pueden establecer restricciones adicionales a su desarrollo. El problema se agrava si tenemos en cuenta los plazos temporales que son necesarios para poner en funcionamiento nuevas plantas. Éstos varían en función de la planta (central térmica, hidráulica, planta de extracción petrolífera, de gas...) pero en cualquier caso suelen estar por encima de los 5-8 años. En definitiva, las nuevas inversiones necesarias para atender la creciente demanda pueden verse limitadas por falta de incentivos y de garantías que aseguren la recuperación de la inversión.

En resumen, las recomendaciones por el lado de la oferta se están centrande en la explotación de nuevos recursos energéticos por un lado y, por otro, en asegurar y potenciar los ya existentes, lo cual incluiría la energía nuclear.

EL MERCADO ENERGÉTICO

A la hora de analizar el mercado de la energía debemos tener siempre presente una característica particular, a saber, la consideración de bien público que han tenido diversas formas de energía (final), en particular la eléctrica; por lo que tradicionalmente han sido mercados intervenidos con el fin de garantizar el acceso al bien por parte de todos los ciudadanos y a un precio asequible. Esta circunstancia, unida a las características anteriores de crecimiento de demanda y de oferta rígida, puede conducir a un equilibrio inestable a corto plazo que genere incertidumbre de precios y desaliente las inversiones necesarias para atender la demanda.

En el análisis de los distintos mercados será interesante poner el acento en aquellas características especiales que influyen en la forma de los

mismos. Así, el *mercado del petróleo* se caracteriza por la fuerte concentración de la oferta mundial y, por el lado de la demanda, la elevada dependencia de esta fuente de algunos países (como España). La oferta, de la que se habla ampliamente en el capítulo 2, se concentra en el área de los países de la OPEP. Las variaciones unidas a la misma se han producido, principalmente, por nuevos descubrimientos de yacimientos. Desde el lado de la demanda, el principal problema al que debemos prestar atención es el ya mencionado de la existencia de consumos cautivos del petróleo, como son la mayoría de los transportes. Otros problemas relacionados con la oferta se refieren a su organización en forma de cártel y las dificultades en las relaciones entre sus miembros (cuotas de reparto, detección y control de posibles “engaños”, principalmente). Estos problemas escapan el ámbito de nuestro análisis por lo que no profundizamos en estas cuestiones.

En los últimos años parece que el problema no viene desde el lado de los suministros, pues se siguen descubriendo nuevos yacimientos, sino que es una cuestión de disponibilidad inmediata de los mismos. Los riesgos asociados a la propiedad de los campos petrolíferos están desapareciendo pero aparecen otros nuevos que hacen referencia a los oleoductos, refinerías y oleopuertos. La propiedad de los mismos, así como su posible vulnerabilidad, son los factores a analizar cuando estudiemos la dependencia del petróleo más que el simple análisis de la procedencia de nuestras importaciones.

El *mercado del carbón* aunque, en principio, es un mercado libre e internacional, tiene un fuerte componente nacional que debe ser tenido en cuenta. Además, es de esperar que vaya perdiendo importancia por los compromisos medioambientales adquiridos por la comunidad internacional, aunque siempre se considerará una fuente a la que recurrir en caso de necesidad, tal como sucede en la Unión Europea. Al ser un sector protegido (en algunos países, las empresas tienen la obligación de comprar carbón nacional), genera ineficacias que se trasladan al resto de mercados; así por ejemplo, en el sector eléctrico, las empresas que utilizan el carbón nacional se encuentran con un producto que tiene menor poder calorífico y es más caro que el carbón importado. Dejando un poco de lado estos problemas nacionales —que tienen un fuerte componente social—, es cierto que la gran preocupación social en nuestro entorno se refiere al carácter contaminante del mismo, que impulsa la búsqueda de nuevas formas de aprovechamiento, más “limpias” y la sustitución, en la medida de lo posible, por otras fuentes.

El análisis del gas es similar al del petróleo, pero con ciertas diferencias respecto a los tipos de productos que se comercian y con la idea de un mercado único a nivel europeo. El *mercado del gas*, como el eléctrico, ha sufrido en los últimos años un proceso liberalizador en el conjunto de los países de la Unión Europea, como resultado de la publicación el 21 de julio de 1998 de la Directiva 98/30/CE sobre Normas Comunes para el Mercado Interior del Gas Natural. La situación previa a la adopción de esta norma en los países implicados, que tenían como fecha tope para incorporarla a sus legislaciones en agosto de 2000 (excepto Reino Unido, Grecia y Portugal, por considerarlos mercados emergentes), era bastante avanzada en el terreno de la liberalización. El objetivo buscado con dicha directiva fue el equilibrio entre los objetivos propios de la liberalización y el mantenimiento de las obligaciones de servicio público. La situación del gas en los distintos países del anillo euro-mediterráneo no puede ser más diversa, pues encontramos casos, como el de España, que es totalmente dependiente (98%) del exterior (abastecida por otros miembros del área geográfica mediterránea, fundamentalmente Argelia, con un 60% del aprovisionamiento, el máximo permitido) y otros países con una dependencia menor (Irlanda, 31%; Italia, 67%), junto a otros que son importantes exportadores (Argelia, Noruega) o cuya dependencia es nula (Dinamarca, Holanda).

Aunque generalmente admitimos que el mercado del gas está liberalizado en nuestro entorno, debemos reflexionar sobre, al menos, dos cuestiones. La primera de ellas hace referencia al hecho de que es condición necesaria pero no suficiente para que haya mercado la existencia de una red suficientemente “mallada” e interconectada como para que los agentes que actúan a precios de equilibrio puedan atender físicamente los intercambios. En este sentido jugarán un papel crucial los nuevos gasoductos que se están construyendo, y gracias a los que conseguiremos no sólo mayor capacidad de transporte y, por tanto, comercio con países productores del área del norte de África, sino también, mayor independencia respecto a países que, hoy en día, son clave en los intercambios. La diversificación de productores y oleoductos reducirá el riesgo asociado a la dependencia de esta fuente. En esa diversificación de productores debemos prestar especial atención al papel que jugará Rusia en muy poco tiempo, que ya se ha convertido en el principal proveedor de Europa, restando protagonismo al resto de países del área mediterránea. Esta situación favorece que la UE disminuya el riesgo asociado a esa mayor dependencia de países como Argelia, pues parece muy probable esperar que la antigua URSS busque cada vez mejores y más cercanas relaciones con Europa Occidental. Los países productores del norte de África encontra-

rán en Rusia un importante competidor que puede hacer peligrar si no los precios del gas, sí al menos, la seguridad de compra por parte de terceros países.

Cuando se habla de la dependencia energética desde el punto de vista de la oferta de energía, parece que los principales temores surgen en torno a la situación geopolítica de esas fuentes primarias, aunque en los últimos tiempos esa preocupación se ha atenuado. Al mismo tiempo se percibe temor a los efectos que presenta la conexión evidente entre los precios del gas y los del petróleo, que son los que marcan la pauta, a pesar de que teóricamente se parta de la existencia de un libre mercado para cada uno de estos productos. Éste será un factor a tener en cuenta en la valoración de la dependencia/independencia de esta fuente de energía. Si esta tendencia se mantuviera en el tiempo, las mejoras introducidas en el mercado con las nuevas instalaciones de transporte perderían importancia, siendo el precio del gas una variable que se determinaría fuera del propio mercado. La consecuencia inmediata se refleja en el mercado eléctrico, cuyos aumentos de oferta se van a ver atendidos con la construcción de centrales de ciclo combinado que, además, son respetuosas con el medioambiente.

Respecto al *mercado eléctrico* debemos tener en cuenta la característica anteriormente mencionada: la provisión de energía eléctrica a todos los ciudadanos ha sido un compromiso de los gobiernos lo que le ha dado el carácter de “bien público”. Esta cualidad, unida a otras características (red: monopolio natural), han dado lugar a que la producción de energía eléctrica esté fundamentalmente en manos estatales o, progresivamente, de una pocas compañías privadas. Una de las principales preocupaciones de la UE es la introducción de competencia en el sector eléctrico, para lo cual se han desarrollado una serie de normativas que combaten la formación de cárteles, la posición dominante de ciertas compañías, la existencia de ayudas estatales y las fusiones; en general, cualquier situación que pueda suponer un peligro para la existencia de libre competencia.

En el siguiente cuadro aparecen los principales hitos temporales referentes a la aplicación de la normativa comunitaria sobre mercado eléctrico en los diferentes países, en el que se puede apreciar como, de los grandes productores y consumidores de energía, Francia es el país que se ha mostrado más reticente a la apertura del mercado, cumpliendo sólo los mínimos legales. En el otro extremo aparece Reino Unido, cuya liberalización data de principios de los 90 y cuya experiencia en el ámbito de la introducción de competencia ha servido al resto de países.

	País	Año
1	Alemania.....	1998
2	Austria	1998
3	Bélgica.....	1999
4	Dinamarca	1998
5	España.....	1997
6	Finlandia	1995
7	Francia.....	2000
8	Grecia	1999
9	Holanda	1998
10	Irlanda.....	1999
11	Italia	1999
12	Luxemburgo	2000
13	Portugal	1997
14	Reino Unido.....	1990
15	Suecia.....	1996

Fuente: Elaboración propia y UNESA.

Desde el punto de vista práctico debemos hacer unas reflexiones sobre la idoneidad o posibilidades ciertas de esas normativas. Así por ejemplo, en cuanto a la formación de cárteles, a pesar de que el mercado mayorista eléctrico ya está organizado en forma de “pool”, lo cierto es que no dejamos de estar ante un oligopolio, donde sí es importante resaltar que la desintegración vertical de las empresas ha favorecido la introducción de competencia. En cuanto a dónde se ha introducido competencia, por actividades son: generación, distribución, comercialización (actividades, todas ellas, que no son “de red”, donde la existencia de un monopolio natural aconseja la intervención de un organismo de carácter público que asegure el libre acceso a dicha red de distribución).

La aplicación concreta de esta liberalización en los diferentes países ha dado origen a ciertas preocupaciones. En el caso español, el sector se caracteriza por un equipo de generación instalado con un reducido margen de reserva para poder atender posibles crecimientos de demanda, unas redes de transporte y distribución con problemas de saturación, una demanda creciente y ciertas estructuras deficitarias (así sucede, por ejem-

plo, en las gasísticas). Por todo lo expuesto, el sector teme que las inversiones necesarias para atender la creciente demanda no se lleven a cabo, principalmente, porque la liberalización ha traído consigo un entorno de incertidumbre, que entorpece el correcto desarrollo de infraestructuras, las cuales requieren, por otro lado, amplios plazos temporales para su realización. A partir de esas consideraciones, el sector reclama un marco regulatorio que permita suplir esas carencias de capacidad y de red y solucionar posibles problemas que, de otro modo, amenazan el correcto funcionamiento del sector. Otro aspecto problemático es el de las ayudas estatales, que han recibido históricamente sectores como el carbón, por esas preocupaciones sociales de las que hablábamos anteriormente, y que parecen incompatibles con un marco de liberalización. Sí parece, por otro lado, que se están estableciendo ciertos controles sobre las fusiones y contratos a largo plazo sobre suministros de fuentes.

En el entorno supranacional, cada vez toma más fuerza la idea de un mercado eléctrico sin fronteras. Ya es casi una realidad el mercado ibérico y con el programa comunitario de ampliación de la red de distribución y de las conexiones con Francia y el norte de África, en el mercado entrarán nuevos agentes que favorecerán la existencia de la ansiada competencia.

El proceso de liberalización tendrá un hito importante en 2003, cuando se liberalice el mercado de la electricidad y el gas para las economías domésticas. Sin embargo, nada asegura que la liberalización y privatización supongan mayor competencia en el sector, y el consiguiente reflejo en las relaciones en el mercado y los precios alcanzados, y al final, estamos viviendo una re-regulación más que una desregulación y sus efectos finales aún están por determinar. Si los precios caen impulsaría aún más la demanda, con el consiguiente agravamiento del problema del abastecimiento. El desarrollo de una red interconectada será fundamental para el funcionamiento del mercado libre.

BIBLIOGRAFÍA

COMISIÓN EUROPEA: «*Libro Verde: Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético*». http://europa.eu.int/comm/energy_transport/es/lpi_lv_es1.html.

CREMER, J. Y SALEHI-ISFAHANI, D.: «*Models of the Oil Market*», Harwood Academic, 1991.

- DEPARTMENT OF ENERGY, USA: «*World Energy Projection System*». <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/weps/>.
- EURELECTRIC: «*Business trends in the european power industry-consequences of liberalisation*». www.eurelectric.org.
- GARCÍA ALONSO, J. M. y IRANZO, J.: «*La energía en la economía mundial y en España*». Editorial AC, 1988.
- GRIFFIN, J. A. y STEELE, H. B.: «*Energy Economics and Policy*». Academic Press, 1980.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: «*World Energy Outlook*». <http://www.worldenergyoutlook.org/weo/about.asp>.
- INTERNATIONAL INSTITUTE FOR APPLIED SYSTEMS ANALYSIS: «*Annual Report'88*». IIASA, Luxemburgo, 1989.
- KAHN, HERMAN, ET AL: «*The next 200 years. A scenario for America and the world*». Management Editions (Europe), Ginebra, 1976.
- LANDSBERG, H. (coordinador): «*Energy. The next twenty years*». Ballinger Publishing Company. Cambridge (Massachusetts), 1979.
- LARRAZ ESCOBAR, J. A.: «*Modelos de previsión de los consumos energéticos*». Hacienda Pública Española, n.º 53. Madrid, 1978.
- LORCA, A.: «*Los ciclos energéticos*». Boletín ICE n.º 2195. Madrid, 1989.
- MESAROVIC, M. y PESTEL, E.: «*La humanidad ante la encrucijada: Segundo informe al club de Roma*». Instituto de Estudios de Planificación. Madrid, 1975.
- NEBOJSA, ARNULF y McDONALD (Ed.): «*Global Energy Perspectives*». Cambridge University Press, 1998.
- MINISTERIO DE ECONOMÍA: «*Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011*». http://www.mineco.es/PlanificaciónEnergetica2002_2001/.
- ROBINSON, T.: «*Economics of Exhaustible Resources*», Routledge, 1989.

CAPÍTULO SEGUNDO

PETRÓLEO Y MEDITERRÁNEO

PETRÓLEO Y MEDITERRÁNEO

Por JOSÉ MARÍA MARÍN QUEMADA

INTRODUCCIÓN

El Mediterráneo puede ser contemplado como un lugar de encuentro pacífico, de intensa cooperación y de crecimiento económico compartido entre los países ribereños. Pero también como un área de conflicto y de tensiones. La energía, y más específicamente el petróleo, puede jugar un notable papel como factor que facilita o induce una u otra realidad. Todo ello es posible y nada es fácil. Las diferencias cuantitativas y cualitativas entre los países del ámbito euro-mediterráneo en términos de PIB nacional, de renta per cápita de sus ciudadanos, de esquemas políticos, de opciones de desarrollo y de modelos sociales son elementos capaces de trastocar cualquier equilibrio en conflicto. Sin embargo, y precisamente por esto, merece la pena orientar de manera coordinada las actuaciones para mejorar las condiciones de vida, en equidad, de la sociedad euro-mediterránea. Con ello, además de alejar la fricción se procurará el bienestar general. Como se comenta más adelante, el petróleo tiene que ver con todo ello, como fuente de energía que es clave en el proceso de integración o de acercamiento regional, que está pendiente, y también como elemento estratégico y político para la Unión Europea (UE).

El proceso de acercamiento regional debe estimularse desde Bruselas por varias razones, y entre ellas por su condición de fuerte consumidor de energía. Los intentos de la Unión del Magreb Árabe (Tratado de Marraquech, 1989), además de lejanos, languidecen. Los acuerdos comerciales del estilo Marruecos-Túnez (1996) resultan lentos. Sin embargo, y en estos mismos

países, la cooperación internacional en torno a los hidrocarburos, ha resultado mucho más ágil. Además, la experiencia recuerda que los procesos de acercamiento regional, intercontinentales, se han estimulado cuando han surgido intereses concretos en torno al gas y al petróleo. El último ejemplo, pero no el único, es el acuerdo Argelia-UE del año 2002.

Desde la Unión Europea el proceso de impulso ha tenido un desarrollo, si no rápido, sí de innegable importancia. Con el petróleo como telón de fondo, ya en 1991 el Parlamento Europeo se pronunció sobre la imperiosa necesidad de establecer un marco político para revalorizar las relaciones entre los países del Norte y del Sur del Mediterráneo, que estaban basadas, hasta entonces, en unos acuerdos esencialmente económicos y en unos protocolos financieros bilaterales que desconocían, en la práctica, la perspectiva política y estratégica.

Años después, la Primera Conferencia Euro-Mediterránea de Barcelona, en noviembre de 1995, marcó un cambio sustantivo y de intención en el contenido y fundamento de estas relaciones. Se pasó, como se recoge con más detalle en el capítulo 9 de este mismo texto, mucho más allá de los acuerdos comerciales y de los programas de asistencia para proponer como objetivo la plasmación concreta de los vínculos, por cierto históricos, entre la Unión Europea y su periferia Sur. Mejorar los niveles de seguridad para la UE, incluyendo los factores relacionados con la seguridad de abastecimiento energético, no era una cuestión ajena a este planteamiento.

En el terreno específicamente energético, la Conferencia de Túnez en mayo de 2002, sobre estrategias de aprovisionamiento en la región euro-mediterránea, es la continuación, si no formal sí práctica, de la V Conferencia Euro-Mediterránea de Valencia de abril del mismo año, celebrada por cierto en un entorno de precios del crudo que, en esos días, rozó los 28 dólares por barril. La preocupante dependencia energética de los Quince, especialmente de petróleo, constituyó el centro de atención de toda la Conferencia, en algunas de cuyas ponencias se recordó con insistencia que esa dependencia del abastecimiento de crudo llegaría hasta un nivel del 90% en el año 2020. Cabe destacar, por otro lado, que esta preocupación comunitaria se comparte en el marco mediterráneo con los países del sur netamente consumidores como Turquía, Marruecos y el propio Túnez; configurando allí un problema energético distinto, de naturaleza geográfica sur-sur. En la Conferencia de Túnez, también se impulsó la política de creación de infraestructuras euro-mediterráneas de

transporte de energía y se avanzó en el área de seguridad en materia de construcción de buques, cuestión cuya importancia puso de manifiesto el accidente del buque petrolero *Prestige* frente a las costas españolas en noviembre de 2002, suceso que obligó a la UE a endurecer las condiciones exigibles a los buques de transporte de petróleo y derivados.

El proceso que se lanzó en Barcelona y se continuó en Valencia y Túnez constituye un marco regional que propone atraer a todos los socios mediterráneos, del Norte y del Sur, a nivel tanto económico como político, para promover el interés común, y representa también el deseo de la Unión Europea de trabajar conjuntamente para lograr el beneficio de todos, lo que pasa necesariamente por reconocer que el petróleo del Sur debe fluir hacia el Norte, su mercado natural, en cantidad, calidad y precio adecuados. Y también porque el conflicto y la tensión en algunas ocasiones tienen su origen en el mercado de petróleo, pero siempre proyectan sus efectos sobre los precios del crudo y los productos petrolíferos y éstos, a su vez, sobre la economía de la UE y de todo el Mediterráneo. El camino recorrido hasta aquí dista de ser suficiente, y la Unión Europea ampliada que ya está en puertas tiene que atreverse a ir más deprisa. Entre otras razones, la seguridad del suministro energético y más concretamente, la del petrolífero, parece que así lo aconseja.

LA ESPECIAL CONSIDERACIÓN GEOGRÁFICA QUE REQUIERE EL PETRÓLEO

Conviene recordar que hay, al menos, dos esquemas iniciales relevantes por lo que al ámbito de definición del área euro-mediterránea se refiere pero, además, en un análisis que tome como referencia básica al petróleo es obligado ampliar y precisar el foco de atención. Si bien el Mediterráneo tradicional considera únicamente a los países ribereños de mayor extensión, siempre que sea útil y posible, el análisis que se plantea en este capítulo será más amplio y se extenderá hacia el Mar Negro y el Caspio, ya que la realidad económica, política y logística del petróleo así lo demanda. El capítulo 6, por otra parte, permitirá conocer la realidad de los otros dos grandes suministradores de petróleo de la UE: Noruega y Rusia.

Salvo que se indique lo contrario, y para no complicar innecesariamente el estudio, a efectos cuantitativos se considerarán las cifras totales de aquellos países como Portugal, España o Francia aunque tengan parte

de su territorio orientado al Atlántico o al Norte de Europa, aún recordando que instituciones de prestigio como el Observatorio Mediterráneo de la Energía incluyen con frecuencia en sus cálculos numéricos a efectos de cómputo mediterráneo, el 58 por ciento de España, el 50 por ciento de Portugal o únicamente la Francia del Sur. En otras ocasiones, y por razones de influencia política, lo relevante será manejar cifras de conjuntos geográficos amplios, como la totalidad de la UE, ya que la estrategia o el poder político y económico, proviene de todo el bloque y no sólo de los países estrictamente ribereños, y menos aún de una porción del territorio de algunos de ellos. Valgan estas consideraciones para recordar que el petróleo obliga a realizar agrupamientos bien distintos según los aspectos que se traten, para poder alcanzar algún rigor en las conclusiones. La geoestrategia de los hidrocarburos líquidos está plagada de peculiaridades que, paradójicamente, resultan ser fundamentales, por lo que las precisiones geográficas y los espacios físicos considerados deben explicitarse en cada razonamiento.

La ampliación de la UE puede transformar aún más las consideraciones geográficas. De los diez países candidatos con fecha de ingreso en el 2004, no hay ninguno con producción apreciable de petróleo, por lo que su incorporación a la Unión no hará sino aumentar la dependencia del crudo importado. El nivel de consumo de los diez se sitúa en el entorno de los 45 millones de Tm/año, en tanto la producción está por debajo del diez por ciento de esa cifra. Aunque con mayores niveles de producción, algo más de 13,5 millones de Tm/año, Bulgaria y Rumania (con una adhesión prevista para 2007) son consumidores netos, con un nivel de autoabastecimiento que llega al 85 por ciento. Mención especial, entre los candidatos, merece Turquía, todavía sin fecha previsible de ingreso, pero con papel mediterráneo indiscutible, especialmente en lo que refiere a la esfera energética por cuanto que su territorio es una vía fundamental de tránsito para el petróleo de otros países. Su cuota de autoabastecimiento es ligeramente superior al 10 por ciento.

En síntesis, por el Sur, la delimitación a efectos prácticos del petróleo aconseja incluir a Marruecos, Argelia, Túnez, Libia, Egipto, Siria y Turquía, pero sin olvidar la influencia del Líbano, Gaza-Cisjordania e Israel. Por el Norte, se debe considerar un primer grupo básico formado por Portugal, España, Francia, Italia y Grecia. El Norte ampliado, añade a los anteriores países Eslovenia, Eslovaquia, Croacia, Bosnia, Macedonia, Bulgaria, Rumania, Ucrania, Moldavia, Georgia y Armenia.

Por el Este, la región del Caspio, de importancia objetiva muy notable y que resultará fundamental para Europa en el futuro, implica centrar el análisis en Azerbaiyán, Kazajstán, Uzbekistán y Turkmenistán, añadiéndose algunas zonas de la Rusia ribereña con el Caspio.

LA OFERTA MEDITERRÁNEA TRADICIONAL

Como es sabido, la oferta mediterránea de petróleo más tradicional se centra en los países del Sur. Concretamente y considerando esa ribera, las reservas de crudo se sitúan en Argelia, Libia, Túnez, Siria y Egipto, países que disponen de una razonable aunque desigual estructura productiva y de transporte hacia su mercado natural del sur de Europa. En el capítulo 8 se plasma, con la excepción de Siria, un análisis más detallado de todos ellos.

A este mismo mercado se dirige una buena parte de la producción del Golfo Pérsico, a través de Turquía y Egipto. Para centrar la importancia estratégica del crudo obtenido en la zona citada, baste recordar que el petróleo con este origen cubre la cuarta parte de las necesidades de Portugal, Grecia, Francia, Italia y España.

En Argelia, las reservas probadas son de 1.200 millones de Tm., cifra relativamente modesta aunque debe considerarse que aún faltan por explorar zonas muy prometedoras. La producción anual, muy estimulada desde la llegada en 1989 de las compañías extranjeras, está en torno a los 66 millones de toneladas. En los próximos años, y como consecuencia de la política argelina de impulso a la exploración, se esperan nuevos descubrimientos por lo que es muy probable que aumenten las cifras anteriores, si bien la producción estará sujeta a la disciplina impuesta por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Cabe recordar que las restricciones en la producción establecidas en el marco de la OPEP, limitan el proceso de crecimiento económico de Argelia, que depende del crudo como fuente prácticamente única para financiar su desarrollo, tan ligado a la estabilidad política. El grave nivel de desempleo, que es una de las causas del conflicto interno que sufre el país desde 1992, podría remitir a través del efecto inducido sobre la economía argelina de un sector explorador y productor de hidrocarburos más activo. Por otra parte, y como ya se ha indicado, cabe mucho margen a la futura exploración ya que la densidad media de sondeos en Argelia se sitúa alrededor de los nueve pozos por 10.000 Km², cifra diez veces menor a la media de otros muchos países.

Tanto en Argelia, como en el resto del Norte de Africa, se percibe un interés creciente de día en día de las compañías estadounidenses que están ocupando con eficacia lo que debería ser una zona de atención preferente para las empresas europeas, que no deben perder protagonismo en unos países extremadamente sensibles para garantizar el suministro de la UE. En este sentido no es fácil de explicar el retraso, hasta el 2002, de la firma del Acuerdo de Asociación UE-Argelia, que debería haber sido más estimulado desde la Unión.

Libia continúa acumulando incógnitas notables, todas con origen en su situación política. Las reservas de petróleo son muy importantes, las más elevadas de los países ribereños del Sur, alcanzando una cifra próxima a 3.800 millones de Tm. Seguramente, cuando se produzca un nuevo impulso al proceso de exploración, hoy ciertamente frenado, se superará este nivel y se abrirá el país a nuevas operaciones de compañías exploradoras aun no presentes en la zona. La producción anual ha descendido mucho, hasta situarse en unos 67 millones de toneladas, cuando treinta años antes estaba por encima de los 160 millones. Los efectos del Acta de Sanción de Estados Unidos sobre el país y la incertidumbre sobre su evolución política impiden pensar en Libia como un contribuyente mucho más importante de lo que es actualmente, hasta que no se clarifique el panorama. Pero, sin duda, su potencialidad como productor de crudo es elevada.

Túnez, mucho más estable en el terreno político, no dispone de reservas importantes a pesar de los esfuerzos de exploración realizados desde hace un buen número de años, situándose la cifra más probable de reservas ligeramente por encima de los cuarenta millones de toneladas. La producción, que además está disminuyendo, apenas supera los tres millones por año, lo que ha supuesto que el país sea importador neto de crudo y productos derivados. Por ello Túnez no tiene, hoy por hoy, mayor interés de análisis, si bien se ha considerado oportuno reseñar su situación para dejar patente su condición de consumidor neto.

En Siria, las reservas están próximas a los 300 millones de toneladas, en tanto la producción anual ronda los 27 millones, con tendencia de año en año a disminuir, fundamentalmente por razones de “maduración” de los campos, lo que conduce también a menores niveles de exportación, situación que depende fundamentalmente de la actividad de las compañías extranjeras que, por razones de inseguridad jurídica, no extienden su presencia.

Desde los años sesenta, Egipto ha desarrollado una muy activa política para atraer a las compañías extranjeras, lo que ha proporcionado al país un indiscutible éxito por lo que a descubrimientos se refiere. El volumen actual de reservas es de unos cuatrocientos millones de toneladas. La producción anual se sitúa en algo más de 37 millones de toneladas, con tendencia a decrecer por agotamiento de los pozos, por lo que de no producirse nuevos descubrimientos, y ante el vigoroso ritmo del consumo interno, el país se convertirá en importador neto de crudo si no cambia la tendencia.

En Marruecos, hecha la salvedad de la incógnita del territorio sahariano del Sur, “on shore” y sobre todo “off-shore”, parece que las condiciones geológicas del subsuelo no permiten formular hipótesis de reservas a la luz de los conocimientos actuales.

En el Cuadro 1 se representa un resumen del balance de disponibilidad de estos países.

CUADRO 1

	Reservas	Producción anual	Ratios años Reservas/ Producción
ARGELIA	1.200	66	18
LIBIA	3.800	67	57
TÚNEZ	40	3	11
SIRIA	300	27	12
EGIPTO	400	37	12
TOTAL	5.740	200	29

- Cifras en millones de Tm. para el periodo 2001-2002.
- Fuente: Elaboración propia con datos de BP Statistical Review.

Como se puede observar, estos países acumulan unas reservas de más de 5.700 millones de Tm., con una producción anual cercana a los 200 millones y, por tanto, con unas expectativas de 29 años, sin contar los futuros descubrimientos que sin duda se producirán en la zona. El conjunto de esta oferta es, en cualquier caso, extraordinariamente importante para los países comunitarios.

Por el contrario, la oferta de los países de la ribera Norte del Mediterráneo es prácticamente irrelevante. Entre España, Francia, Italia, Grecia y la exYugoslavia se obtienen anualmente poco más de 11 millones de Tm., en yacimientos que disminuirán suavemente su producción por agotamiento en los próximos años.

LA NUEVA OFERTA DEL CASPIO

La región del Caspio, bajo la óptica del petróleo, resulta extremadamente interesante por la potencialidad de sus reservas y la situación estratégica que ocupa, y más aún por la que puede llegar a ocupar, en el suministro de la Unión Europea. El “mar cerrado”, a la luz de los datos hoy disponibles y de la extendida opinión de los expertos, reúne muy importantes yacimientos de crudo, si bien el reparto de las zonas marítimas entre los cinco países ribereños (Rusia, Irán, Turkmenistán, Kazajstán y Azerbaiyán) está suponiendo un obstáculo importante en el proceso de exploración “off-shore”. En la cumbre de países ribereños del Caspio, celebrada en abril de 2002 y finalizada sin acuerdo, Rusia, Azerbaiyán y Kazajstán propusieron una distribución proporcional a la longitud de las costas de cada país. Por el contrario, Irán y Turkmenistán trataron de imponer, sin éxito, un reparto igual para todos. La Cumbre finalizó, como ya se ha comentado, sin acuerdo y, si cabe, añadiendo mayor nivel de incertidumbre a la situación. Seguramente se esperan años de conflicto, reflejo de la importancia estratégica, política y militar de la zona.

Dada la importancia crítica del Caspio para Europa desde aquí se propone una intervención de arbitraje y de toma de posiciones de la UE, ya que la seguridad y la diversificación de suministros para el continente así lo aconseja. Por otra parte, razones de proximidad, de fortaleza económica y comercial de la Unión hacen posible poner en marcha ese proceso. Nuevamente es muy visible en este caso el interés de las compañías estadounidenses, que están tomando posiciones aventajadas, en detrimento de las europeas. En un intento por reaccionar en defensa de sus intereses comunes en materia energética, es urgente la aproximación de la UE a Rusia, clave de la salida de crudo del Caspio por Novorossisk, y a Turquía, que desde Bakú, en Azerbaiyán, tiene la llave del crudo del Caspio por Çeyhan hacia el Mediterráneo. La comprensible decisión de la Cumbre de Sevilla (Junio 2002) y posteriores sobre Turquía, requiere de otras actuaciones para no reducir la influencia de la UE sobre este país ante los retar-

dos, por otra parte más que razonables, del proceso de adhesión. Sin embargo, y por lo que a la alianza de áreas se refiere, a la UE le interesa sobremanera que Turquía esté próxima a sus posiciones.

El poder comercial y la influencia política de la UE deberán dar el empujón definitivo al deseable protagonismo de Europa en la zona, convirtiéndose en actor principal de lo que, en determinados círculos de opinión, se denomina el “great game” del control del Caspio. Más de setenta mil millones de barriles de petróleo, 9.550 millones de toneladas, como primeras estimaciones de sus reservas parecen un estímulo suficiente; pero lo que es más importante, el bienestar económico de Europa y del Mediterráneo, lo aconsejan con perentoriedad. No faltan, por otra parte, estimaciones que aumentan considerablemente estas cifras de reservas a más del doble y, con ellas, las razones a favor de un creciente papel de la UE en la zona.

Además, el Caspio fortalece la posición de Rusia frente a la OPEP. Incluso, si Moscú consiguiera armonizar los intereses del Caspio, podría transformarse en colaborador de la OPEP o, por el contrario, en una fuerza capaz de neutralizar parcialmente las decisiones de niveles de producción de sus miembros, ya que dispondría de una cantidad de petróleo bajo su control muy estimable. Otra razón más para que la UE estableciera una estrategia prioritaria frente al Caspio, a pesar de las incertidumbres políticas y de la mínima disponibilidad de infraestructuras para la exportación de crudo que hoy existen.

Azerbaiyán, con unos recursos petrolíferos probados próximos a mil millones de toneladas, según cálculos conservadores, mantiene unos niveles de producción anual de crudo de unos quince millones de toneladas, cifra que se puede multiplicar por cinco en los próximos años (2010), en base a los sustanciales avances realizados en localización de reservas en el mar. El consumo interno detrae menos del 50 por ciento de la producción actual y será la sexta parte de la producción en el 2010, por lo que sus exportaciones potenciales son muy fuertes.

Kazajstán, con reservas probadas incluso algo superiores a Azerbaiyán, por encima de los mil millones de toneladas, se sitúa en una producción de 35 millones de toneladas al año y mantiene un fuerte ritmo potencial de crecimiento con opciones claras de triplicarla a medio plazo (2010) y seguir creciendo después con un consumo interno bajo, unos 8 millones de Tm/año, lo que le permite exportar el 80 por ciento de su producción, tendencia que se mantendrá en el futuro.

Uzbekistán y Turkmenistán, con reservas sumadas para ambos de doscientos millones de toneladas y una producción anual que, considerada conjuntamente, es de unos quince millones de toneladas, son las zonas más modestas en términos relativos del Caspio, pero de una importancia relevante por la potencialidad futura, si bien a un nivel más reducido que los países anteriores.

La Rusia del Caspio es igualmente prometedora. Las compañías rusas *Lukoil*, *Yucos* y *Gazprom*, ya han tomado posiciones en la exploración y producción de la zona, prácticamente excluida para terceros. De la Rusia del Caspio- operada a efectos de exploración-producción por la asociación COC, Caspian Oil Company, que agrupa a las empresas mencionadas anteriormente- no es fácil disponer de cifras fiables. Una estimación conservadora sitúa sus reservas en torno a los 45 millones de Tm.

En el Caspio, siendo notable el nivel de actividad actual, lo más crítico es el protagonismo futuro de la zona cuando se desarrollen las exploraciones previstas tanto en tierra firme como, sobre todo, “off-shore”. Por ello, el momento de actuar para la UE, es ahora. Incurrir en retrasos puede imponer costes y, lo que será peor, pérdida de capacidad de influencia. El Cuadro 2 refleja las exportaciones de la zona, junto con una proyección de futuro que refuerza la idea de su importancia.

En la Comunidad de Estados Independientes liderada por Rusia se agrupan, junto a otros, los países ribereños del Caspio ya citados, pero, paradójicamente, lo que nació como una alianza económica no ha sido capaz de coordinar las exportaciones de petróleo ni la utilización de las infraestructuras de transporte, al no disponer estos países de facilidades

CUADRO 2

Exportación de crudo del Caspio (Estimaciones)

	Año 2001	Año 2010
AZERBAIYÁN	10	52
KAZAJSTÁN	25	80
UZBEKISTÁN Y TURKMENISTÁN	5	6
TOTAL	40	138

- Cifras en millones de toneladas.
- Fuente: Observatorio Mediterráneo de la Energía (OME) y elaboración propia.

de acceso a los oleoductos de la zona. Rusia, que privatizó en su momento la fase de producción de crudo, continúa controlando el transporte por oleoducto a través de la compañía estatal *Transneft* y, por tanto, regulando la salida hacia los mercados de buena parte de la producción de la zona, por lo que las empresas extranjeras ven dificultada su presencia. En esta tarea, fundamental con vistas al inmediato futuro, está un nuevo reto para la Unión Europea, ya que su mercado sería el más favorecido con la desaparición de las prácticas monopolistas actuales.

LA DEMANDA MEDITERRÁNEA

Factores políticos y económicos muy diferenciados recomiendan dividir en dos grupos el estudio del tan amplio y variado territorio euro-mediterráneo. Para permitir comparaciones con el análisis de la oferta, el primer grupo lo formarán los países del Sur y Este (Marruecos, Argelia, Túnez, Líbano, Libia, Egipto, Siria y Turquía). El segundo bloque es el de la UE mediterránea; es decir, Portugal, España, Francia, Italia y Grecia más la ex Yugoslavia. Tanto el crecimiento demográfico, factor que guarda fuerte correlación con el consumo de energía, como la naturaleza, calidad del incremento y características del PIB, también alineado con la demanda de cada país, justifican esta clasificación. En síntesis, una diferente distribución de población con muy distinta renta per cápita, nueve veces mayor en el norte, y una notable disparidad de índices de bienestar humano, son factores que, entre otros, configuran muy distintas características de la demanda.

Frente a una producción de petróleo de 11 millones de toneladas en el Norte, la demanda de crudo supera los 300 millones de toneladas. Por el contrario, la oferta del Sur de 200 millones de toneladas de producción petrolífera se contrasta con 130 millones de toneladas de demanda.

Con independencia de la dificultad de obtener y manejar cifras homogéneas, el resultado del análisis es claro. Se demanda más petróleo crudo en el Norte y se produce y mantienen reservas en el Sur. De aquí la importancia de conocer la política petrolífera de la UE, que se comentará más adelante, y de recordar una vez más la sensibilidad y dependencia estratégica del crudo obtenido en el Sur. Para los países del Norte de Europa existen otras prioridades y así los efectos de la ampliación de 2004 atraen la atención del Reino Unido, de Alemania, de Dinamarca, de Holanda o de Irlanda en diversas direcciones. Sin embargo, para los países mediterrá-

neos de la Unión, el funcionamiento de los acuerdos con los países mediterráneos no comunitarios es una de sus prioridades más notables. Y no sólo el funcionamiento de los Acuerdos de Asociación (en el marco de la Asociación Euro-Mediterránea actualmente en marcha), sino el establecimiento de lazos eficaces que faciliten su abastecimiento energético y más concretamente el de petróleo. El poder comercial de la UE debe ser puesto a disposición del arsenal estratégico, y como pieza fundamental, al servicio de los instrumentos de actuación. Con ello, además se alejan las posibilidades de conflictos de diferentes órdenes. Como se ve, el crecimiento económico de la ribera Sur del Mediterráneo, que requiere contar con el apoyo y estímulo de la Unión, no debe obedecer sólo a intereses de equidad, aunque la política económica de la equidad sitúa la redistribución de la renta y la eliminación de barreras como una prioridad para la UE. También aquellos otros objetivos de distinta índole, como el fortalecimiento de Europa y la posibilidad de que la Unión se dote de fortaleza económica y de una política de seguridad común, encontrarán en estas líneas un estímulo para la decidida actuación.

Examinando la demanda de los productos más significativos, resulta igualmente visible la radical diferenciación Norte-Sur del Mediterráneo. Así, el consumo anual de gasolinas del Norte se sitúa en torno a los 36 millones de toneladas, en tanto que en el Sur ronda los 20 millones y en los Balcanes algo más de 10 millones. Los productos destilados medios presentan igual tendencia. Los fueles disminuyen en consumo en el Norte, 40 toneladas anuales, en tanto que aumentan en el Sur hasta una cifra similar; caracterizando la más sofisticada demanda del Norte que es más exigente en especificaciones, frente a la más relajada del Sur, intensiva en productos más pesados. En suma, sobre un total de 390 millones de toneladas de consumo en el Mediterráneo, el Norte concentra 200 millones, el Sur cerca de 130 millones y los Balcanes alrededor de 60 millones. En el Cuadro 3 se reflejan las cifras de consumo de cada país considerado. Algunas de ellas, por la dificultad de disponer de estadísticas fiables, han sido estimadas.

La evaluación de la demanda está ligada en el Sur a facetas tan dispares como la demografía, el nivel de industrialización, el acceso a otras energías alternativas al petróleo, la improbable implantación de programas de ahorro, la proyección de la renta, la interconexión de infraestructuras energéticas que faciliten el acceso al gas y a la electricidad...; en definitiva, demasiadas incógnitas para buscar mayor precisión en las cifras de consumo futuro.

CUADRO 3

Consumo de petróleo en la región mediterránea

PAÍSES	Millones Tm/año
NORTE	
PORTUGAL	15,2
ESPAÑA	72,7
FRANCIA.....	95,8
ITALIA.....	92,8
GRECIA.....	19,4
EX YUGOSLAVIA	16,8*
BULGARIA	4,6
RUMANÍA.....	10,1
UCRANIA	12,7
TOTAL NORTE	340,1
ESTE	
AZERBAIYÁN	4,6
KAZAJSTÁN.....	7,7
UZBEKISTÁN	6,5
URKMENISTÁN	2,4
TOTAL ESTE	21,2
SUR	
ARGELIA	88,0
LIBIA	11,0*
TÚNEZ	4,8
SIRIA	11,5
EGIPTO	26,2
TOTAL SUR	131,5
TOTAL MEDITERRÁNEO	492,8

— Cifras de consumo referidas a 2001.

— Fuente: BP Statistical Review y elaboración propia.

* Cifras estimadas.

LA NECESARIA ORIENTACIÓN DE LA POLÍTICA PETROLÍFERA DE LA UE, TAMBIEN HACIA EL MEDITERRÁNEO

Para el área mediterránea, la política energética de la UE debe constituir un elemento de cohesión. La política petrolífera aún más, ya que el porcentaje que ocupa el crudo de petróleo en la estructura energética de la Unión, es de más del 40 por ciento.

En un somero análisis de la reciente política petrolífera de la Unión, que se complementa con el recogido más adelante en el capítulo 9, hay que referirse inicialmente a la Carta Europea de la Energía (1991). Se trata de un documento que lejos de estar hoy caduco facilitará, cuando se lleve a la práctica tanto en su versión inicial como en los desarrollos posteriores, un camino necesario que se muestra repleto de posibilidades al combinar las necesidades energéticas de la UE con las del resto de países firmantes de la Carta, alguno de ellos con importantes reservas de petróleo y situados en el ámbito geográfico mediterráneo. De hecho, acelerar el espíritu y el cumplimiento de la letra de la Carta desde la UE, estimularía el comercio regional más eficiente del crudo del Caspio, del que se beneficiaría Europa en primer lugar. En este sentido la UE debería intensificar su capacidad de influencia sobre Rusia para que dicho país adoptara las disposiciones de la Carta y ratificara el Tratado cuyos ejes fundamentales son, junto con la libertad de comercio, la libertad de tránsito, la protección de las inversiones, la eficiencia en la utilización de la energía, el respeto por el medio ambiente y el establecimiento de sistemas de superación de controversias. Todo esto, aplicado al petróleo y considerando la dependencia de Europa, justifica una más decidida actuación desde la UE.

Pocos años después de la Carta, el Libro Blanco (1995) sobre la política energética de la UE, al tiempo que rechazaba la fragmentación en mercados nacionales y propugnaba la integración, recomendaba la liberación de esos mismos mercados y, reconociendo la debilidad que implica la elevada dependencia exterior, instaba al diálogo con los países productores de petróleo, suponiendo bien que la interlocución de una Europa unida resultaría más eficaz que los contactos estrictamente bilaterales. Por tanto, en 1995 ya se definían como objetivos energéticos prioritarios la obtención de un buen marco de competencia, la seguridad de los abastecimientos de petróleo y la protección al medio ambiente. Todos ellos son plenamente válidos y continúan siendo relevantes para el análisis.

La Carta, primero, y el Libro Blanco, después, han hecho posible el *Libro Verde* (2000) que con sus anexos representa el conjunto de documentos más actuales sobre política petrolífera europea. El *Libro Verde* dedica especial atención a la seguridad del abastecimiento, pero tiene el grave riesgo de distraer la atención hacia el debate, sin duda interesante, retrasando la urgente necesidad de tomar decisiones. Naturalmente, ese debate ampliado a toda el área euro-mediterránea es de compleja conclusión. Pero esta circunstancia lejos de retrasar la toma de posiciones debe ser un estímulo para encontrar soluciones ante la importancia estratégica de la zona.

En una referencia temporal próxima, el análisis sectorial de la estructura del consumo en la Unión refleja, junto a una tranquilizadora tendencia hacia una menor dependencia del petróleo por parte de la industria, un transporte cautivo del petróleo y unas economías domésticas supeditadas fuertemente al petróleo y gas. Es decir, cuando se desciende al detalle del consumo, el petróleo se torna especialmente crítico.

Ahora bien, dentro del ámbito de la UE cada vez existe más consenso en que las políticas internas de oferta de los productos petrolíferos deben perder protagonismo —que no desaparecer—, a favor de las actuaciones por el lado de la demanda, cuyos márgenes de maniobra son mucho más amplios. Estas políticas de demanda de productos en la Unión encontrarán en los instrumentos fiscales un potente apoyo para discriminar derivados de la destilación de petróleo y para impulsar los difíciles programas de ahorro. También para tender un nuevo puente de colaboración con la política de preservación del medio natural, ya que las actuaciones y compromisos frente al medio son una prioridad reconocida en el *Libro Verde* y asumida por los gobiernos nacionales.

Como ya se ha indicado, el petróleo, con sus ventajas y fragilidades, es la fuente que aporta más del 40 por ciento del consumo energético en la UE, cifra que contrasta con unas reservas del dos por ciento de Europa, no todas en el territorio de la Unión. Por ello, y a pesar de no haber experimentado el abastecimiento de crudo ninguna interrupción desde 1973, asegurar el suministro ha sido y será una prioridad. La suficiencia de los abastecimientos ha sido más una consecuencia de la gestión de compras de las empresas refinadoras que de la actuación diplomática de la Unión que, hasta ahora, no ha tenido que activar su capacidad negociadora. Pero dado que esa capacidad no se improvisa deberían establecerse los adecuados mecanismos para su puesta en práctica en caso necesario. Desde hace pocos meses, en la Dirección General de Transportes y Energía, de la Comisión Europea, se está propiciando un proyecto para aumentar las reservas estratégicas de crudo y productos asociados para ampliar los 90 días actuales hasta 120 días. El proyecto puede suponer alguna ventaja para desanimar los movimientos especulativos en el mercado del crudo, aunque aumentará simultáneamente los costes financieros por inmovilización de los tanques, con repercusión en los precios finales

Durante el año 2002 la Comisión dio a conocer, como continuación del informe inicial del año 2000, los resultados del debate que se había puesto en marcha tras la publicación del *Libro Verde*. Entre las conclusiones

del debate más ligadas al crudo, deben destacarse la necesidad de continuar en el territorio de la Unión con ambiciosos programas de ahorro de energía de origen petrolífero, la conveniencia de insistir en los biocarburantes, la posible reorganización de las reservas de petróleos, el diálogo con los socios energéticos —aspecto que interesa especialmente en este trabajo— y, sobre todo, en la necesidad de establecer los mecanismos necesarios para asegurar el abastecimiento. Todo ello es lo esperable. En los próximos años, Europa consumirá más del 20 por ciento de la producción mundial de petróleo.

Al hilo de las reflexiones expuestas surgen otras. Europa no ha sido aún capaz de nominar el precio del crudo *Brent* en euros, a pesar de ser la referencia de coste del petróleo para todo el territorio de la Unión. Que el Reino Unido no se haya incorporado a la zona euro, no parece razón suficiente. Lo mismo ocurre con los mercados de productos (Rotterdam, Italia), que continúan cotizando en dólares. Quizá los esfuerzos diplomáticos podrían empezar por aquí, para disminuir así el efecto asociado del tipo de cambio euro-dólar y su influencia a través del efecto negativo de traslación a los precios finales sobre los niveles de inflación en los países, todo ello en el bien entendido que el euro debe ser una moneda esencial y de referencia también en el Mediterráneo. Sirvan estas ideas para continuar insistiendo en un tema que, inexplicablemente, sigue sin recibir la necesaria atención.

En otro orden de cosas, debe indicarse que requiere especial consideración el establecimiento de un diálogo UE-OPEP por varias razones, entre las que resalta poderosamente que el 70 por ciento de las reservas mundiales de petróleo se encuentran ligadas a los países miembros de la Organización, la mayoría de los cuales presentan costes medios de producción en el entorno de cuatro o cinco dólares por barril. Por otra parte, las economías de los países de la OPEP se encuentran fuertemente ligadas a la bonanza de la economía comunitaria, con lo que la aproximación de posturas parece más que recomendable para ambas partes. Pero otro frente prioritario de atención para la UE, como se ha indicado ya, debe ser el Caspio, con reservas posibles de ocho veces las del Mar del Norte. Y el tercer frente, Rusia, que recibe de la UE una atención “oscilante”, pero sobre el que la política de la Unión parece que exige una clarificación que facilite una actuación eficaz. Se comprenderá el interés de estas cuestiones puestas en relación con el Mediterráneo.

La fuerte dependencia de la UE de crudo, procedente del exterior y también de la ribera Sur del Mediterráneo, ha hecho de la incertidumbre

de los abastecimientos un frecuente motivo de reflexión. En lo que se refiere al temor sobre los efectos de una interrupción súbita de los suministros, cabe recordar que durante los últimos años, la política de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y las directivas de la UE garantizan para Europa existencias de seguridad en crudo y productos, aún con independencia de lo improbable que pueda resultar esta situación si se analiza a la luz de la experiencia de los años pasados.

Como se ve, la UE se enfrenta a diferentes retos energéticos, siendo la dependencia del exterior en materia de petróleo uno de los más importantes. También lo es la dificultad de la armonización fiscal de los productos petrolíferos entre los países miembros, la apertura de los mercados nacionales, la extensión de las redes transeuropeas de oleoductos o la elección entre limitar las emisiones de CO₂ y generar menos PIB o sacrificar la reducción de gases de efecto invernadero a cambio de mayor crecimiento y empleo. Y desde luego, la ampliación de la UE o la consideración del Caspio dificultan considerablemente todo ello. Pero precisamente por eso debe romperse la estéril secuencia *Libro Verde*-debate-*Libro Blanco*, y pasar a la fase de toma de decisiones. Es el momento de prestar atención al Mediterráneo, de adoptar un papel de liderazgo racional en el Caspio, de establecer la colaboración posible con Rusia, de fomentar la aproximación a los países del Sur de la cuenca mediterránea y de favorecer la política de encuadramiento de las importaciones de petróleo de la zona. De ello dependerá la ventaja estratégica de Europa en los próximos años.

LA DIFÍCIL TAREA DE ESTABLECER PREVISIONES

La demanda de petróleo en el Mediterráneo va a continuar creciendo durante los próximos diez años. Y también a mucho más largo plazo. En el Norte, los países de la UE mediterránea verán como se entrelaza el aumento del consumo con otros factores, cada vez más importantes, como la exigencia de productos con estrictas especificaciones, que sean cada vez más seguros y que tanto en fase de transporte como de refinado y consumo final constituyan una pieza más en el modelo de sostenibilidad. En síntesis, la demanda de crudo y productos derivados estará condicionada también por prioridades sociales. Esta exigencia supone, entre otras cosas, un mayor coste que pagarán directa o indirectamente los consumidores finales.

Cualquiera que sea el escenario que se tome como referencia (Shell International, Observatorio Mediterráneo de la Energía, AIE, OPEP, DOE,

Wharton, UE...), el elemento común a todos ellos es la creciente utilización del petróleo en Europa entre ahora y los años horizonte 2020, 2030 e incluso 2050. Ahora bien, esta mayor demanda en valores absolutos, estará tamizada por las prioridades sociales ya señaladas, entre las que ocupará un lugar destacado el control de las emisiones de dióxido de carbono, que deberán disminuir drásticamente. Según se contemple un futuro en Europa (más energías renovables, más nuclear, más pilas de combustible...) variará un poco el protagonismo del petróleo en términos relativos. Pero todos los escenarios contemplan una demanda absoluta de petróleo muy superior a la actual, si bien en términos relativos, considerando toda la UE actual, el petróleo se situará con una aportación del 37 al 40 por ciento en el 2030.

Desde la creación de la OPEP en 1960, la primera crisis del petróleo en 1973, la segunda crisis originada en la interrupción de suministros desde Irán en 1979, la utilización del sistema de cuotas-tope de producción en 1981, la invasión de Kuwait y la Guerra del Golfo en 1990-91 y la guerra de Irak en 2003, la UE ha conocido con dureza los efectos negativos del encarecimiento del crudo. Por cierto, con más dureza que Estados Unidos. Por ello la UE a la vista de su sensibilidad, deberá reforzar su actuación en el panorama internacional y conseguir logros antes del 2010. Posteriormente las posiciones estarán ocupadas y la negociación será más difícil y más cara en un entorno en el que, además de aumentar la demanda, crecerán las necesidades financieras para establecer infraestructuras de transporte de petróleo, los mercados serán aún mucho más dinámicos, la dependencia de determinadas actividades no habrán disminuido (aviones, barcos, vehículos...) y las nuevas tecnologías no se habrán generalizado aún. A todo ello hay que añadir los imprevisibles efectos de la ampliación de la UE en el 2004 y en años siguientes, que no van a facilitar el futuro energético de la Unión.

Los precios del crudo, en el periodo 2002-2010 (en términos constantes del año 2000) previsiblemente estarán en el entorno de los 20-22 dólares por barril, aún cuando seguirán las oscilaciones bien conocidas en el pasado (13 dólares en 1998 para el *Brent*, 28 dólares en 2000, 27 dólares en 2002, 33 en 2003, en los momentos críticos). Para la AIE, en iguales términos, el petróleo se situaría en 25 dólares para el 2020 y en 29 dólares en 2030. De ser esto así, el crecimiento del PIB de la ribera Norte mediterránea, que estará en el entorno del 2-2,5 por ciento anual hasta 2010, no se verá alterado por este motivo. Tampoco la inflación, la generación de empleo ni los tipos de interés, hecha la salvedad de situaciones puntuales de tensión en el mercado de crudo que, hay que insistir en que

no sólo son posibles sino que durante los próximos años son probables, como ya ha sucedido en el pasado. Naturalmente, niveles superiores de precios —por encima de 30 dólares— afectarían severamente.

La demanda de la ribera Sur mediterránea aumentará más, ligada a las previsiones de crecimiento de población, aumento de cantidad y calidad de PIB... Los requerimientos medioambientales, aún superiores a los escasos existentes hoy, no van a ser importantes como pronto antes del 2010. Por otra parte, tendrá especial influencia la evolución política (Marruecos, Argelia, Siria, Libia...) que va a condicionar lo que suceda en la zona, en forma no fácil de imaginar con precisión. En síntesis, crecimientos absolutos y relativos notables en la demanda de productos petrolíferos y una lenta incorporación de exigencias medioambientales por la ribera Sur.

La oferta de crudo para Europa, procedente de los países productores del Sur mediterráneo y del Caspio, deberá aumentar considerablemente en base a los nuevos descubrimientos (Argelia, Libia...) y a la puesta en producción de yacimientos detectados y por detectar en la zona rusa y en los países ribereños del “mar cerrado” (Azerbaiyán, Kazajstán...). Por tanto, la dificultad no será disponer de petróleo próximo sino establecer una acción política eficaz para que la UE consiga un protagonismo en el que, hasta ahora, solo ha realizado avances limitados. En estos avances está una de las claves del equilibrio y del progreso sin conflictos de todo el Mediterráneo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AIE: “*World Energy Outlook*”, París (2001).

AIE: “*World Energy Outlook*”, París (2002).

BP: “*Statistical Review of World Energy*”, Dorset; junio (2002).

CNE: “*Información básica de los sectores de la energía*”, Madrid (2002).

COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS: “*Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético*”; Libro Verde, Bruselas (2000).

ESCRIBANO, G.: “*Euromediterráneo vs Arab integration*”; *Journal of development and economics policy*, Vol. 3, N. 1, diciembre (2000).

IRANZO, J. y GARCÍA, J.M.: “*La energía en la economía mundial y en España*”, Madrid (1989).

- MATHIEU, P. y SHIELLS: *“Problemas del Sector de la Energía en la CEI”*; Finanzas y Desarrollo, FMI, septiembre (2002).
- MITCHELL, J.; MORITA, K.; SELLEY, N. y STERN, J.: *“The new economy of oil”*; The Royal Institute of International Affairs, Londres (2001).
- OME: *“La Région Méditerranéenne en 2020 et son rôle dans le réseau énergétique européen”*; Sophia–Antipolis (1995).
- OME: *“The prospects for the refining sector in the Mediterranean region up the year 2020”*; Sophia–Antipolis (1999).
- PETROGUIDE: Londres (1999).
- REQUEIJO, J.: *“Economía Mundial”*; 2.^a Ed., Madrid (2001).
- SHELL: *“Energy needs, choices and possibilities”*; Londres (2001).
- VERDUGO, J.: *“Geopolítica de la energía en el Mediterráneo”*; Meridiano CERI, N.º 28, Agosto (1999).

CAPÍTULO TERCERO

EL MERCADO DEL GAS NATURAL

EL MERCADO DEL GAS NATURAL

Por PEDRO MORALEDA GARCÍA DE LOS HUERTOS

INTRODUCCIÓN

Cuando se habla de fuentes de energía, suele decirse que el siglo XIX fue el siglo del carbón, el XX el del petróleo y que el XXI será el siglo del gas natural. El consumo de gas en el mundo representa ya el 24% del consumo de energía primaria. Es decir, que casi una de cada cuatro unidades energéticas consumidas es gas natural. Según el *BP Statistical Review 2001* la demanda de gas ascendió a 2.164 millones de toneladas equivalentes de petróleo (MTEP) en el año 2000. Esto confirma que en pocos años el gas natural se ha convertido en la energía primaria más importante tras el petróleo.

La demanda de esta fuente de energía es la que más rápidamente está creciendo en el mundo en las últimas décadas. A título de ejemplo, la cuota del gas natural en el balance de energía primaria de la Unión Europea (UE) ha pasado del 2% en el año 1960, al 23% en 2001. Tres factores principalmente explican este rápido crecimiento en el uso del gas. Sus ventajas medioambientales respecto a otras energías fósiles, ya que su combustión produce menos contaminantes y residuos. Su alta eficiencia energética en muchas aplicaciones industriales y, especialmente, en la generación eléctrica, tanto en centrales de ciclo combinado como en instalaciones de cogeneración. En tercer lugar, sus abundantes reservas: en enero de 2001 las reservas probadas de gas natural en el mundo eran suficientes para atender la demanda de gas durante cerca de 70 años. Están mejor distribuidas que las del petróleo y, hasta ahora, la relación entre reservas y consumo ha crecido cada vez que se han actualizado las cifras.

El gas natural se ha convertido, así, en la alternativa energética puente hacia un futuro sostenible, hacia un futuro en el que las energías renovables puedan alcanzar una cuota significativa de la demanda total de energía, o hasta que la tecnología nuclear pueda superar los inconvenientes que actualmente limitan su potencial de desarrollo. El gas natural está también muy vinculado a los desarrollos tecnológicos más prometedores en el campo de la energía como las pilas de combustible, la generación distribuida e incluso la economía del hidrógeno.

El optimismo respecto al futuro del gas se ve reflejado en los escenarios que frecuentemente elaboran los institutos, públicos o privados, para el análisis de tendencias en la demanda de energía: en el caso del gas los escenarios de demanda futura son excelentes o buenos, bajo cualquier premisa que se considere; en ningún caso aparecen escenarios negativos o incluso moderados. Parece que solamente un importante, e inesperado, descubrimiento tecnológico en el campo de la energía podría cambiar estas previsiones tan positivas de desarrollo del gas, al menos dentro del marco temporal definido en estas páginas (2020). A pesar de su importancia actual y de las perspectivas descritas, el sub-sector del gas natural es el menos conocido dentro del sector de la energía. Su cuota de notoriedad no ha avanzado tan rápida como su cuota de mercado. Las empresas gasistas puras no tienen el protagonismo en los medios de comunicación que las grandes empresas petroleras y no se ha escrito todavía mucho sobre esta relativamente nueva fuente de energía.

Este capítulo pretende aportar alguna información sobre el mercado del gas natural en diversos epígrafes pero en dos grandes apartados. En el primero, se explican algunas de las características específicas de este mercado y la importancia actual y futura del gas natural en Europa y, especialmente, en la cuenca del Mediterráneo. Se analizan las principales fuentes de suministro de gas al sur de Europa y sus posibilidades de desarrollo en el plazo de los próximos 20 años. En el segundo apartado, se trata de la seguridad de suministro de gas, de los factores que pueden contribuir al mantenimiento de un suministro estable a medio y largo plazo y de las acciones que se podrían emprender para que el nuevo entorno competitivo que se está implantando en la Unión Europea no suponga un riesgo sino un factor que contribuya a reforzar la seguridad y continuidad en el suministro de gas. Dentro de este análisis se dedica asimismo particular atención al mercado español de gas natural, al crecimiento previsto de su demanda y a sus fuentes y medios de aprovisionamiento.

EL MERCADO DEL GAS

Características generales

Por diversas razones, quizás la más importante el alto coste de transporte del gas, actualmente no se puede hablar de un mercado de gas mundial sino de una serie de mercados regionales, apenas conectados entre sí y configurados por la cercanía entre los puntos de producción y los de consumo. La Unión Internacional de la Industria del Gas, ha delimitado en número de siete estos mercados regionales, caracterizados por su agrupación geográfica y por los intercambios comerciales internos: África, Oriente Medio, Asia y Oceanía, Europa del Este y Norte de Asia, Europa Occidental y Central, Norteamérica y Sudamérica.

La disponibilidad, por tanto, de medios de transporte económicos es esencial para la configuración y desarrollo de los mercados. El gasoducto es el medio de transporte más económico con que cuenta el mercado europeo, aunque por esta vía no es posible trasladar el gas entre los grandes mercados regionales. Solamente los gasoductos Argelia-Túnez-Italia (*Transmed*), primero, y Argelia-Marruecos-España (*Gasoducto Magreb-Europa, GME*), después, consiguieron franquear la barrera del Mediterráneo entre dos continentes. Una consideración más detallada de estas infraestructuras se recoge más adelante en el capítulo 5.

A partir de los años sesenta apareció en este mar un sistema alternativo para el transporte gas: el gas natural licuado (GNL) en buques metaneros. Este método requiere transformar el gas a su forma líquida. El gas natural se licúa a -160°C , comprimiéndose hasta ocupar tan sólo 1/600 de su volumen en fase gaseosa y permitiendo así el almacenamiento y transporte de importantes cantidades de energía en volúmenes reducidos. Al llegar al puerto de destino se descarga el GNL en los tanques de almacenamiento y, mediante la aportación de calor, se transforma de nuevo el gas natural licuado en fase gaseosa para emitirlo a los gasoductos de distribución. Aunque este proceso de licuefacción y posterior regasificación implica unos costes que hacen que el GNL difícilmente pueda competir con el que viene por gasoducto, ofrece ventajas que pueden llegar a compensar su mayor coste, especialmente para los países mediterráneos como más adelante se explica.

La Agencia Internacional de la Energía ha hecho una comparación entre los costes de ambos medios de transporte que se muestra en el

Gráfico 1 (ver Anexo A). En él se señala el punto de equilibrio entre el transporte por gasoducto y por buque metanero. La evolución de los costes de ambos sistemas de transporte en los últimos años apunta a que hay más posibilidades de reducir costes en el transporte de GNL que en el transporte de gas por gasoducto. Además, a medida que se vayan agotando las reservas de los yacimientos más cercanos a los mercados, el GNL llegará a ser una opción esencial para el transporte de gas.

La puesta en marcha de un proyecto de producción y transporte de gas natural requiere un largo plazo de tiempo desde la toma de decisión hasta la llegada del gas al mercado, normalmente superior a los cinco años y exige, por otra parte, una gran inversión inicial. Para afrontar estos grandes proyectos se constituyeron en la mayoría de los países empresas gasistas integradas que, en régimen de concesión administrativa y con capital público en muchos casos, construyeron las infraestructuras de transporte y distribución, negociaron acuerdos con productores externos de gas y aseguraron el suministro al mercado. Para compartir los riesgos implícitos, las partes contratantes, el productor/vendedor y el consumidor/comprador, firman contratos de suministro a largo plazo con características muy específicas. Una de ellas es su duración, que suele ser superior a 20 años, a veces incluso de 30 años. Otras son las cláusulas denominadas “take-or-pay”, por las que el volumen contratado cada año ha de pagarse al productor, tanto si se retira como si no. También se incluyen otras como las cláusulas de destino, que prohíben la reventa de ese gas en otros mercados.

Mediante estos contratos el vendedor asegura la retirada de su producción anual y que otros clientes suyos de mercados vecinos no compiten entre sí. El comprador, por su parte, asegura un flujo continuo de gas a precio competitivo en su mercado. Las entidades financieras consiguen la garantía de recuperar sus inversiones a lo largo del plazo del contrato de suministro. Este sistema de garantías mutuas ha permitido la asignación de ingentes recursos económicos a la construcción de infraestructuras gasistas, lo que ha sido el factor esencial para la creación y el rápido desarrollo de los mercados de gas en todo el mundo.

El precio de suministro en los contratos a largo plazo presenta, también, otra singularidad. En los mercados no plenamente competitivos como los de la Europa continental no existe un precio internacional de referencia. Los precios tampoco están en función del coste del gas sino que se fijan individualmente para cada mercado. El precio de entrega del

gas en frontera se determina teniendo en cuenta el precio de las energías con las que el gas tiene que competir en ese mercado. A partir de ese precio de entrega se deducen los costes de toda la cadena de suministro y se llega a la renta que percibe el productor. Los costes de esa cadena de suministro incluyen los de producción de gas en cada zona y su transporte a través de gasoducto, incluyendo los peajes o tarifas de tránsito a través de países terceros. En el caso del GNL, incluyen los costes de producción, licuefacción, transporte marítimo y regasificación. Cuando la distancia entre los puntos de producción y consumo hace que los costes de la cadena de suministro superen el precio de la energía con la que el gas natural compite en el mercado, el suministro, a ese mercado desde esa fuente, no es viable económicamente.

A diferencia de la electricidad, el gas natural siempre ha tenido que competir con energías alternativas. Hasta ahora, las energías competitivas por excelencia con el gas natural han sido los derivados del petróleo: gasóleo, fuelóleo, butano, propano... Por esta razón, el precio del gas en los contratos de suministro a largo plazo está referenciado al precio del crudo o sus derivados en los mercados internacionales. Es posible que el creciente uso del gas en otras aplicaciones, fundamentalmente en generación eléctrica, introduzca nuevas referencias para su precio. También es posible que la incipiente competencia entre suministradores, propiciada por el proceso liberalizador y por la emergencia de un mercado más líquido de gas, puede acercar los precios de venta a los precios de coste, lo que es característico de mercados competitivos.

El proceso de liberalización aludido, que no sólo está teniendo lugar en Europa sino en todo el mundo y con patrones semejantes, cambiando la organización empresarial del sector: las concesiones administrativas con derechos exclusivos desaparecen por ser contrarias a las normas de la competencia y las empresas gasistas integradas se ven obligadas a separar sus negocios logísticos o de transporte de los comerciales para poner el transporte a disposición de todos.

Sectores consumidores de gas natural

El gas natural no necesita transformación para su utilización. Se usa prácticamente tal cual se extrae de los yacimientos y sirve tanto como energía primaria para la generación de otras energías finales como la eléctrica, y como energía final para consumo en los hogares y en otras apli-

caciones industriales. De hecho, su uso como combustible para calefacción permitió la rápida introducción del gas en buena parte de Europa. Sin embargo, últimamente la demanda del sector industrial está creciendo más rápidamente y ya es el primer mercado para el gas natural, tal como se muestra en el Gráfico 2 (ver Anexo A). Dentro del sector los principales consumidores de gas son la industria química, metalúrgica, papelera, de cerámica y vidrio, textil y de alimentación.

Muchas de estas industrias disponen de instalaciones de cogeneración, instalaciones donde el gas es el combustible preferido y en las que se alcanzan rendimientos energéticos muy altos, mediante la producción combinada de calor y electricidad. En centrales térmicas estaba prohibido hasta fechas relativamente recientes “quemar” gas para la generación eléctrica, por considerarse este combustible fósil demasiado noble para este uso. Pero tras el levantamiento de esta prohibición y, sobre todo, tras la entrada en escena de las centrales de generación de ciclo combinado a gas, el mercado eléctrico se está convirtiendo en uno de los primeros consumidores de gas natural. La razón es que el rendimiento de las centrales de ciclo combinado a gas es muy alto: se alcanzan niveles de eficiencia energética en torno al 57%. Si a esto añadimos que producen menos emisiones contaminantes que las equivalentes de carbón o petróleo, que el coste del kilovatio instalado en este tipo de centrales es menor que el de las centrales térmicas convencionales, que el plazo de puesta en marcha de las mismas es más corto y que ocasionan menor rechazo social, se entiende el rápido crecimiento en el número de centrales de este tipo y la gran demanda prevista de gas para el sector eléctrico.

También está presente el gas natural en el sector del transporte aunque aún de forma muy modesta. Se utiliza gas comprimido para la propulsión de motores y tiene reconocidas ventajas en autobuses urbanos donde el espacio para almacenar el gas no es un problema, al tiempo que sus niveles de emisiones nocivas son muy inferiores a las de los vehículos semejantes de gasoil o gasolina. No es ésta su única aplicación en automoción, ya que hay buen número de automóviles particulares en el mundo movidos con gas natural. Aparte de la escasez de puntos de suministro para los vehículos a gas, lo que está retrasando su desarrollo en automoción es la duda sobre cuál será la tecnología del futuro. Puede que no sea la del gas comprimido sino la de las pilas de combustible, tecnología en la que el gas natural tendrá, también, un papel muy importante.

La distribución de las ventas por sectores es diferente en los mercados emergentes. En Portugal, Grecia y Turquía han sido los proyectos eléctricos los que han justificado las inversiones en infraestructuras gasistas. A partir de esas infraestructuras se inició después la distribución de gas a los sectores industriales y residenciales.

No obstante, aunque las redes de gas se extiendan hasta llegar a gran parte de la población, el uso del gas para calefacción en el sur de Europa difícilmente alcanzará la importancia que en el resto del continente, entre otras razones por la más favorable climatología en estos países. Este pronóstico podría resultar erróneo si se empezara a utilizar el gas como alternativa a la electricidad para refrigeración y aire acondicionado.

En el caso de España, el sector industrial ha sido el motor del desarrollo del mercado gasista, ya que este combustible apenas se ha utilizado hasta ahora en generación eléctrica y por la fuerte implantación del butano, propano y el gasóleo para usos domésticos y comerciales. Actualmente el mercado industrial representa más de dos tercios de la demanda total de gas en España.

El gas natural como fuente de energía en Europa

En línea con lo que ocurre en el resto del mundo, en el conjunto de la Unión Europea el gas natural sirve para atender casi la cuarta parte de sus necesidades de energía primaria. En 2001 supuso precisamente el 23% de la demanda total, lo que significa que se consumieron 327 MTEP de gas natural según la Asociación Europea del Gas (*Eurogas*). El mercado del gas natural en Europa se ha desarrollado prácticamente en los últimos 40 años y el ritmo de crecimiento de la demanda ha sido, aquí también, superior al del resto de las energías primarias convencionales. Pero tanto el porcentaje de crecimiento como su importancia en la balanza energética es muy diferente de un país a otro dentro de la Unión. En los Gráficos 3 y 4 (ver Anexo A) se muestran los consumos de gas por países y el porcentaje que representan sobre la demanda de energía primaria en cada uno de ellos.

Hay países como Holanda y el Reino Unido donde el gas natural supone casi la mitad del consumo de energía primaria, y otros como Grecia, Portugal y Suecia donde no llega al 10%. Estas diferencias se deben fundamentalmente a la disponibilidad de recursos propios de gas, pero también a la cercanía de los yacimientos y a la mayor o menor integración de los mercados en las redes europeas de gasoductos. De hecho, la falta de

conexiones con los grandes gasoductos europeos ha obligado a los países periféricos del sur de la Unión a buscar medios alternativos de suministro, y a tener que acudir al GNL para desarrollar sus mercados de gas. Una excepción entre estos Estados es la de Italia. Allí el gas natural tiene una gran importancia en el balance energético porque contaron con suficientes reservas propias para crear un mercado y porque, a partir de ahí, establecieron conexiones por gasoducto con proveedores tan importantes como Rusia y Holanda y, posteriormente, con Argelia. Francia es otro de los países mediterráneos donde la cuota del gas es inferior a la media europea pero, en este caso, no son la falta de conexiones ni de gas propio lo que ha limitado su crecimiento, sino quizás su apuesta por la energía nuclear, que ha permitido el suministro de electricidad al mercado interior a precios estables y muy competitivos.

En otros países del sur de Europa, como España, Grecia y Portugal, el mercado del gas se ha desarrollado más recientemente y se registran ahora los mayores índices de crecimiento de la demanda. Concretamente en España, la demanda de gas ha crecido a un ritmo medio anual del 12% en la última década. Aunque se iniciaron las importaciones de GNL desde Libia en 1969, el gran desarrollo del mercado se produjo a partir de 1985. La entrada en operación del GME, en 1996, significó la consolidación del gas como una de las principales fuentes de energía en España. En el Gráfico 5 (ver Anexo A) se puede ver la evolución histórica de las ventas y en el 6 (ver Anexo A), la de la cuota del gas sobre la energía primaria en España, comparada con la Unión Europea. Como se aprecia, la cuota del 13% actual está aún lejos del 23% de la Unión, lo que muestra las amplias posibilidades de crecimiento del gas natural en nuestro país.

Para completar el análisis de la demanda de gas natural en Europa hay que tener en cuenta el mercado en los países candidatos a ingresar en la Unión. Puesto que el presente capítulo abarca un ámbito temporal hasta el año 2020, consideramos que, a esa fecha se habrán incorporado Estonia, Letonia, Lituania, Polonia, República Checa, Eslovaquia, Hungría, Eslovenia, Rumania, Bulgaria, Turquía, Chipre y Malta. El consumo de gas en el conjunto de estos países actualmente no alcanza los 70 MTEP por año, es decir, en torno a la quinta parte del consumo total en la Unión Europea. Sólo en uno de estos países, Turquía, la demanda ha crecido mucho en los tres últimos años y ya llega a representar el 25% de los 70 MTEP citados. En los demás países, la demanda no ha evolucionado apenas en la pasada década debido a la situación de estancamiento económico, aunque parece que esta situación ha comenzado a cambiar últimamente.

Evolución del consumo de gas en la Unión Europea

Según estimaciones de la propia industria, la demanda de gas en la Unión Europea pasará de los 327 MTEP actuales a 430 en el año 2010 y a 470 en 2020. Es decir, que al final de la presente década el consumo de gas natural aumentaría en un 30%, y en un 9% en la década siguiente con ritmos de crecimiento anuales del 3% y del 1% respectivamente (tal como recoge el Gráfico 7 en Anexo A). Estas estimaciones de la industria son prudentes, a pesar de su magnitud. Especialmente prudente parece la estimación de demanda en el año 2020 si se tiene en cuenta el potencial de crecimiento de los mercados emergentes y de los mercados en desarrollo, el gran aumento previsto en el consumo de gas para generación eléctrica y sus perspectivas de utilización en nuevas tecnologías e incluso en el sector del transporte. Por mucho que mejorara la eficiencia energética en este periodo, es poco probable que llegara a casi estabilizarse el consumo de gas en Europa, cual sería el caso de un crecimiento del 9% en un periodo de diez años. La experiencia de varios años realizando estimaciones de demanda de gas a largo plazo demuestra que cada vez que se actualizan éstas, se aumentan las cifras previstas en la estimación anterior.

Tomando, sin embargo, por buenas estas previsiones, la cuota del gas natural sobre el total de energía primaria en la UE pasaría del 23% actual al 25% en 2010, y al 27% en 2020. Por sectores de consumo la evolución de la demanda de gas sería la indicada en el Gráfico 8 (ver Anexo A). De esta previsión de Eurogas hay que destacar el crecimiento de la demanda de gas para generación eléctrica. Aunque en el gráfico se consideran las ventas a instalaciones de cogeneración como ventas al sector industrial, ya que no es fácil estimar qué porcentaje del gas utilizado en estas instalaciones se destina a la producción de vapor y cuál a la producción eléctrica, sumando las ventas de gas a ambos tipos de instalaciones Eurogas estima que más del 40% de la demanda total se destinará a producir electricidad en el año 2020. Por su parte, las previsiones de la Comisión Europea respecto al papel del gas natural en la generación eléctrica son aún superiores. El *Libro Verde* sobre seguridad de suministro de energía estima que casi la mitad de la energía eléctrica producida en la UE al final del periodo considerado, es decir en el año 2020, se hará a partir del gas natural, y que el sector eléctrico representará casi la mitad, el 45% concretamente, del consumo total de gas en ese año.

Ambas estimaciones confirman dos cosas. Por una lado, que la generación de electricidad va a ser el principal motor de la demanda de gas

durante las dos próximas décadas. Por otra, que la cobertura de la demanda eléctrica en el futuro y la continuidad en su suministro van a depender, en parte, de la disponibilidad de gas. Está surgiendo una dependencia de la electricidad respecto al gas, dependencia que algunos ven como causa de preocupación en el debate sobre seguridad de suministro. Otros, sin embargo, consideran que el mayor protagonismo del gas en la generación eléctrica contribuirá a la diversificación y equilibrio de las materias primas utilizadas para la generación, ya que menos de la quinta parte de la electricidad producida ahora en los países miembros utiliza el gas como materia prima. Podría incluso existir una sinergia entre las dos energías porque no siempre coinciden las puntas de demanda de ambas. Esta falta de coincidencia ocurre especialmente en los mercados mediterráneos, donde se producen puntas de demanda eléctrica en verano, estación en que la demanda de gas para calefacción es mínima.

En cuanto al futuro de la demanda de gas en España, se estima que se duplicará antes del año 2020. También en este caso las previsiones de crecimiento de demanda se vienen actualizando al alza cada año, fundamentalmente por las crecientes expectativas de utilización del gas en generación eléctrica. Aunque se trate de ser prudentes en las previsiones del volumen de gas que se va a dedicar a generación eléctrica, no se puede dejar de considerar que hay proyectos para centrales de ciclo combinado a gas por más de 20.800 megavatios de potencia, a instalar en España antes de 2010, según el Informe Marco de la Comisión Nacional de la Energía sobre Demanda de Energía Eléctrica y de Gas Natural, y su Cobertura. En el Gráfico 9 (ver Anexo A) se indica la evolución prevista de la demanda en España, diferenciando por su importancia la destinada a generación eléctrica en ciclos combinados. Aunque será difícil que el gas alcance en el balance energético español el peso que tendrá en el conjunto de la UE, si puede llegar a suponer más del 20% de la demanda de energía primaria en el año 2010.

Por lo que respecta a la evolución de la demanda de gas en los países candidatos al ingreso en la Unión antes citados, las estimaciones de que se disponen apuntan hacia un crecimiento cercano al 30% hasta 2010, con lo que se pasaría de 70 a 90 MTEP, y del 22% de 2010 a 2020, o lo que es lo mismo, de 90 a 110 MTEP. Estas estimaciones, que no parecen tan prudentes especialmente para el periodo 2010–20, están condicionadas por la demanda de gas en Turquía. Este país, de casi setenta millones de habitantes, tiene muy ambiciosos proyectos para generación eléctrica a partir de gas, así como para el rápido desarrollo de este sector.

Sus previsiones de crecimiento del consumo son muy superiores a las de ningún otro mercado europeo o mediterráneo. Si así fuera, la demanda de gas en Turquía supondría más de la mitad de la del conjunto de países los candidatos en 2010. Además de ser un gran consumidor de gas, Turquía puede desempeñar un papel muy importante en el suministro de gas a la Unión Europea: puede ser la principal vía de tránsito de gas a Europa desde la región del Caspio y desde Oriente Medio. Turquía tiene una situación privilegiada en el mercado mediterráneo del gas y, aunque su control del Bósforo no sea importante para el comercio de GNL, por no existir ni estar previstas plantas de licuefacción en el Mar Negro, su territorio es el camino natural para futuros gasoductos desde los grandes yacimientos de gas del Mar Caspio y desde Iraq e Irán.

Tampoco sorprendería que durante la presente década Turquía se convirtiera temporalmente en exportador neto de gas, no porque disponga de reservas propias sino por el gran volumen de suministro que ya tiene contratado y que su mercado interno difícilmente va a poder absorber debido a un crecimiento económico menor del esperado y a un más lento desarrollo de nuevas centrales de generación eléctrica con gas.

El suministro de gas a la Unión Europea

En la Unión Europea, incluyendo Noruega que no es país miembro pero que está vinculado a la legislación de la Unión por pertenecer a la EFTA, se produjeron dos terceras partes del gas que se consumió en el año 2001. El tercio restante procede de Rusia (19%), de Argelia (13%) y de otros suministradores de GNL.

El Mar del Norte es el primer campo de producción y la principal fuente de suministro a Europa occidental. Al contrario de lo que pasa con el petróleo, la producción de gas allí aumenta año tras año y, de hecho, entre Noruega, Holanda y el Reino Unido aportaron más del 80% de la producción europea de gas ese año. En menores cantidades y en volúmenes decrecientes se produce gas en Alemania, Dinamarca, Italia... Se estima que la producción propia empezará a descender al final de la presente década lo cual, combinado con el rápido crecimiento previsto de la demanda interna, hará que aumente sensiblemente la dependencia del suministro de países terceros. En consecuencia, este nivel de dependencia, actualmente del 34%, pasaría a ser del 43% en 2010 y del 60% en 2020. Si descontáramos la producción de Noruega, estrictamente país

tercero respecto a la Unión Europea, los niveles de dependencia serían del 58% en 2010 y del 75% en 2020.

En el Gráfico 10 (ver Anexo A) se muestran las estimaciones de Eurogas sobre demanda de gas a largo plazo, producción propia, excluyendo la de Noruega en este caso, importaciones contratadas o previstas y suministros que será necesario convenir. De su lectura se deduce que las empresas gasistas europeas tienen ya contratada una buena parte de las necesidades adicionales de gas a largo plazo: antes del 2010 se necesitarían añadir unos 50 MTEP, lo que sería poco más del 10% de la demanda total, y en 2020 unos 130 MTEP, en torno al 25% de la demanda en ese año. A la vista de estas cifras, del potencial exportador con que cuentan los suministradores actuales y de las reservas existentes en el entorno de la Unión Europea, que se muestran en el Gráfico 11 (ver Anexo A), la conclusión que se deduce es que no debe haber problemas para disponer de las cantidades adicionales que se necesiten en Europa.

Así, Rusia cuenta con las mayores reservas de gas del mundo, un 34% del total de las reservas probadas, y puede aumentar su capacidad de exportación en cantidades suficientes para atender buena parte del aumento de la demanda en la Unión Europea y en los países candidatos al ingreso. De hecho, tres cuartas partes de su consumo se atiende ahora con gas procedente de Rusia y el resto con producción propia y con importaciones de GNL de Argelia. Noruega puede multiplicar por dos su capacidad de exportación durante la presente década, e incluso aportar GNL desde el Mar de Barents. Argelia, el otro gran proveedor actual, tiene reservas para mantener durante 50 años el nivel de producción actual y está reforzando sus medios de exportación para mantenerse como el segundo suministrador a la Unión Europea durante muchos años. Además de los suministradores citados, existen otros con gran potencial y que están iniciando ya sus exportaciones a Europa. Se podrían clasificar como suministradores mediterráneos, no porque todos estén ubicados en esta cuenca, sino porque el Mediterráneo será su primer destino, su mercado natural.

Mientras que Noruega y Rusia pueden atender las importaciones que requieran los países del norte y centro de Europa, Argelia y los suministradores mediterráneos pueden cubrir la demanda de los países del sur, desde Portugal hasta Turquía pasando por España, Francia, Italia, antigua Yugoslavia y Grecia. Al análisis de las posibilidades de suministro en el Mediterráneo dedicamos el epígrafe siguiente.

Fuentes y medios de suministro en el Mediterráneo

Argelia es actualmente el principal suministrador de gas en la cuenca del Mediterráneo. Cuenta con abundantes reservas, con la capacidad y los medios de exportación necesarios para situar grandes cantidades de gas en Europa y con la ventaja competitiva de su menor distancia a los mercados del sur. La red de transporte argelina de gas está actualmente unida a la europea a través de los dos gasoductos (GME (Gasoducto Magreb-Europa) y *Transmed*).

Cuenta también Argelia con dos plantas de licuación para exportación de gas en forma de GNL. Estas plantas tienen una capacidad de exportación de GNL equivalente a 26 Bcm. Por último, cabe destacar que se encuentra en estudio la idea de ampliar esta capacidad mediante la construcción de dos nuevos gasoductos (véase capítulo 5) de Argelia a Europa (*Medgaz* (Argelia-España) y Argelia-Norte de Italia, a través de Cerdeña y Córcega).

El segundo suministrador mediterráneo más cercano es Libia, que tiene una planta de licuación y exportación de gas en Marsa-el-Brega, con capacidad actualmente limitada al equivalente a 1 Bcm al año por falta de medios para optimizar su potencial de producción. Aunque ahora sólo exporta gas a España, Libia cuenta con abundantes reservas probadas, 1.325 Bcm, y existe el proyecto de construir un gasoducto directo a Italia, a través de Sicilia, de entre 10 y 20 Bcm de capacidad al año, e intención de modernizar la planta de licuación citada. A medio plazo, Libia podría convertirse en un gran suministrador de gas para los países mediterráneos.

A partir de 2005 Egipto iniciará exportaciones de GNL desde varias plantas de licuación de gas, actualmente en proyecto o construcción. A la vista de sus reservas y capacidad de exportación, será en el tercer gran suministrador del Mediterráneo.

Pero la importancia de este mar en el mercado internacional del gas no radica sólo en el potencial de estos tres grandes suministradores, sino en su importancia como zona de tránsito e intercambio de gas y GNL de otros orígenes más lejanos. Así, para los países del Golfo Pérsico (Abu Dhabi, Qatar, Omán, Irán...) el Mediterráneo es ya una de las más importantes áreas de destino para su GNL, y el Canal de Suez su principal vía de acceso. Por otra parte, países de la cuenca atlántica, como Nigeria y Trinidad y Tobago, encuentran también en el Mediterráneo un importante centro de distribución de GNL.

En torno al Mar Caspio se encuentra otro de los mayores yacimientos de gas del mundo. Algunos de los países ribereños (Azerbaiyán, Turkmenistán, Irán) e Iraq, pueden estar en condiciones de exportar gas a Europa, vía gasoducto, en un plazo estimado de diez años.

Además de las reservas de los países citados en este epígrafe, importa conocer su capacidad de exportación en las próximas décadas. Una información fiable, a la vez que prudente, sobre la capacidad de exportación de gas y GNL hacia los países mediterráneos aparece en un reciente estudio del Observatorio Mediterráneo de la Energía (OME), y se muestra en el Gráfico 12 (ver Anexo A).

Así pues, el *Mare Nostrum* reúne condiciones para convertirse en uno de los centros de contratación de gas, principalmente de GNL, más importantes del mundo. Coinciden en su entorno una oferta de diversos orígenes y con distintos medios, y unos mercados con creciente demanda de gas y que pueden ser vía de acceso a otros mercados del centro de Europa. De esta situación se puede beneficiar mucho España que tiene ya una gran cartera de suministradores, como puede verse en el Gráfico 13 (ver Anexo A), y más plantas de regasificación que ningún otro país europeo. La infraestructura de recepción de gas en España se muestra se ve en el Gráfico 14 (ver Anexo A).

Según el Informe Marco de la Comisión Nacional de la Energía antes citado, la capacidad actual de las instalaciones de recepción es de 23,4 Bcm/año distribuidos como sigue:

— GNL Barcelona	8,3 Bcm/año
— GNL Huelva	3,9 “
— GNL Cartagena	2,3 “
— Gasoducto <i>GME</i>	6,6 “
— Gasoducto <i>Larrau</i>	2,3 “

Esta capacidad podría aumentar, según el mismo informe, a más de 60 Bcm/año en 2005, de acuerdo con las inversiones previstas en ampliación de las instalaciones existentes y en nuevas plantas de regasificación. De esta previsión de la Comisión Nacional de la Energía hay que destacar que no incluye el posible nuevo gasoducto desde Argelia y que el 80% de la futura capacidad de recepción lo constituirían plantas de regasificación, lo que muestra la importancia que se atribuye al GNL en el futuro esquema de suministro de gas a España.

Se podría concluir este apartado afirmando que si las infraestructuras previstas permitirán sacar el mejor partido a las oportunidades de com-

pra de gas en el Mediterráneo, una mejora de las conexiones con Francia convertiría a España en un importante país de tránsito de gas hacia Europa.

LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO

Cambios en la situación

La seguridad en el suministro de energía a la Unión Europea ha preocupado siempre a las autoridades, especialmente desde las crisis del petróleo en los años setenta, por las consecuencias para la economía y bienestar del ciudadano de una interrupción en el abastecimiento y por el déficit existente entre la demanda y la producción interior de energía. Recientemente, el *Libro Verde* de la Comisión Europea sobre seguridad de suministro de energía en el ámbito de la Unión alertaba sobre la creciente dependencia del suministro de países terceros. Ante la dificultad de cambiar esta tendencia, la Comisión Europea proponía, fundamentalmente, medidas orientadas a la gestión de la demanda, a la mejora de la eficiencia energética y al impulso de las fuentes renovables. Apuntaba, también, la necesidad de crear un mercado interior de la energía único, competitivo y líquido como uno de los medios para garantizar a los consumidores un suministro ininterrumpido de energía.

En el caso del gas natural la situación no es, en cualquier caso, tan preocupante. Más de la mitad del consumo interno se atiende con producción propia, aunque es cierto que las estimaciones publicadas apuntan a un descenso de esta producción hacia el final de la presente década. Existen abundantes reservas a “distancia comercial” de Europa y, por el momento, no hay una organización de exportadores de gas que controle precios y cuotas de producción. No existe, de momento, un cártel de exportadores de gas pero conviene recordar que, en mayo de 2001, se constituyó un Foro de Países Exportadores de Gas (GECF), que se ha vuelto a reunir en febrero de 2002 y que declara su intención de ser un mero punto de encuentro para intercambiar puntos de vista. Pero incluso si evolucionara hacia un auténtico cártel no es fácil que pudiera fijar la producción o el precio del gas en el mercado europeo a medio plazo por dos razones: no es probable que los tres grandes productores europeos — Noruega, Holanda y el Reino Unido— se integraran en él, y el precio del gas ya está, indirectamente, establecido por los exportadores de petróleo (la OPEP) al estar vinculado al de este combustible.

La inquietud de la autoridad comunitaria por el suministro futuro de gas tiene tres causas: el importante papel que esta fuente está alcanzando en la balanza energética europea, su creciente utilización para generación eléctrica y la dependencia de proveedores externos. Aunque puede que otro motivo de intranquilidad, no explícitamente declarado, sea la transformación de las estructuras empresariales y comerciales tradicionales del sector gasista, provocada por el proceso de privatización y liberalización que está teniendo lugar en la UE. Esta transformación desvanece la figura del responsable único del suministro y crea dudas sobre la posibilidad de mantener los contratos a largo plazo, como instrumento de fructífera relación entre productores y compradores. Hasta ahora, asegurar el abastecimiento de gas a un mercado era cuestión de una sola empresa en cada país. Esa empresa, habitualmente titular de una concesión administrativa, estimaba la demanda de gas a largo plazo en cada mercado, realizaba las inversiones y contrataba el suministro preciso para atenderla. La autoridad de la energía de ese país imponía a su empresa las medidas que consideraba oportunas para el mantenimiento del suministro, dependiendo de las circunstancias concretas de cada mercado.

En un mercado abierto —con pluralidad de suministradores y sin la protección que procuraba la concesión, la planificación y la contratación a medio y largo plazo— la situación es distinta, porque no se tiene la mínima certeza sobre de las ventas y la cuota que podrá mantener cada empresa. En este nuevo contexto no hay un responsable principal del suministro, la tarea se reparte entre todos ellos, cada empresa ha de asumir su responsabilidad con sus clientes y los gobiernos el compromiso de que funcione el mercado y de proteger a los más débiles. Las medidas de seguridad de cada Estado miembro no pueden adoptarse individualmente, sin tener en cuenta su coordinación con las de los demás, evitando que sean discriminatorias para empresas de otros países de la Unión o que constituyan un obstáculo para la construcción del mercado interior único del gas en Europa.

Por estas razones, las propuestas legislativas comunitarias en preparación, que por una parte se orientan hacia la mejora de la eficiencia energética y promoción de energías renovables, pretenden, también, la armonización de las normas de seguridad de abastecimiento en el ámbito de la Unión y la redefinición de las funciones de los nuevos operadores del mercado. En este proceso correspondería a la iniciativa privada la decisión sobre la inversión y el suministro en competencia, y al sector público la dotación de un marco estable e incentivador de las inversiones, al tiempo

que el refuerzo de las relaciones políticas y comerciales con los países productores y de tránsito de la energía. Buenos ejemplos de actuación política enfocada hacia este objetivo son:

- el impulso del Foro Euro-Mediterráneo y de una Zona de Libre Comercio en el ámbito Euro-Mediterráneo,
- el programa de Redes Transeuropeas de la Energía (TREN),
- el Tratado de la Carta Europea de la Energía y
- el Diálogo UE-Rusia sobre Energía.

El primer programa tiene por objetivo reforzar las relaciones y promover las transacciones comerciales entre los países del entorno euro-mediterráneo; el segundo reforzar las conexiones, las entradas al sistema y los almacenamientos de seguridad; el tercero está orientado a los países del Este de Europa, a garantizar las inversiones extranjeras y el tránsito de gas, y muchas voces piden ya un tratado semejante para el Mediterráneo. Los programas dirigidos al Mediterráneo son muy convenientes si se tiene en cuenta la distinta situación entre el norte y el sur del continente en relación con la seguridad de abastecimiento de gas: mientras los países del Norte dependen en buena medida de yacimientos europeos y están bien conectados a través de gasoductos, los del Sur dependen de yacimientos externos y no están suficientemente integrados en esa red.

La combinación actual de los medios de suministro operativos en el Mediterráneo, gasoductos y GNL, es una garantía para la continuidad en el abastecimiento, pero no cabe duda que es en el ámbito de las relaciones con esos países terceros donde la acción coordinada de la Unión Europea aporta mayor valor añadido a las actuaciones individuales de los Estados miembros.

La dependencia del suministro externo

La dependencia de terceros para el abastecimiento de gas es una de las primeras causas de preocupación de las autoridades comunitarias de la energía. Pero la dependencia del exterior no debería representar un problema en sí mismo para la seguridad de suministro, sino una oportunidad para la cooperación internacional. Concretamente, los intercambios energéticos en el Mediterráneo crean una dependencia mutua que es la base para una cooperación económica a largo plazo. En el Sur hay países con capacidad para exportar el gas que se necesita en el Norte y en el Norte países dispuestos a invertir en el Sur y a transferir su tecnología. Este

intercambio es la forma más pragmática e inmediata de contribuir a un desarrollo más equilibrado en el área euro-mediterránea, y suele ser más eficaz que las manifestaciones de voluntad política. El desarrollo económico y social en los países del entorno constituye, a su vez, la mejor garantía para la estabilidad en la zona.

Si la dependencia no es tal problema, su excesiva concentración sí podría serlo. Para prevenir este riesgo, las empresas gasistas del sur de Europa tendrían que intentar evitar que casi todo el gas que consumen procediera de uno o dos países productores. No hay razones para desconfiar de los actuales suministradores: Argelia y Libia han mantenido un abastecimiento ininterrumpido de gas a Europa desde hace 30 años, a pesar de los cambios y vicisitudes políticas y sociales acaecidas en estos países a lo largo de estos años. Quizás en circunstancias más extremas podrían darse interrupciones momentáneas en el suministro, pero no es probable que perduraran ya que sus exportaciones de hidrocarburos suponen más del 90% de sus ingresos. En este sentido, su dependencia de Europa es aún mayor que la dependencia de Europa de ellos.

Más preocupante que el “riesgo país” es el de una interrupción temporal del suministro, como reconoce la Agencia Internacional de la Energía en una de las conclusiones de su “Estudio sobre la seguridad de suministro de gas” (1995), y que dice textualmente:

Quizás el mayor riesgo de interrupción prolongada provenga de la destrucción de una planta de producción o proceso importantes, o de un gasoducto submarino cuya reconstrucción requiera varios meses.

Para afrontar este tipo de interrupciones la industria del gas cuenta, o debe contar, con almacenamientos y con acuerdos de colaboración con las empresas del sector, aparte de otros instrumentos como los contratos interrumpibles con clientes. Pero la mayor seguridad en el abastecimiento de gas a Europa, a corto y a largo plazo, está en función del grado de diversificación que se consiga de suministradores y de medios de suministro y de más liquidez en el mercado.

El problema con el que se enfrenta la industria, para conseguir ambas cosas, es que el nuevo entorno de mercado dificulta la diversificación apuntada. Antes, el comprador único de gas en cada país podía importarlo de distintos orígenes, compensaba el mayor coste de las fuentes

más lejanas con el menor coste de las más cercanas y ofrecía un precio medio al mercado. Este precio medio permitía la competencia con las energías alternativas, pero no se planteaba la necesidad de competir con gas más barato ya que no existía otro gas en ese mercado concreto. Ahora, la actuación en competencia obliga a los compradores de gas a buscar siempre la fuente de suministro más económica, y ésta suele ser la más cercana.

Una mayor liquidez se consigue, también, con el aumento del número de oferentes que operan en el mercado. Esto está sucediendo ya con el cambio en el marco regulador del sector del gas en la UE: en el lado de la oferta hay ya compañías eléctricas, petroleras e intermediarios inexistentes hace apenas dos años y, por otro lado, las cuotas de mercado de las empresas gasistas ya no son las propias de un monopolio de hecho o de derecho. Pero lo que el nuevo marco legal no logra todavía es que aumente el número de exportadores de gas, algo comprensible dado que el ámbito de aplicación de la legislación comunitaria no alcanza más allá de las fronteras de la Unión. Puesto que no se puede forzar que en los países terceros haya distintos exportadores, el reto que se plantea el sector es el de romper las barreras de entrada para exportadores de otros de países: conseguir que el mayor coste derivado de la distancia no impida la incorporación paulatina de suministradores más alejados, suministradores que hoy serían convenientes para una mayor liquidez, pero que mañana serán necesarios para la seguridad de suministro a Europa.

En la siguiente Tabla se muestra una estimación del coste de suministro a la UE en el año 2010, excluyendo “royalties” del país exportador, del Estudio del OME antes citado. De ella se deduce que el coste de suministros más lejanos puede ser un 20% superior al final de la década presente, teniendo en cuenta las reducciones previstas en el coste de la cadena de suministro de GNL.

Estimación de costes de suministro de GNL	Coste (\$/MMBtu)
Argelia.....	2,4
Libia / Egipto	2,6
Nigeria, Trinidad y Tobago y Golfo Pérsico.....	3,0

Se trata de un reto pues, cuya resolución probablemente necesite decisiones políticas porque las señales del mercado no son suficientes para conseguir el objetivo de diversificación. Esto es lo que ha llevado al legislador español, consciente de la importancia de la diversificación para la seguridad de suministro, a imponer la obligación de que no más del 60% del gas que entra en España provenga del mismo país de origen. Quizás no sea tan fácil la aplicación de esta medida en un mercado de libre competencia en el suministro; quizás pudiera objetarse su incompatibilidad con la nueva legislación comunitaria sobre esta materia. Pero lo que las autoridades de la energía han de tener en cuenta es que la seguridad de suministro tiene un coste, y que las fuerzas del mercado no asumen ese coste, porque los operadores no detectan problemas de abastecimiento a corto y porque entre sus prioridades no entra aumentar la liquidez en dicho mercado. La seguridad de suministro dependerá, en resumen, de la disponibilidad de gas y del mantenimiento del proceso inversor, y éstos son los dos temas que se tratan a continuación.

Contribución del GNL a la disponibilidad de gas

El GNL es, como ya se ha dicho anteriormente, un medio de transporte de gas menos desarrollado que el gasoducto. En todo el mundo el comercio de GNL representa el 25% del total de transacciones de gas y en Europa apenas supone el 10% de la demanda. Pero el GNL tiene una tecnología suficientemente probada y, como medio de transporte, es apto para mover grandes volúmenes de gas, como lo prueba el hecho de que importantes mercados como Japón, Corea o Taiwan dependan, exclusivamente, de este medio de suministro. En cualquier caso, como sistema alternativo de suministro no puede competir, desde un punto de vista económico, con el gasoducto para distancias inferiores a 2.000 kilómetros, pero ofrece algunas ventajas importantes:

- desvincula el suministro de la preexistencia de un gasoducto,
- permite ampliar la cartera de suministradores con gran potencial exportador,
- aporta más flexibilidad al sistema de contratación de gas,
- facilita el intercambio entre mercados, una vez desaparezcan las cláusulas de destino obligatorio, y el ajuste entre oferta y demanda cuando hay divergencias entre las estimaciones y la realidad y

- aproxima la operativa del mercado de gas a la del petróleo y puede contribuir a la creación de un mercado internacional líquido.

El comercio de GNL es, actualmente, más intenso en el sur de Europa donde España, Francia, Italia y Grecia importan partes significativas de sus necesidades por este medio. Su potencial en la cuenca del Mediterráneo es enorme, por existir en el entorno exportadores con tanto potencial como los anteriormente citados, además de los ya consolidados. El potencial exportador adicional de los nuevos suministradores de GNL hacia el sur de Europa, según estimaciones que consideramos prudentes del estudio ya citado del OME, es el indicado en la Tabla siguiente.

Potencial de exportación adicional de GNL (en Bcm)	2000-2010	2010-2020
Libia	4	4
Egipto	4	15
Nigeria	14	19
Trinidad y Tobago	4	9
Golfo Pérsico	7	14

En cuanto a la capacidad de recepción de GNL, en Europa están ubicadas ocho de las 40 plantas de regasificación que existen en el mundo, y seis de ellas, en el Mediterráneo. La capacidad de transporte de GNL en construcción es más que adecuada y, por otra parte, el mayor tamaño de los buques metaneros contribuirá a aminorar los costes de transporte. En los otros eslabones de la cadena de suministro de GNL, licuefacción y regasificación, también se están consiguiendo alentadores resultados de reducción de costes.

Como se ha señalado, la Península Ibérica está en una situación excelente para aprovechar las ventajas de este mercado, tanto por su situación como punto intermedio entre las cuencas atlántica y mediterránea como por su infraestructura para recepción de GNL: tres plantas de regasificación operativas, dos plantas más que pueden estar operando en 2003 (una en Sines (Portugal) y otra en Bilbao) y dos más en proyecto. Además, España tiene contratos de abastecimiento de GNL con buen número de exportadores y una experiencia histórica en este comercio.

En la Tabla siguiente se presentan costes estimados por el OME de la cadena de suministro de gas y de GNL al sur de Europa. Estos datos permiten afirmar que el desarrollo del mercado de GNL está condicionado, fundamentalmente, por la capacidad de los gasoductos actuales y en proyecto para atender a la demanda de gas en el sur de Europa: el coste del transporte por gasoducto es inferior al del GNL y los operadores en un mercado en competencia tenderán a concentrar sus operaciones a través de gasoductos.

Costes cadena de suministro gas/GNL Coste	(\$ / MMBtu)
Argelia–Medgaz	1,2
Argelia–GME	1,3
Argelia–Transmed	1,6
GNL Mediterráneo	2,5
GNL Atlántico y del Golfo Pérsico	3,0

Mientras los países del Norte de África con gasoductos a Europa tengan suficiente disponibilidad de gas para la exportación, será difícil que los suministradores de GNL consigan una cuota significativa del mercado: aunque los costes del GNL sean aceptables en el mercado, el transporte por gasoducto otorga margen suficiente para reducir los precios del gas en frontera y mantener el control del mercado. A pesar de todo, el mercado de GNL se desarrollará necesariamente en el futuro, a medida que se vayan agotando las fuentes más cercanas y que el alargamiento de la cadena de suministro encarezca el transporte por gasoducto. Potenciar ahora el mercado de GNL depende, al igual que en el caso de la diversificación de fuentes, de la valoración política de la ecuación coste del gas/seguridad de suministro. En la medida en que se establezcan los mecanismos para retribuir el coste adicional que supone la diversificación de fuentes, se anticipará el desarrollo del mercado de GNL y se contribuirá a un mercado de gas más líquido en la Unión Europea.

El reto de la inversión en el futuro

El otro factor esencial para asegurar la continuidad en el suministro de gas a Europa es el mantenimiento del ritmo inversor en nuevos proyectos

de producción y en medios de transporte. Hay un acuerdo bastante amplio entre todos los implicados en el sector del gas en cuanto a la importancia de la inversión y en cuanto a los proyectos que más contribuirían a la seguridad de suministro en la Unión. La conexión de todos los mercados de Europa a las grandes redes transeuropeas de gasoductos es la inversión que más facilitaría la vertebración de un mercado interior único; la interconexión de las principales fuentes de suministro a través de la red transeuropea sería una garantía ante interrupciones temporales de alguno de los proveedores.

Una red de gasoductos que uniera los mercados escandinavos con los yacimientos del Mar del Norte y con los de Rusia (Nordic Gas Ring); una red que enlazara los mercados mediterráneos con los yacimientos del Norte de África (el anillo gasista mediterráneo soñado por Pedro Durán Farrell, el anterior Presidente de Gas Natural SDG) y la unión de ambos anillos, no sólo contribuiría definitivamente a la seguridad de suministro en Europa sino a la constitución del mercado único del gas.

Pero esta claridad de objetivos en cuanto a los proyectos, no es tal en cuanto a quién los ha de realizar en un entorno de mercado diferente. Hasta ahora, como se ha apuntado antes, la inversión no ha sido un problema. La industria ha contado con los recursos necesarios para acometer las inversiones en infraestructura gasista, porque el control de los mercados y los contratos de suministro a largo plazo han facilitado la disponibilidad de recursos financieros en condiciones competitivas. Lo único que la iniciativa privada no ha sido capaz de hacer ha sido la integración los mercados periféricos; de hecho, sin ayudas públicas, hubiera sido difícil que el gas llegara a mercados alejados y con poco potencial teórico. La nueva regulación del sector en la UE ha introducido dos cambios que obligan a reconsiderar la responsabilidad y la oportunidad de las inversiones: por una parte, se desvinculan las actividades de suministro de las de transporte de gas, y por tanto las rentas que ambas actividades generan; por otra, las actividades de transporte o logísticas se someten a estrecha regulación, por constituir lo que se denomina un monopolio natural cuyo acceso universal es necesario para crear un mercado competitivo.

Las actividades sometidas a estrecha regulación nunca han resultado muy atractivas para la iniciativa privada, especialmente si están sometidas a presiones políticas a la baja para mantener las tarifas de venta al público bajo control. Es cierto que las empresas eléctricas y gasistas siempre han invertido en actividades reguladas, pero en circunstancias distintas:

en régimen de concesión administrativa y cuando podían compensar las rentas reguladas con los márgenes procedentes de la generación y comercialización de sus servicios. Si la iniciativa privada no encontrara incentivos para la inversión en infraestructuras, esta responsabilidad podría recaer en el operador del sistema, una figura creada por el nuevo marco legal para garantizar la independencia en la gestión de las redes y para responder de su mantenimiento y expansión. Pero esta alternativa abre interrogantes importantes: la suficiencia de las rentas procedentes de la gestión de redes para acometer inversiones importantes y el sistema a seguir para decidir qué inversiones son prioritarias o necesarias. Las rentas del operador del sistema pueden bastar para mantener las redes y atender a su “crecimiento natural”, pero quizás no para proyectos innovadores y de gran entidad económica.

La decisión sobre la prioridad en las inversiones es, cuando menos, arriesgada si se basa en declaraciones de intención o en planes voluntaristas de los operadores del mercado. Una tentación inmediata para resolver estos interrogantes es volver a la planificación centralizada de las inversiones y a la dotación de fondos públicos, cuando los generados por el operador del sistema no fueran suficientes, pero esta actuación sería contraria a la filosofía del proceso liberalizador y al objetivo de transferir a la iniciativa privada la decisión y el riesgo de las inversiones. La enmienda, en trámite (diciembre de 2002), de la Directiva comunitaria del gas recoge una propuesta que puede ser un punto de equilibrio entre incentivos a la inversión privada y regulación de las infraestructuras: la reserva de capacidad a favor de los promotores condicionada a ciertos requisitos.

Resulta, en resumen, necesario implicar a la iniciativa privada en el proceso inversor, y para ello hay que prever incentivos generosos a los inversores, con la seguridad de que si la construcción de infraestructuras está abierta a la competencia, la propia competencia se encargará de que esos incentivos no constituyan una retribución excesiva. Entendemos que la responsabilidad de la iniciativa pública es la de crear el marco adecuado para las inversiones e incluso de establecer los alicientes para que los particulares inviertan en mercados emergentes donde la retribución de la inversión es más dudosa, pero no la de entrar en competencia con el sector privado ni la de establecer obligaciones de inversión.

Teniendo en cuenta la dimensión internacional del comercio de gas natural, la protección de las inversiones mediante el refuerzo de las rela-

ciones políticas con países productores y de tránsito de gas es otra importante y exclusiva responsabilidad de los poderes públicos.

ALGUNAS CONCLUSIONES

En un corto periodo de tiempo el gas natural se ha convertido en una de las principales fuente de energía tanto en Europa como en el resto del mundo y, de mantenerse el ritmo de crecimiento de su demanda, su importancia en el balance energético puede acercarse a la del petróleo. Durante la presente década la demanda de gas para generación eléctrica va a ser el principal vector de su crecimiento, puesto que es la materia prima preferida en las centrales de generación de ciclo combinado, así como en las instalaciones de cogeneración. Más adelante, el gas natural puede ser la alternativa para la progresiva sustitución de los derivados del petróleo en el sector del transporte.

Tan ambiciosas expectativas de crecimiento están respaldadas por abundantes reservas en todo el mundo. Las reservas probadas son sólo una parte de las que podrían obtenerse con las mejoras previstas en las tecnologías de exploración o cuando la mayor demanda lo justifique. Los países europeos del Mediterráneo, salvo excepciones, han sido los últimos en desarrollar sus mercados del gas, en parte porque las principales reservas europeas se encuentran lejos, en torno al Mar del Norte. No obstante, el crecimiento de la demanda en los últimos años y sus perspectivas elevarán la cuota del gas a cifras parecidas a las de otros países de la UE.

No es arriesgado pensar en un gradual desplazamiento del centro de gravedad del mercado del gas hacia el sur de Europa, no sólo por el mayor potencial de desarrollo de estos mercados sino por las amplias posibilidades de fuentes de suministro a distancia económicamente viable del Mediterráneo. Además, el previsible anterior agotamiento de los yacimientos del norte de Europa convertirá a los países mediterráneos en una de las principales vías de entrada del gas al continente.

La oferta de gas desde el sur de Europa aporta mayor diversificación de fuentes y de medios de abastecimiento. Tanto los nuevos suministradores como el GNL como medio de transporte de gas son viables económicamente, pero todavía no son competitivos con los suministradores ya establecidos ni con los gasoductos. En todo caso, la seguridad de suministro en Europa pasa necesariamente por la incorporación de nuevos suministradores y la consecuente potenciación del comercio de GNL.

Hacer compatible seguridad de suministro y viabilidad económica del abastecimiento de gas es uno de los retos a los que se enfrentan tanto la industria como las autoridades de la energía.

El Mediterráneo dará cabida a los dos medios de suministro: gasoductos, procedentes del norte de África y de los grandes yacimientos del Mar Caspio, y buques metaneros para transporte de GNL, desde el Atlántico, el norte de África y Oriente Medio. Se convertirá, pues, en un área especialmente sensible que requerirá una atención política especial. El gas como moneda de cambio para la transferencia económica y de tecnología de Norte a Sur y los programas de la Unión Europea para promoción de las inversiones y el comercio en la cuenca del Mediterráneo contribuirán al desarrollo económico y social de los países del entorno y, a su vez, a la seguridad de Europa.

La atención a la creciente demanda de gas exige ingentes inversiones, inversiones que nunca han faltado pero que el proceso de cambio que está atravesando el sector podría poner en riesgo. Si la cuota que el gas está llamado a representar en la balanza energética de Europa exige cambios en la operativa del mercado y en la organización de la industria, cualquier nueva disposición reguladora deberá tener, también, en cuenta que el incentivo a la inversión es el otro requisito para el desarrollo del mercado y para el mantenimiento de un suministro seguro a largo plazo.

BIBLIOGRAFÍA

BP: *“BP Statistical Review”*.

CNE: *“Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y de gas natural y su cobertura”*.

CEDIGAZ: *“Cedigaz Natural Gas Statistics”*.

COMISIÓN EUROPEA: *“Green Paper Towards an European Strategy for Security of Energy Supply”*.

G.I.I.G.N.L.: *“The LNG Industry”*.

EUROGAS: *“Eurogas Annual Report”*.

A.I.E.: *“World Energy Outlook”* y *“Gas Natural Security Study 1995”*.

OME: *“Assesment of Internal and External Gas Supply Options”*.

SEDIGAS: *“Memoria Anual”*.

STERN, J.: *“Security of European Natural Gas Supplies”*, R.I.I.A., Londres.

VELA, A.: *“El gas natural como alternativa energética”*, Editorial Alianza.

“International Gas Union Statistic Data”.

CAPÍTULO CUARTO

LA ENERGÍA ELÉCTRICA: EL ANILLO MEDITERRÁNEO Y EL PROCESO DE LIBERALIZACIÓN EN EUROPA

LA ENERGÍA ELÉCTRICA: EL ANILLO MEDITERRÁNEO Y EL PROCESO DE LIBERALIZACIÓN EN EUROPA

Por PEDRO MIELGO ÁLVAREZ Y
PEDRO RIVERO TORRE

INTRODUCCIÓN

Con el común denominador de una perspectiva centrada en el sector eléctrico, estas páginas tratan de abarcar dos aspectos de vital importancia, sobre todo pensando en el inmediato futuro, para la conformación del sistema de explotación eléctrica en el espacio euro-mediterráneo. Por una parte, llama la atención sobre el valor de las redes de transporte y de los sistemas eléctricos del anillo del Mediterráneo y, específicamente, el importante papel que supone la interconexión eléctrica entre España y Marruecos en el comportamiento y estabilidad del sistema eléctrico magrebí y en el futuro desarrollo de los países del Norte de África. Por otra, realiza un repaso por el proceso, ya en marcha, de liberación y desregulación de los mercados eléctricos, impulsados por la propia Comisión Europea, que provocará, sin duda, una reformulación total del panorama actual en todo el continente y, por derivación en el espacio euro-mediterráneo.

LAS REDES DE TRANSPORTE COMO ELEMENTO DE INTERCONEXIÓN

Históricamente, las redes eléctricas básicas, hoy conocidas de forma genérica como redes de transporte, han sido una parte de los sistemas eléctricos a la que se ha prestado poca atención. En los sistemas con una

intervención administrativa fuerte, por ser simplemente una parte de la cadena de producción, y en los sistemas liberalizados, porque representan una parte menor del negocio total. Sólo recientemente se ha ido poniendo de manifiesto su papel como elemento con un valor propio y creciente, por ser la clave de la seguridad de suministro, y por el valor de las interconexiones internacionales.

Mientras los sistemas eléctricos del lado norte del Mediterráneo, es decir, la orilla europea, están interconectados desde hace décadas, y se puede hablar de un gran sistema eléctrico de ámbito supranacional, las interconexiones de la ribera Sur son un hecho más reciente, aunque se haya hablado de su interés también desde hace mucho tiempo.

Los sistemas eléctricos del arco sur del Mediterráneo

Los sistemas eléctricos del arco sur del Mediterráneo se caracterizan por la diversidad de las tecnologías de generación eléctrica. En general, la elección de un tipo u otro depende fundamentalmente de los recursos naturales propios. A este respecto cabe destacar la presencia de gas y petróleo en Argelia, Libia y Egipto. En Egipto también destaca la importante presencia de generación hidráulica, asociada a los recursos hidráulicos de la cuenca del Nilo (véase Tabla 1).

TABLA 1
Potencia instalada por tecnología en el año 2000
(en Gigavatios, GW)

País	A	B	C	D	E	F	G	H	I	Total
Marruecos	1,8	0,7	0,0	0,0	0,6	0,1	0,0	1,2	0,2	4,6
Argelia	0,0	0,0	2,7	0,0	2,8	0,2	0,0	0,3	0,0	6,0
Túnez	0,0	0,0	1,0	0,4	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0
Libia	0,0	0,0	1,8	0,5	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	4,5
Egipto	0,0	0,9	8,0	2,6	0,7	0,0	0,0	2,8	0,0	15,0
Jordania	0,0	0,9	0,0	0,0	0,1	0,4	0,0	0,0	0,0	1,4
Líbano	0,0	1,2	0,0	0,9	0,0	0,2	0,0	0,3	0,0	2,6
Siria	0,0	1,7	0,3	0,6	1,4	0,1	0,0	0,9	0,0	5,0
TOTAL	1,8	5,4	13,8	5	8,4	1	0	5,5	0,2	41,1

Leyenda: A – Turbina de vapor carbón; B – Turbina de vapor fuel-oil; C- Turbina de vapor gas; D – Ciclo Combinado; E – Turbina de gas; F – Diesel; G – Nuclear; H – Hidráulica; I – Renovable.

La demanda de energía eléctrica presenta unos valores reducidos en comparación con aquéllos a los que nos encontramos acostumbrados en el arco norte de la cuenca mediterránea. Una comparación sencilla (véase Tabla 2) pone de manifiesto que la demanda conjunta de los países ribereños del Mediterráneo en su lado sur llega apenas al 80% de la de España, o a un 5% de la demanda global del continente europeo.

TABLA 2
Demanda punta y energía anual en el año 2000

País	Demanda Punta (MW)	Demanda Anual (TWh)
Marruecos	2.394	11.392
Argelia	4.617	24.422
Túnez	1.500	8.369
Libia	2.450	14.370
Egipto	10.919	67.981
Jordania	1.100	6.500
Líbano	1.550	8.115
Siria	4.150	23.500
Iraq	-	-
España	33.236	194.900

Los sistemas de transporte están constituidos por redes de 500 kV, 400 kV, 225 kV, 90 kV y 60 kV. En grandes números, las redes de 225-220 kV son las más extensas. Por lo general están débilmente interconectadas. Además, estas redes se caracterizan por su bajo grado de mallado y las grandes distancias que cubren.

El Gráfico 15 (ver Anexo A) presenta el estado actual de interconexión y de los bloques que la integran. Así, Marruecos, Argelia y Túnez forman un bloque síncrono y a través de la interconexión con España comparten la misma frecuencia que Europa. Es fácil observar también los desequilibrios entre ambas riberas. La del norte, densamente poblada y con una gran demanda de energía eléctrica; la del sur, con una extensión superior a la otra, muy poco poblada, en términos relativos, con una demanda muy inferior y con una topología eléctrica de escasa densidad.

Por otra parte, otros países como Libia, Egipto, Jordania, Siria y Líbano están interconectados entre sí y, en un futuro próximo, está previsto el cierre de la interconexión Túnez-Libia. Este enlace está finalizado y listo para su cierre en cuanto la UCTE (Unión para la Coordinación del Transporte de Electricidad) dé su aprobación.

El valor del concepto de interconexión

La esencia de un sistema eléctrico radica en el concepto de interconexión. A este respecto, las conexiones internacionales no hacen sino superar las fronteras políticas para poner en valor los beneficios que han estado detrás de toda expansión y crecimiento del sistema cuando se ha realizado a nivel nacional.

Los beneficios de las interconexiones internacionales y de la consecuente capacidad de intercambio son, por lo tanto, múltiples y de diversa índole para los países interconectados. Entre ellos cabe destacar los siguientes:

- Aumento del comercio eléctrico entre países;
- Mejora de la fiabilidad de los sistemas interconectados;
- Mejora de la seguridad en el suministro de los países interconectados;
- Capacidad de apoyo mutuo entre sistemas;
- Mejora de la estabilidad de los sistemas eléctricos;
- Garantía de calidad de la frecuencia;
- Mejora en la calidad de la onda de tensión;
- Aprovechamiento de la complementariedad en los costes;
- Beneficios derivados de la diversidad entre países: hidráulidad, festividad, climatología;
- Menor nivel de reserva necesario; y
- Ahorro en cuanto a la necesidad de equipamiento futuro.

Por tanto, el aumento del nivel de intercambio no sólo es deseable desde el punto de vista de integración de los mercados, sino también desde el de la seguridad del sistema y de sus requerimientos.

En todo caso, se puede incluir entre los beneficios técnicos, la consecución de una mayor fiabilidad en la cobertura de la demanda y la mayor estabilidad y garantía de la frecuencia y la tensión; así como la evidente mejora en la propia fiabilidad de las zonas fronterizas que pueden encontrar un mejor apoyo por el sistema eléctrico vecino.

Los beneficios económicos en la operación se derivan, en primer lugar, de la propia potencialidad de realización de intercambios con beneficio mutuo entre sistemas o entre agentes de los mismos. Asimismo, el aumento de mallado disminuye generalmente las pérdidas de transporte, lo que redundará en la operación más económica del sistema conjunto. La interconexión proporciona igualmente una menor necesidad de reservas de operación, así como la posibilidad de una mejor gestión de excedentes y mejor utilización de las centrales.

Los aspectos anteriores también tienen su repercusión en el dimensionamiento de los sistemas individuales, que requieren una menor potencia instalada por un mayor apoyo mutuo en las situaciones extremas de demanda, así como la posibilidad de un escalonamiento más gradual en la construcción de las centrales.

Por último, cabe apuntar los posibles beneficios medioambientales. En efecto, a pesar del incremento del impacto visual derivado del refuerzo de las interconexiones (nuevas líneas), la operación complementaria de los sistemas puede permitir no sólo la mencionada reducción de costes de producción, sino también una disminución en las emisiones asociadas a las centrales con combustibles fósiles. Asimismo, la consideración de todos los aspectos anteriores puede derivar en una posible reducción de necesidades de desarrollo de red, lo que minimizaría a su vez el impacto visual desde el punto de vista global.

Evidentemente, la mayor calidad de suministro eléctrico que aportan las interconexiones repercute en el mejor funcionamiento de los procesos industriales, con lo que sirve de plataforma para el asentamiento de nuevas industrias y contribuye al desarrollo de las economías que, a su vez, repercute en una mayor estabilidad política.

La contrapartida de todo lo anterior es la necesidad de una mayor coordinación en la operación de los sistemas nacionales interconectados, por la mayor complejidad de la misma, no sólo en condiciones normales, sino en previsión de situaciones de emergencia, para evitar repercusiones indeseadas de unos sistemas en otros. Esta coordinación se ha traduci-

do, en la práctica, en el establecimiento de reglas comunes basadas en la autorregulación del sector eléctrico, tal como se refleja en la larga y fructífera vida de asociaciones como la UCTE, ya citada, y recientemente de ETSO (European Transmission System Operators). La integración de nuevos miembros en estas prácticas debe verse como parte de una integración efectiva, en una perspectiva más amplia.

La zona continental europea de la UCTE dispone de un conjunto de interconexiones con las zonas eléctricas vecinas que puede describirse muy brevemente como sigue:

— *Interconexiones internas, entre los países de dicha zona continental.*

Se trata, en su conjunto, del sistema eléctrico más intensamente interconectado del mundo, aunque la densidad de las interconexiones varía mucho de unas a otras zonas. Evidentemente, los países centrales tienen un grado de interconexión superior al de los periféricos. Los países candidatos a la integración en la Unión Europea han demostrado un gran interés en la interconexión eléctrica, no sólo en su dimensión física y comercial, sino en la integración en las asociaciones citadas, en las que juegan un papel activo, y en su mayor parte han adoptado, en su legislación, las directivas comunitarias aplicables. Todo ello pone de manifiesto el valor político y económico de las interconexiones eléctricas.

— *Interconexiones con los países vecinos no-UCTE.*

Las interconexiones con los países miembros del CENTREL son menos importantes que las anteriores, pero de importancia creciente.

— *Interconexiones con los países escandinavos, integrados en el NORDEL.*

Los países del NORDEL están integrados, de hecho, en las prácticas de la UCTE, a través de su propia asociación, y en las normas de la Unión Europea (de la que Suecia y Finlandia son miembros). Las interconexiones de Escandinavia con su entorno son submarinas, y de longitudes importantes.

— *Interconexión con Gran Bretaña.*

Se trata de una interconexión submarina, a través del Canal de la Mancha, que conecta los sistemas eléctricos de Francia y Gran

Bretaña, y que ha sido instrumento de intercambios comerciales muy importantes entre ambos países.

— *Interconexión con Marruecos, a través del Estrecho de Gibraltar.*

La interconexión entre España y Marruecos es la primera interconexión submarina intercontinental, y la primera que ha integrado países no europeos en el ámbito de la UCTE. Actualmente, el funcionamiento integrado alcanza a Marruecos, Argelia y Túnez. La interconexión viene funcionando con normalidad desde mediados de 1998.

— *Interconexiones con la parte oriental del Mediterráneo.*

Las interconexiones con Turquía y los países del extremo oriental son más débiles, aunque previsiblemente tendrán un desarrollo importante en el futuro, dependiendo de la estabilidad política de la zona.

— *Interconexiones con la Federación Rusa.*

No existen interconexiones directas síncronas, pero se ha creado una mesa de discusión permanente entre la Unión Europea y Rusia, con objeto de sentar las bases técnicas para la interconexión eléctrica entre ambos sistemas. El camino que habrá que recorrer no es sencillo, por las diferencias entre ambos sistemas eléctricos y por los problemas de seguridad de operación que se plantean, pero es previsible que se avance de forma significativa a medio plazo.

Entre las interconexiones en proyecto hay que destacar, por otro lado, la interconexión directa entre Argelia y España, que uniría la región occidental de aquel país con el sudeste español, probablemente por Almería, y que forma parte de un proyecto de más alcance, consistente en construir centrales de ciclo combinado, para generar energía que sería exportada, en parte, al mercado español. Aparte de su valor económico, no es necesario comentar su significado político, así como su posible contribución a las relaciones entre los países del Magreb y la Unión Europea.

Todo lo anterior pone de manifiesto claramente el valor estratégico de las interconexiones eléctricas, en un planteamiento de largo alcance, y el papel que España ha jugado ya con la puesta en servicio de la interconexión con Marruecos.

Las interconexiones y el Mediterráneo

La idea de cerrar un anillo eléctrico que abarque la región euro-mediterránea no es nueva, pero su realización práctica es cosa más reciente. Los desarrollos, planes y realizaciones son seguidos por un grupo de trabajo conjunto de UCTE y Eurelectric (asociación representativa de la industria eléctrica europea), designado como SYSTMED.

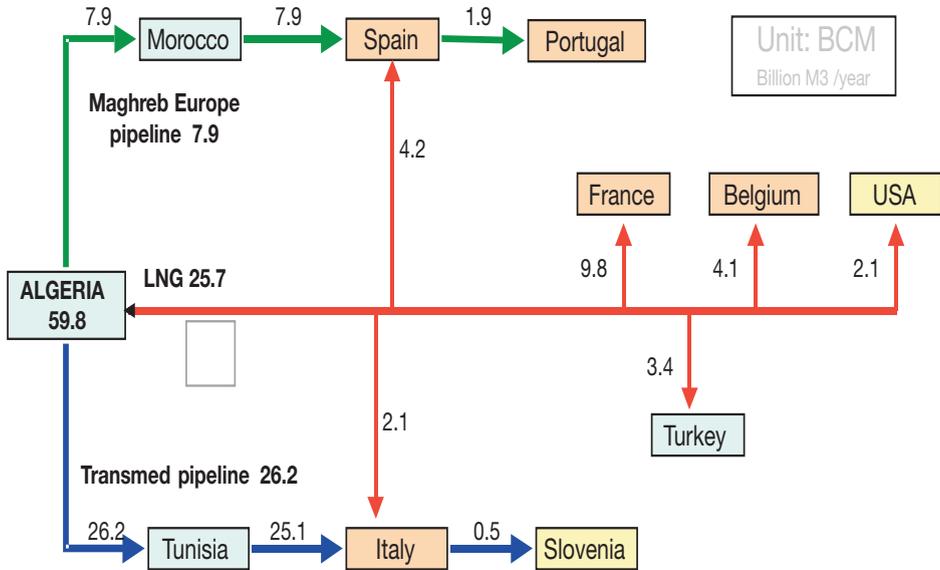
Relacionado con el desarrollo de anillo eléctrico del Mediterráneo, la interconexión eléctrica España-Marruecos juega un importante papel en el comportamiento del sistema norteafricano. Además del contrato entre REE (Red Eléctrica Española) y ONE (Office National d'Électricité), y gracias a esta interconexión, Marruecos participa en el mercado eléctrico español como agente externo, realizando compras y ventas de energía, con predominio de las primeras, hasta la fecha. Durante el año 2001, el saldo de los intercambios internacionales a través de esta interconexión fue de 1.582 MWh exportados hacia Marruecos. También varias compañías eléctricas españolas establecieron contratos de venta de energía a la ONE.

Hasta aquí se podría concluir que las ventajas son unidireccionales y siempre hacia aquellos sistemas más débiles. Pero no se puede dejar pasar por alto que Argelia y Libia tienen importantes recursos de gas natural y también de petróleo. A este respecto el Gráfico 1 presenta los flujos de gas natural desde Argelia en 1999.

Hay que tener presente, desde una perspectiva geoeconómica, que el futuro abastecimiento eléctrico español se está construyendo en torno a la instalación de ciclos combinados de gas natural, tal como se recoge con mayor detalle en el capítulo 3. El gas natural necesario para el funcionamiento de éstos será abastecido, entre otros, por el gasoducto Magreb-Europa, con lo que todo desarrollo económico que haga prosperar el Magreb repercutirá positivamente en el bienestar de la sociedad española.

Las consecuencias de una interconexión eléctrica completa alrededor del Mediterráneo pueden ser muy importantes, si se gestionan adecuadamente, tanto en el plano multilateral como en las relaciones bilaterales. La importancia del Norte de África y de Oriente Medio como fuentes de energía primaria para Europa, junto con las luces y sombras de la historia común, son los elementos sobre los que construir una verdadera política eléctrica.

GRÁFICO 1
Rutas de gas natural procedentes de Argelia (1999)



EL PROCESO DE LIBERALIZACIÓN EN EUROPA

A lo largo de los últimos años, la industria eléctrica en Europa y la de otros muchos países del resto del mundo ha sido testigo de un vertiginoso cambio. En este sentido, Dña. Loyola de Palacio, Vicepresidenta de la Comisión Europea y responsable de los transportes y la energía, ha declarado que “los Estados europeos han experimentado un gran cambio en unos años desde unas situaciones de monopolio a una liberalización completa. La creación del mercado europeo de la energía es una revolución que favorecerá la competitividad de las empresas europeas y beneficiará al conjunto de los ciudadanos”.

En estos últimos tiempos se han producido unos procesos de liberalización y desregulación que han ido unidos a la desaparición de las barreras internas. La globalización de la economía mundial y el impacto de las nuevas tecnologías han transformado la industria en un negocio progresi-

vamente más competitivo, proporcionando al mismo tiempo nuevas oportunidades en la diversificación de negocios y en distintas zonas del planeta. La industria eléctrica está evolucionando a un paso sin precedentes y muchas compañías ya están ofreciendo y desarrollando una gama de productos y servicios que van más allá los tradicionales, encargándose progresivamente de producir, transportar, distribuir y comercializar energía eléctrica.

Este nuevo entorno ha influido radicalmente en la evolución de una industria eléctrica regulada a una industria en competencia. La mayoría de las compañías eléctricas operaban a nivel nacional o regional. Hoy, estas compañías consideran que su ámbito de actuación es el mundo entero. Se han diversificado y buscan nuevas oportunidades en otros sectores, como el gas, el agua, las telecomunicaciones, etc. Al mismo tiempo, están entrando en el mercado nuevos agentes, incluyendo productores de energía independientes, y se están produciendo a escala masiva fusiones y adquisiciones, tanto a nivel nacional como a nivel internacional, como resultado de una creciente interconexión de mercados y estrategias.

El proceso de liberalización va de la mano, en algunos de los casos, de la privatización, lo que conlleva una menor implicación de los Estados y una mayor participación de la inversión privada. Si se echa un vistazo a la estructura de la industria eléctrica actual podemos comprobar los principales cambios que están teniendo lugar: la tradicional integración vertical está siendo reemplazada por una separación jurídica o contable (*unbundling*) o incluso por la separación entre las actividades de generación, transporte, distribución y suministro.

Una importante fuerza impulsora de todo lo anterior ha sido, en el caso comunitario, las Directivas Europeas del Mercado Interior de la Electricidad y el Gas. Dichas Directivas, que entraron en vigor en el año 1996, y en el año 1998 respectivamente, han sido el resultado de casi diez años de debate y duras negociaciones. El resultado final ha sido un compromiso, teniendo en cuenta la liberalización “por fases” a lo largo de un número de años, manteniéndose el principio de servicio público o servicio de interés general.

La media del mercado liberalizado de electricidad en la Unión Europea cubre actualmente más del 70% de los kw/h suministrados al cliente y ese porcentaje se estima que alcanzará el 82% en 2005. Esto refleja un marcado contraste con el 26,5% de apertura inicial de mercado requerido por la Directiva, en febrero de 1999. Algunos países han decidido de forma

independiente acelerar el proceso de liberalización y han abierto el 100%, o cerca del 100%, de sus mercados. Esto plantea la cuestión de si es necesaria una armonización adicional. Consecuentemente, nuevas propuestas han sido publicadas por la Comisión Europea, todas ellas dirigidas a acelerar el proceso de la liberalización de los mercados de la electricidad y del gas, tal y como fue acordado en la Cumbre de Barcelona (15/16 de marzo de 2002) En dicha reunión se señaló, acertadamente que “una política de liberalización equilibrada, que haga hincapié en las necesarias reformas estructurales, sin olvidar el servicio público a los ciudadanos, y con el adecuado esfuerzo en las infraestructuras es la mejor receta para que Europa recupere la confianza y emprenda decididamente la senda del crecimiento, de la competitividad y del empleo”. Por su especial importancia, merecen destacarse, siquiera telegráficamente, los principales acuerdos que allí se adoptaron.

Uno de los aspectos claves de esta Cumbre fue la fijación del calendario de las liberalizaciones de los mercados de gas y electricidad, ya que allí fue donde se acordó una apertura a los consumidores no domésticos a partir de 2004. Esto significa un porcentaje de liberalización de al menos el 60% del mercado (mucho mas de lo que se preveía en las Directivas, por lo menos en los que concierne a la parte eléctrica, que era como máximo, una liberalización de aproximadamente el 33% de la demanda en el año 2003).

Otros de los acuerdos adoptados para el sector de la energía, no menos importantes, dada la controversia que han suscitado, han sido los relativos a:

- *Unbundling*: se acordó la separación del transporte y la distribución de la producción y el suministro.
- *Acceso a las redes*: se decidió apostar por un acceso a las redes no discriminatorio de los consumidores y productores, basado en tarifas transparentes y publicas.
- *Necesidad de un Regulador Independiente*: con la creación en cada Estado de una “función” reguladora, que se encargara de garantizar el control efectivo de las condiciones del establecimiento de tarifas.
- *Intercambios internacionales*: imponiendo que, “tan pronto como fuera posible en 2002”, se fijaría un sistema de tarifas aplicables a las transacciones transfronterizas, así como un procedimiento de

gestión de las congestiones internacionales, basada en los principios de no discriminación, transparencia y simplicidad. Un acuerdo adicional, muy relevante, fue el que consiste en que en el periodo que resta hasta 2005, deberá incrementarse la capacidad de las interconexiones hasta un mínimo del 10% de la capacidad instalada. Este acuerdo es muy importante, sobre todo si se tiene en cuenta que, en lo que respecta al sector eléctrico, en estos momentos nos estamos moviendo en cifras próximas a un 9% a nivel europeo y de aproximadamente un 4% en lo que respecta a España-Francia.

- *Nuevas medidas*: se decidió adoptar nuevas medidas que tuvieran en cuenta la definición de las obligaciones de servicio público, la seguridad de abastecimiento y, en particular, la protección de las zonas apartadas y de los grupos de población más vulnerables.

Posteriormente, y a raíz de todo lo anterior, en el último Consejo de Energía, celebrado en Bruselas el pasado 25 de noviembre, se ha alcanzado un acuerdo sobre la propuesta presentada, la cual es una síntesis entre la propuesta original de la Comisión, las enmiendas presentadas por el Parlamento Europeo en la primera lectura y las enmiendas presentadas por los Estados Miembros, durante las discusiones de los Grupos de Trabajo del Consejo de Energía. En términos generales puede decirse que la Comisión está satisfecha por el resultado obtenido, ya que se ha decidido que los mercados de electricidad y gas deben ser abiertos para la totalidad de los clientes. Más concretamente, el 1 de julio de 2004 todos los consumidores no domésticos tendrán el derecho a escoger suministrador y a partir del 1 de julio de 2007, a más tardar, todos los consumidores domésticos tendrán asimismo esta posibilidad. Esta apertura tomará en consideración el informe valorativo que la Comisión presentará en 2006 sobre el impacto de la liberalización.

Además, en esa misma Cumbre se abordaron asimismo otros temas, como el de las redes transeuropeas de energía; el programa plurianual “Energía Inteligente para Europa” (2003-2006); la Directiva sobre eficiencia energética en los edificios; la Directiva sobre cogeneración; el desarrollo sostenible; y las relaciones Unión Europea-Rusia, y, en relación con la electricidad, se alcanzaron importantes acuerdos en los siguientes puntos:

- *La protección de los consumidores finales y el etiquetado de la energía*. La propuesta de la Comisión es que la apertura de los mercados de energía vaya acompañada de unas claras obligaciones

de servicio público al más alto nivel (protección del consumidor final, servicio universal, seguridad de aprovisionamiento, etc.). La obligación de servicio universal se aplicará principalmente a todos los particulares y a las pequeñas empresas, que tendrán el derecho de estar permanentemente abastecidas con una electricidad de calidad y a un precio razonable. Además, las disposiciones sobre el etiquetado de la energía exigen que figuren en las facturas la contribución de cada fuente de energía y, al menos, información sobre el impacto medioambiental, en términos de emisión de CO₂ y de residuos radioactivos.

- *Separación de las actividades.* La propuesta de la Comisión, con el apoyo del Parlamento Europeo, requiere, por una parte, la separación de las actividades de transporte y distribución y, por otra, la producción y comercialización. Se ha acordado que la separación jurídica del transporte tenga lugar en julio de 2004, mientras que la de la distribución se producirá en julio de 2007. Esta separación jurídica no implicará, en ningún caso, una separación de propiedad en el seno de una compañía verticalmente integrada. Se han incluido también una serie de medidas que aseguren la separación funcional, aspecto crucial para garantizar la independencia de los gestores de la red, la transparencia y evitar los subsidios cruzados.
- *Intercambios Transfronterizos de Electricidad.* El Consejo alcanzó un acuerdo sobre la Propuesta de Reglamento de los Intercambios Transfronterizos de Electricidad, condición indispensable para la creación de un verdadero mercado único, y no la yuxtaposición de 15 mercados liberalizados. La Propuesta pretende, principalmente, adoptar las reglas de tarificación transfronteriza y de gestión de las congestiones de electricidad.

Lo cierto es que la apertura realizada hasta el momento ya ha tenido efectos positivos, como ha sido el descenso significativo que han experimentado los precios de la electricidad en la UE en el período 1995-2002 (una muestra de esta tendencia puede verse en la Tabla 3 adjunta). Es una realidad que los precios de la electricidad para los grandes consumidores se han reducido en una media del 20%, habiéndose alcanzado en algunos casos reducciones de hasta el 40% en los pequeños comercios, como ha ocurrido en Suecia y Austria. Los precios de los clientes domésticos en Austria, Alemania, España y el Reino Unido también han estado bajando desde 1999.

TABLA 3

Niveles de precios de la energía en la EU, en enero de 2002

	ELECTRICIDAD			ELECTRICIDAD			ELECTRICIDAD		
	Grandes consumidores			Pequeñas empresas			Residencial		
Arbitrio y precio de 11/00	Baja	Med.	Alta	Baja	Med.	Alta	Baja	Med.	Alta
Descartados	5	1, 10, 11	1	5	1, 10, 11	11, 12, 13	11	1, 10, 11	11, 12
Estable	10	1, 10, 11	1	10	1, 10, 11	11, 12, 13	10	1, 10, 11	11, 12
Asimétrico	10	1, 10, 11	1	10	1, 10, 11	11, 12, 13	10	1, 10, 11	11, 12

Aunque, en general, el sector eléctrico comunitario acoge favorablemente las propuestas de la Comisión Europea, como se ha puesto de manifiesto anteriormente, no dejan de inquietarle un número de medidas, como son las decisiones relativas a la necesidad o no de un regulador independiente; el nivel asimétrico de la apertura de los mercados; el acceso, regulado o negociado, de terceros a la red; los distintos niveles de armonización, en aspectos tales como la existencia de empresas públicas/empresas privadas, el grado de separación no sólo contable/jurídica sino también de propiedad, que debe existir entre las propias actividades; la necesaria fiscalidad de la energía... Existen, además, inquietudes muy importantes en otros campos que no son específicamente eléctricos pero que también afectan al sector, como por ejemplo el de la contratación pública, las obligaciones medioambientales, el desarrollo de las energías renovables, la cogeneración (CHP), etc. No obstante, hoy en día nadie cuestiona que la manera más efectiva de garantizar un acceso no discriminatorio a las redes es a través de un acceso de terceros regulado, sujeto al control de un órgano regulador independiente, y que el funcionamiento de la red debe ser, asimismo, independiente de otras actividades como la generación de electricidad. De hecho 14 de los 15 Estados miembros cuentan con un organismo regulador y con un acceso de terceros regulado.

También se ha llegado al convencimiento de que para conseguir un buen funcionamiento del mercado se necesitan avances adicionales en la creación de un sistema de mercado transfronterizo simple y transparente, así como la necesidad de resolver el problema de las congestiones en las redes transfronterizas. La ausencia de un mecanismo, viable y armonizado, para promocionar el mercado transfronterizo en la UE, está haciendo de las transacciones internacionales un proceso incómodo, privando a las compañías y a sus clientes de la posibilidad de obtener una total ventaja

TABLA 4

Aplicación de la directiva 96/92 CE de electricidad

	Apertura del mercado declarada (%)	Fecha de la apertura plena	Separación: gestor/propietario de la red de transmisión	Separación: gestor de la red de distribución	Regulador	Tarifas de red generales	Condiciones regulatorias favorables a la llegada de nuevas empresas	Costa de capacidad de los tres mayores productores (%)
Alemania	100	1999	total	totalidad	HTPA	separadas a la medida	moderadas	44
Austria	100	2000	total	totalidad	previs	separadas a la medida	moderadas	43
Bélgica	100	20/07	total	total	previs	en la medida	moderadas	36 (32)
Dinamarca	100	2000	total	total	previs	en la medida	favorables	76
España	100	2000	total	total	previs	en la medida	favorables	33
Finlandia	100	1997	total	total	previs	en la medida	favorables	43
Francia	100		total	totalidad	previs	en la medida	moderadas	57
Grecia	100		juridicogestión	totalidad	previs	en la medida	moderadas	37 (31)
Irlanda	100	2002	juridicogestión	total	previs	en la medida	moderadas	37 (31)
Italia	100	100% en 2004	juridicogestión	total	previs	en la medida	moderadas	69
Luxemburgo	100		total	totalidad	previs	separadas a la medida	favorables	n.d.
Países Bajos	100	2000	total	total	previs	en la medida	moderadas	59
Portugal	100	2000	total	totalidad	previs	en la medida	moderadas	82
Suecia	100	1996	total	total	previs	en la medida	favorables	66
Reino Unido	100	1998	total	total	previs	en la medida	favorables	10

¹ NTPA (Negotiated third party access) = Acceso de Terceros Negociado

² nbh (non-household customers) = Clientes No Residenciales

de las oportunidades del mercado. De acuerdo con las previsiones de la Comisión Europea, los intercambios internacionales de electricidad en estos momentos ascienden sólo al 9% de la producción de la UE, por tanto, el desarrollo de los mecanismos apropiados, incluidos los instrumentos para la tarificación transfronteriza y la gestión de las gestiones, se ha convertido en una prioridad clave.

La publicación de las tarifas de acceso es de una enorme importancia para que la competencia funcione ya que esto proporciona al mercado la transparencia deseada. Cualquier incertidumbre sobre las condiciones de acceso a la red es un obstáculo claro a la entrada en el mercado.

Todos los temas mencionados hasta aquí están siendo tratados en los distintos foros o instituciones de carácter comunitario, como por ejemplo el Foro de Reguladores de Florencia (electricidad) y el Foro de Reguladores de Madrid (gas), ambos creados por la Comisión, tras la puesta en marcha de la Directiva, con el objetivo de resolver mediante consenso los asuntos pendientes de desarrollar. Además, la Comisión ha

anunciado su intención de crear un Organismo Regulador, en el que estén presentes la propia Comisión y todos los reguladores de los Estados miembros, cuya misión será supervisar los sistemas de compensaciones entre los operadores del sistema de transporte, así como un “Advisory Committee” para repartir el fondo financiero de compensación entre los distintos gestores de las redes, en función del tránsito que se haya producido.

Hay dos aspectos añadidos que preocupan, también, a la Comisión Europea. El primero, hace referencia al hecho de que incluso en los países que han ido más allá de los requisitos de la Directiva, en cuanto a apertura de mercado, el número de compañías que ha entrado con éxito en el mercado de energía es limitado, y lo mismo ocurre con el porcentaje de clientes elegibles que han cambiado de suministrador. El segundo, se refiere a la agresiva campaña en que están inmersas algunas compañías públicas, que se están haciendo con varias compañías privadas en otros Estados miembros, y al hecho de que la cláusula de reciprocidad de las Directivas no proporciona una protección suficiente. Por todo ello, se considera que es defendible tomar acciones protectoras contra compañías estatales que se involucren en fusiones y compras durante el periodo transitorio, hasta el establecimiento de un verdadero mercado interior de la electricidad.

EL FUTURO DE LOS MERCADOS ENERGÉTICOS

El futuro de los mercados energéticos en la UE ha sido ampliamente analizado en estos últimos años a raíz de la publicación por parte de la Comisión Europea, en noviembre del año 2000, del ya citado en estas páginas *Libro Verde* sobre seguridad de suministro. Con él se ha pretendido iniciar un amplio debate por parte de las más diversas instancias europeas —políticas, industriales, ciudadanas— sobre el tema trascendente de la seguridad y sostenibilidad del aprovisionamiento energético comunitario en los próximos decenios. El objetivo pretendido ha tenido su éxito ya que este tema, como se ha podido observar, ha sido y sigue siendo objeto de debate en numerosos foros de todo el mundo.

En una dirección similar a la que orienta los esfuerzos reflejados en el *Libro Verde* —ya analizados, en la medida que afectan a los temas aquí tratados, en otros capítulos de este mismo texto— la Asociación Europea de Empresas Eléctricas (Eurelectric), tras un intenso debate, ha llegado a la

conclusión de que hay una serie de elementos claves para el desarrollo de un marco regulador que favorezca el desarrollo de la competencia y de una industria eléctrica competitiva, que son los que se citan a continuación:

- l) En relación con la “profundización” en los mercados energéticos.
 - Hoy, las dos principales prioridades en la agenda de la liberalización comunitaria son: una mayor apertura del mercado y un acceso fiable y transparente a las redes de transporte. Sin embargo, ambas son necesarias, pero no suficientes para crear un mercado energético europeo realmente abierto. Hay otras tres áreas que necesitan de una atención particular y de un debate específico, pues van a ser importantes en la formación del futuro.
 - *Fijación de unas reglas de juego.* Existen muchos obstáculos que impiden una justa competencia y que dificultan el desarrollo de mercados realmente abiertos. Una mayor armonización es necesaria en áreas como las de los impuestos y tasas; una paralela liberalización del mercado de gas natural; reglas comerciales claras; cambio de suministrador y otros procedimientos de suministro; definición de servicio público; obtención de subvenciones y mecanismos de apoyo; reglas que garanticen la competencia... Todas ellas requieren una visión consistente con la dimensión real del mercado, en el que las fronteras nacionales se hacen cada vez más irrelevantes. Esto está aún lejos de haberse conseguido. Las políticas energéticas y medioambientales a nivel nacional y comunitario son, a menudo, tan dispares —o más aún, contradictorias— que un verdadero y consistente mercado europeo, simplemente, aún no puede surgir.
 - *Modelo regulador.* Cada Estado desarrolla sus actividades reguladoras a través de reguladores nacionales o regionales, o a través de procesos tales como la regulación negociada. El resultado de esto puede ser una multitud de filosofía reguladora y de principios que varían en función: del grado de detalle, de los criterios usados o de las tasas de rentabilidad financiera, etc. Hoy coexisten regulaciones nacionales basadas en criterios ex-ante, a veces de dimensiones enciclopédicas, mientras otras regulaciones nacionales están basadas en criterios ex-post. Hay, por tanto, un riesgo definido intrínseco en las regulaciones nacionales que puede ser una fuente de complicación y distorsión de la competencia internacional. Es vital un debate y un acuerdo sobre principios reguladores en

el mercado comunitario en el que, junto con los objetivos esenciales de protección al cliente y de asegurar una verdadera competencia, conceptos como la simplicidad, claridad, estabilidad, orientación hacia resultados e incentivos a la inversión, también deben ser factores claves.

- Otra área de especial importancia en la formación del futuro de la industria es la pregunta de cuáles son los límites del “unbundling”. La independencia de las actividades reguladas de las actividades en competencia, como la generación y el suministro, contribuye decisivamente a alcanzar los objetivos de transparencia, independencia y fiable acceso a las redes. Algunos discuten si el “unbundling” debe ir más allá de la separación de gestión y de la separación legal, para así garantizar la verdadera separación de propiedad. Aparte de los costes directos que esta operación conlleva, esto privaría a las empresas eléctricas de la posibilidad de tomar un “portfolio”, de bajo riesgo, con ingresos regulados y más estables, procedentes de las actividades relativas a las redes, y con un mayor riesgo e ingresos más volátiles, procedentes de las actividades en competencia. A corto plazo, las oportunidades de una empresa para manejar sus posiciones financieras, para atraer inversores y para responder a los desafíos claves se verían negativamente afectadas.

II) En relación con “la ampliación” de los mercados energéticos.

- Se tiene la oportunidad de crear el mayor mercado eléctrico liberalizado del mundo. El mercado europeo no se quedará limitado exclusivamente a la Unión Europea. Esto conlleva la creación de un mercado pan-europeo, incluyendo países no-UE, países de la OCDE y los países candidatos a la UE. También, Rusia y demás Estados de los Balcanes podrían unirse a este mercado. Las interconexiones alrededor del área mediterránea se están desarrollando de forma paralela y esto hará que los mercados de las dos orillas estén cada vez más unidos. Se ha abierto un diálogo energético entre la Unión Europea y Rusia, lo que podría conducir a una mayor integración del mercado con Rusia y con otros países de la CEI. La pregunta de cómo mejorar las interconexiones eléctricas con Rusia esta ahora en estudio.
- Estos acontecimientos no deberían quedarse reducidos a una simple cuestión técnica sobre el desarrollo de la capacidad de interconexión. La verdadera pregunta es la de la integración del mercado,

en el que la integración de la red es sólo un aspecto. Las normas de comercio internacional deberían ser clarificadas y coherentes con las normas y Tratados establecidos a nivel nacional y europeo. Una suficiente consistencia en la organización del mercado, y en los estándares y objetivos medioambientales y de seguridad, son requisitos previos para alcanzar un verdadero mercado integrado en un marco de desarrollo sostenible.

III) En relación con el “greening” de los mercados energéticos.

- *Consistencia en política ambiental.* La política ambiental hoy comprende una gama impresionante de instrumentos: regulaciones, normas técnicas, permisos, medidas fiscales, subvenciones, acuerdos negociados, gestión ambiental y auditoría, integración de externalidades, comercio de emisiones, compromisos voluntarios, etc. Lo que falta es consistencia. Los que definen estas políticas construyen bloques sin clarificar sus interrelaciones, jerarquías o prioridades. La industria hoy está, en general, poco dispuesta a firmar compromisos, a aceptar políticas basadas en el mercado, o a aceptar otras medidas, si no hay ninguna garantía en cuanto a las interacciones o limitaciones en el uso de otros instrumentos políticos. Además, deben acercarse a los temas de energía y cuestiones ambientales con una perspectiva comprensiva, teniendo en cuenta, entre otras cosas la seguridad de suministro, los objetivos de reducción de CO₂ y las consecuencias económicas. Los instrumentos de política ambiental no pueden ser apilados uno sobre otro: deben ser puestos en un marco lógico y consistente.
- *Preferencia por mecanismos de mercado.* Demasiado a menudo se percibe como si la creación de mercados competitivos y el alcance de objetivos medioambientales fueran partes de una agenda conflictiva. Es verdad, desde luego, que un mercado competitivo no va a crear el marco medioambiental buscado por nuestra sociedad, pero también lo es que el mercado puede tratar de encontrar objetivos ambientales del modo más eficaz y económico posible. La integración del medio ambiente y el mercado es clave para un éxito sostenible, alcanzando resultados reales al final del día, y manteniendo una fuerte industria competitiva, en vez de agotar los recursos. Los ejemplos de esto son la implementación de mecanismos flexibles, como el comercio de emisiones o acuerdos negociados, como una alternativa al orden-y-control o fiscalidad, en la

búsqueda de los objetivos sobre emisiones de Kioto, o el comercio de “certificados verdes”, como una alternativa a las subvenciones para impulsar las fuentes de energía renovables.

La Unión Europea es ya un líder mundial en la formulación de ambiciosos objetivos medioambientales y ahora debe convertirse, también, en un líder en la integración de las políticas de energía sostenible en los mercados.

BIBLIOGRAFÍA

COMISIÓN EUROPEA: *“Libro Verde sobre Seguridad de Aprovisionamiento”*, DG-TREN, Noviembre 2000.

COMISIÓN EUROPEA: Segundo Informe de Benchmarking sobre Transposición de la Directiva Eléctrica y de Gas, 01/10/2002, SEC(2002) 1038.

Presentación del Sr. Ristori (DG-TREN) al Grupo KANGAROO, 21/01/03.

Ponencia “La Era Post-Liberalización”, Mr. Bulteel, EURELECTRIC.

Tabla Comparativa sobre Estado de Transposición de la Directiva 96/92/CE en los Estados Miembros (31-12-2001). EURELECTRIC.

CAPÍTULO QUINTO

EL TRANSPORTE DE LOS HIDROCARBUROS EN LA CUENCA DEL MEDITERRÁNEO

EL TRANSPORTE DE LOS HIDROCARBUROS EN LA CUENCA DEL MEDITERRÁNEO

Por IGNACIO FUENTE COBO

CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS EN EL MEDITERRÁNEO

Durante muchos años, el contexto geopolítico de la Guerra Fría propició que el Mediterráneo fuera considerado como una zona secundaria en cuanto a la percepción de la seguridad energética de Europa. En los tiempos en los que se consideraba que la principal amenaza procedía del este y del centro de Europa, las aguas mediterráneas se convertían en escenarios complementarios para la seguridad de los abastecimientos de las naciones del viejo continente. Se consideraba que, en caso de quedar cerrado este mar, las necesidades energéticas siempre podían quedar aseguradas a través de las rutas atlánticas y era precisamente en esta dirección, de Oeste a Este, cómo se diseñaron las grandes obras de infraestructura como los oleoductos orientados, no tanto a abastecer las necesidades de las economías europeas, como los esfuerzos de guerra. En la parte oriental del continente ocurría un fenómeno muy parecido. Oleoductos, como el eufemísticamente denominado “de la paz”, se dirigían hacia Europa central desde el Cáucaso y desde Siberia con finalidades parecidas.

En los años ochenta comenzó a explotarse comercialmente el gas natural, desdeñado hasta entonces, como fuente energética. Se comenzaron a explotar los grandes campos gasísticos soviéticos siberianos, caucásicos y centroasiáticos, y para mediados de esa década una tupi-

da red de tuberías transportaba el gas hasta los mercados europeos. La dependencia energética de países como Francia y Alemania Occidental llegó a ser superior al 30% y para evitar, en el todavía contexto de la guerra fría, el “chantaje soviético” (8), se favoreció la exploración de otras zonas productoras. Fue a partir de entonces cuando se iniciaron proyectos como la explotación de los campos petrolíferos y gasísticos del Mar del Norte y, por otra parte, se iniciaron conversaciones con Argelia.

Tras el final de la Guerra Fría, el Mediterráneo ha ido recuperando la importancia que había tenido a lo largo de la historia. Desde la perspectiva del transporte de materias primas energéticas, baste decir que, en lo que respecta al petróleo, y de acuerdo con el Programa para el Medio Ambiente de Naciones Unidas (PNUMA), cada año 350.000 millones de toneladas de petróleo son transportadas a través de sus aguas. En este sentido podemos considerar que el Mediterráneo constituye, en lo relativo al transporte energético, una de las regiones estratégicas más importantes del mundo.

A la hora de hacer una aproximación geopolítica a la energía en el Mediterráneo desde el punto de vista del transporte, se podrían resaltar tres rasgos fundamentales. El primero es el de su configuración como un mar cerrado, con el estrecho de Gibraltar que lo comunica con el Océano Atlántico; el canal de Sicilia, que lo divide en dos mitades; el canal de Suez que lo pone en contacto con el Mar Rojo y prolonga el Mediterráneo energético hasta el Golfo Pérsico; y los estrechos de los Dardanelos y del Bósforo, que lo comunican con el Mar Negro y extienden su zona de influencia hasta el Cáucaso y el Asia Central. Ello configura dos áreas energéticas diferenciadas: una constituida por el Mediterráneo Oriental (MEDOR), que se extendería desde el Asia Central y el Caspio hasta la península italiana y el canal de Sicilia, y otra que sería la correspondiente al Mediterráneo Occidental (MEDOC), que llegaría hasta el estrecho de Gibraltar.

La segunda característica es la de presentar una aguda asimetría en cuanto al transporte de hidrocarburos entre sus orillas. El Mediterráneo es un gran nexo de unión, una gran autopista energética donde los flujos se dirigen preferentemente desde las zonas productoras situadas en el sur y en el este hacia los mercados consumidores

(8) “Gas Siberiano: ¿Hipoteca para Europa?”, Selecciones del Reader’s Digest, 1982.

Europeos del norte y del oeste, configurando una relación de interdependencia muy característica que, según apuntan todos los indicios no hará más que aumentar en el futuro, con Oriente Medio (en petróleo) y Rusia y el Cáucaso (en gas) como los principales proveedores europeos. Esta evolución deberá tener una incidencia muy significativa en cuanto al transporte si tenemos en cuenta que las predicciones indican un incremento medio en el consumo de hidrocarburos del 1% al 2% anual que deberá ser cubierto fundamentalmente por medio de importaciones.

El tercer aspecto a destacar es el de que la seguridad en el transporte energético está muy relacionada con las difíciles condiciones sociales, culturales, económicas y políticas que atraviesan muchos de los países que bordean su cuenca. Existe un temor evidente de que el transporte de hidrocarburos pueda ser interrumpido en cualquier momento por acontecimientos que ocurran en las regiones productoras o en las zonas de tránsito. La propia Alianza Atlántica así lo ha indicado repetidamente, al incluir en sus documentos la idea de que la seguridad de Europa está íntimamente ligada a la seguridad y estabilidad en el Mediterráneo (9).

Por último cabe apuntar que, dentro de este concepto de seguridad energética hay que tener en cuenta asimismo, los efectos medioambientales que se derivan del transporte energético. Aunque el Mediterráneo no representa más del 1% de la superficie marina del planeta, soporta aproximadamente 1/6 del tráfico marítimo mundial. Se estima que alrededor de 6.000 barcos lo cruzan cada día, y de los 800.000 millones de toneladas de petróleo y gas que cada año se encaminan hacia los puertos europeos, casi el 30% discurren por el Mediterráneo. Esta preocupación parece elemental si se tiene en cuenta que el 90% del tráfico mundial de petróleo y el 25% del gas se transporta por mar. Las catástrofes ocurridas en los últimos años hacen prever que, en el medio y largo plazo, la posibilidad de accidentes seguirá siendo muy elevada a no ser que se incrementen los controles técnicos y la supervisión de los barcos que transporten sustancias contaminantes (10).

(9) Concepto Estratégico de la Alianza, aprobado en la Cumbre de Washington de Abril 1999.

(10) Sólo entre los años 1992 y 1999, se perdieron 77 buques petroleros como consecuencia de accidentes de distinto tipo.

EL TRANSPORTE DE ENERGÍA EN EL MEDITERRÁNEO ORIENTAL

El transporte desde la región del Cáucaso y el Asia Central

Hablar del transporte actual y futuro de la energía en el Mediterráneo Oriental, es referirse fundamentalmente a la salida a este mar de los hidrocarburos existentes en la conflictiva zona que comprende el Mar Caspio y el Asia Central, con unas reservas de hidrocarburos enormes e inexploradas, tal como se apunta en los capítulos 2 y 3.

Ahora bien, el principal problema que plantea la comercialización de estos ingentes recursos reside en la dificultad para transportarlos hasta los mercados donde se necesitan. La única forma viable de realizarlo, en términos económicos, es a través de oleoductos, dado que los yacimientos de la región no tienen salida directa al mar. Esto exige fundamentalmente abordar la necesidad de construir nuevas y costosas infraestructuras

Durante la época soviética, las repúblicas del Caspio exportaban la mayor parte de su petróleo y gas a través de unas redes integradas que se dirigían hacia el norte y el oeste, a Rusia y a otros países de la antigua Unión Soviética. Pero con el colapso de este imperio en 1991, esos países dejaron de poder pagar el gas a los nuevos precios internacionales. A esto se unió el demostrado interés de Rusia, uno de los grandes productores mundiales de gas, en no sacar el gas asiático al mercado mundial (11). Al mismo tiempo, la inestabilidad de los gobiernos post-soviéticos y los conflictos que surgieron con enorme virulencia en algunas de estas repúblicas (Georgia, Armenia, Azerbaiyán, Chechenia, Kirguizistán, etc.), hicieron reducir fuertemente la producción de hidrocarburos, al tiempo que fueron dejando obsoletas las viejas conducciones soviéticas.

A partir de entonces se han ido barajando varias opciones en cuanto al transporte de los hidrocarburos de la región hacia mercados rentables, con repercusiones variables y graduales sobre el propio transporte por el Mediterráneo, que podemos sintetizar de la siguiente manera:

- Hacia el norte a través de Rusia, hasta Europa. De esta forma, Rusia recuperaría el control del Caspio y las naciones europeas tendrían un acceso asegurado, aunque bajo dependencia rusa.

(11) Así por ejemplo en 1997, *Gazprom* la antigua compañía de gas soviética que controla todas las conducciones centroasiáticas, negó a Turkmenistán el acceso a sus conducciones de gas y petróleo, basándose en una disputa sobre un pago, lo que se tradujo en un devastador descenso del PIB del 25% en esta república.

- Hacia el oeste, partiendo de Bakú (Azerbaiyán), hasta el puerto mediterráneo turco de Çeyhan. La UE accedería así a estos recursos asiáticos a través de su adquisición en los mercados internacionales. Esta opción parece ser indudablemente la que más influencia puede tener en el transporte energético en el Mediterráneo Oriental.
- Hacia el sur, a través de Irán. Muy improbable en la actualidad, dado que sólo sería posible con el fin de la política estadounidense de contención de Irán, pero no descartable a medio o largo plazo. El Cáucaso pasaría a convertirse en una extensión terrestre del Golfo Pérsico, no una región petrolera competitiva independiente.
- Hacia el sur, a través de Afganistán, hasta Paquistán. Supondría, para Rusia, la pérdida de su influencia en la zona, a costa de Estados Unidos. El precio a pagar por esta opción sería aceptar la responsabilidad de la pacificación de la región. Para la UE, significaría verse obligada a competir desventajosamente por estos recursos con las pujantes economías asiáticas y asumir al menos una parte de los costos de la pacificación.
- Hacia el este, a través de las estepas asiáticas, hasta conectar con la propia red interna china.

Ante estas circunstancias, los posicionamientos de las diferentes potencias con intereses en la región han sido muy diversos. Durante los años noventa, Rusia ha diseñado una estrategia orientada a controlar el transporte de los hidrocarburos. La idea que defendía era la de que quien controlase los oleoductos y gasoductos del Caspio y del Asia Central, controlaría los recursos energéticos de la región. El éxito de esta política ha quedado reflejado en el hecho de que, en la actualidad, todo el gas y la mayor parte del petróleo del Caspio sale a través de Rusia. El gas, hacia el noroeste y llegando hasta los mercados europeos por medio del sistema ruso de gasoductos, y el petróleo hacia el Mar Negro, donde los buques lo llevan a través del estrecho del Bósforo hasta el Mediterráneo. El origen de estos recursos petrolíferos son los campos de Tengiz, en Kazajstán, en la orilla nordeste del mar Caspio, y los de Bakú, en Azerbaiyán, en la orilla sudoeste de dicho mar. Desde allí se dirigen hacia el oeste siguiendo dos rutas convergentes (12):

(12) Ver el "*International Energy Outlook*", DOE/EIA-0484(98).

Bakú-Novorossisk (en la orilla oriental del mar Negro), pasando por Grozny (Chechenia) (13). No obstante, esta solución resulta claramente insuficiente para permitir la salida del petróleo azerí y se encuentra en mal estado, debido a la permanente situación de guerra entre los chechenos y los rusos. De todos modos, actualmente es el único oleoducto regional con capacidad operacional para transportar petróleo hasta el mar Negro.

Tenguiz-Novorossisk. Este oleoducto, impulsado por Rusia, tiene una longitud de 1.580 kilómetros y responde al acuerdo alcanzado en mayo de 1997 entre Kazajstán, Rusia, Omán y varias compañías petrolíferas occidentales (*Chevron* y *Mobil*) para construir un oleoducto hasta el Mar Negro, que permitiera la salida al Mediterráneo del petróleo kazako. El interés de esta vía se ha visto reforzada por el descubrimiento en los últimos tiempos del inmenso yacimiento de Kashagán, no lejos de Tenguiz y también en Kazajstán. Para dar salida a estos recursos se buscaría aprovechar el viejo trazado soviético de Tenguiz a Novorossisk, pasando por Grozny (donde confluía con el mencionado oleoducto soviético Bakú-Novorossisk), pero sólo hasta la ciudad de Komsomolsk, dentro de la federación rusa, con lo que se evitaría el peligroso tránsito por la rebelde república de Chechenia (véase Mapa de oleoductos en Anexo B). Desde aquí se dirigiría por medio de un nuevo oleoducto de gran capacidad hasta Novorossisk (1.340.000 barriles por día).

En tanto este oleoducto no esté terminado, Kazajstán ha optado por dos opciones simultáneas. Por una parte esta enviando cantidades limitadas de petróleo de los campos de Tenguiz, a través del Caspio, hasta Bakú, siendo descargado en el puerto azerí de Dubedi. Desde allí se envía por oleoducto y ferrocarril hasta el puerto georgiano de Batumi, en el mar Negro, saliéndose por tanto de la ruta rusa (14). Por otra parte, Kazajstán tiene un acuerdo desde enero de 1997 para intercambiar otros 40.000 barriles diarios con Irán. El petróleo se envía por barco desde el puerto kazako de Aktau, en el Caspio, hasta las refinerías del norte de Irán. Una cantidad iraní equivalente es cargada a favor

(13) A partir del viejo oleoducto soviético, un consorcio internacional, el *Azerbadjani International Oil Consortium*, compuesto por 12 compañías, realizó en 1997 una remodelación parcial del mismo para aumentar su capacidad hasta 100.000 barriles por día, con un coste de 50 millones de dólares.

(14) Esta vía tiene una capacidad de exportación de 40.000 barriles por día. (2 millones de Tm. anuales), si bien sólo una parte de éstas se dedican a la exportación hacia los mercados occidentales.

de Kazajstán en la isla de Karg, en el Golfo Pérsico, donde se une al flujo de crudo iraní que desde este país se dirige a través del canal de Suez hacia Europa.

Kazajstán también exporta pequeñas cantidades de petróleo hacia Europa, bien por ferrocarril hasta Finlandia, en el Báltico, u Odessa (Ucrania) en el mar Negro, o bien aprovechando el oleoducto de la época soviética, que también es utilizado por Rusia para transportar cantidades limitadas de petróleo propio destinadas al consumo doméstico.

Una variante adicional a las dos anteriores, apoyada por Rusia por sus repercusiones estratégicas, consiste en modificar el trazado del oleoducto Bakú-Novorossisk, con lo que se alejaría del territorio checheno, encaminándolo a lo largo de la costa occidental del Mar Caspio hasta Komsomolsk, donde enlazaría con el mencionado oleoducto Tengviz-Novorossisk.

Vemos, por tanto, que las preferencias rusas para los hidrocarburos del Caspio pasan por potenciar el puerto de Novorossisk como la vía principal de salida hacia el Mediterráneo. De esta manera, cuando estos oleoductos estén terminados, la Federación Rusa habrá conseguido, como objetivo estratégico, el control del petróleo del Caspio y, como objetivo operacional, la salida del mismo al Mar Negro. Ahora bien, Novorossisk es prácticamente un puerto interior de un mar casi cerrado. Ello plantea el problema principal de cómo salvar los —política y, sobre todo, ecológicamente— conflictivos estrechos del Mar de Mármara (15), hasta desembarcar en las aguas abiertas del Mediterráneo Oriental (en la actualidad el tráfico diario alcanza los 1,7 millones de barriles). El problema está relacionado con la seguridad medioambiental de los mismos, principalmente en lo que se refiere a las ciudades de Estambul y Kanakkale. Si el tráfico de buques petroleros aumenta, también lo hará la probabilidad de desastres.

Otra opción que plantea Rusia trataría de evitar el paso del crudo a través de los estrechos del mar de Mármara, haciéndolo transcurrir por Bulgaria y Grecia hasta el puerto de Salónica. Pero esto presenta varios problemas de difícil solución. El primero es geográfico; Salónica está situada en el Mar Egeo, un mar ocluido por numerosas islas que dificultan el libre tráfico de los pesados petroleros. Por otra parte, este mar se encuentra actualmente sujeto a un contencioso entre los dos países ribereños (Grecia y Turquía) sobre el límite de sus aguas territoriales, lo que lo con-

(15) Denominados Estrechos del Bósforo desde la Convención de Montreal de 1936.

vierte en una zona, desde el punto de vista geopolítico, potencialmente inestable. Tampoco podemos olvidar que esta variante no acaba con el problema ecológico y las posibles repercusiones sobre la actividad turística, muy importante en la zona tanto para Grecia como para Turquía. Aunque sea evidente el interés griego por prestar su territorio para esta actividad —que le facilitaría la obtención de recursos financieros, reduciría su dependencia energética, y dañaría la opción turca de convertirse en la principal salida de los hidrocarburos al Mediterráneo— hay que considerar que ello implicaría asimismo asumir un nivel creciente de riesgos sobre su propio patrimonio natural, a medida que se fuera incrementando el flujo de hidrocarburos, con la conclusión de los oleoductos proyectados.

Una variante más de esta propuesta, que cuenta con el apoyo de Bruselas, pasaría por desembarcar el petróleo procedente de Novorossisk en el puerto búlgaro de Burgas y hacerlo discurrir a través de un nuevo oleoducto, conocido con el nombre de *Trans Balkan AMBO* (Albania, Macedonia, Bulgaria Oil), que atravesase Bulgaria, Macedonia y Albania, en paralelo a la frontera norte de Grecia hasta el puerto de Vlore al sur de Tirana. Desde Vlore, el petróleo sería conducido hasta Europa en gigantescos petroleros de hasta 300.000 toneladas. Esta propuesta coincidiría con el Corredor energético 8, que la UE ha patrocinado desde 1994, y que se contempla como una ruta estratégica fundamental para el desarrollo del comercio entre Oriente y Occidente. Esta solución presenta algunas ventajas interesantes. Permitiría solventar el problema del cruce de los estrechos y del tránsito por el Egeo, al tiempo que proporcionaría una fuente muy importante de ingresos a algunos países balcánicos, muy inestables y con grandes problemas para garantizar su solvencia económica. La otra cara de la moneda vendría dada por la negativa radical a esta solución por parte de Turquía, uno de los principales aliados de EEUU en la zona, por cuanto la nueva ruta disminuye la importancia estratégica del Estrecho del Bósforo que Turquía controla.

En todo caso, cualquiera de estas dos soluciones introduce un problema económico adicional. La idea de hacer circular los hidrocarburos del Caspio a través de la península balcánica, deberá tener en cuenta las indudables repercusiones en los costes, incrementados por la extensión de las redes y la dificultad de su trazado. A ello cabe añadir que, desde el punto de vista de la Unión Europea, cualquier solución que dejase fuera a Turquía tendría un alto coste político en las relaciones entre Bruselas y Ankara. En consecuencia, esto obliga a considerar otras opciones distintas a las hasta hora planteadas.

Frente a las opciones anteriores, los turcos ofrecen una alternativa mucho más atractiva, desde el punto de vista tecnológico y también económico, para la salida de los hidrocarburos del Mar Caspio hasta el Mediterráneo Oriental. Es la que se conoce como Corredor Trascaucásico, un oleoducto de 2.000 kilómetros de longitud que, partiendo de Bakú, desembocaría en el puerto de Çeyhan en la costa sur oriental de la península anatólica. Este proyecto, previsto para el año 2004, atravesaría el territorio de Azerbaiyán, Armenia y Turquía, evitando así a Rusia. Ofrecería igualmente el atractivo de evitar el tránsito por los estrechos del Bósforo con los problemas de saturación y ecológicos ya mencionados. No obstante, la construcción de un oleoducto hasta Çeyhan presenta el problema de tener que atravesar Azerbaiyán y Armenia, cuya disputa sobre el enclave de Nagorno-Karabaj se mantiene todavía sin dirimir. También, aunque este conflicto llegue a resolverse de manera satisfactoria para las dos partes, la ruta atraviesa la parte de Turquía mayoritariamente poblada por los kurdos, sometida a una guerra de insurrección encubierta. Mientras estos problemas no se resuelvan, resulta improbable que las compañías petrolíferas se muestren dispuestas a desembolsar el alto costo que supondría su construcción (estimado entre 2.700 y 3.300 millones de dólares) (16). Cabe pensar, por tanto, que la decisión final sobre su construcción la tomen las compañías privadas, basándose en factores puramente comerciales.

Ante esta situación se barajan otras alternativas, menos atractivas pero también viables. La más realista sería la denominada “rutas georgianas”, en el sentido de que presentaría dos opciones. La primera, ya puesta en marcha desde 1998, consiste en utilizar el oleoducto Bakú-Supsa (puerto georgiano en el Mar Negro), con una capacidad de 100.000 barriles/día. Desde Supsa el petróleo se dirige, a través del Bósforo, a las terminales mediterráneas en Europa. La propuesta turca, con vistas a evitar el paso de los estrechos, consistiría en encaminar el petróleo, por medio de buques-tanque, desde Supsa hasta el puerto de Samsung, en la costa norte de Turquía. Desde aquí se dirigiría, por un nuevo oleoducto, hasta Ankara y allí enlazaría con ya existente hasta Çeyhan. En definitiva, a través de este oleoducto, que atravesaría la península anatólica de Samsung a Çeyhan a lo largo de 564 kilómetros, se podrían transportar hasta 40 millones de toneladas por año.

Complementaria con la anterior podríamos incluir la llamada “opción ucraniana”. Se trataría de potenciar la terminal de Odessa, en la costa

(16) GRAU, LESTER W.: “Petróleo y gas natural del mar Caspio y Asia Central”, *Military Review*, noviembre-diciembre, 1997, pág. 97.

ucraniana del mar Negro, para transportar el petróleo del Caspio desde Georgia hasta este puerto (17), aprovechando las capacidades que proporcionan las refinerías de Odessa, Kherson y, parcialmente, Kremenchuk (Ucrania) las cuales, desde el fin de la Unión Soviética se encuentran muy por debajo de su capacidad productiva. De esta manera, Ucrania se convertiría en un corredor de tránsito hacia Europa Occidental, aprovechando el viejo oleoducto soviético *Druzhba* (Amistad), que se dirige hacia Hungría y Eslovaquia.

La interminable lista de opciones planteadas, podría cerrarse con la mención a la que supondría transportar el petróleo hasta Çeyhan, pero sin atravesar territorio armenio, país que mantiene con Turquía dolorosos agravios históricos de solución problemática. El petróleo iría por oleoducto hasta Tblisi, en Georgia, y desde aquí, siguiendo el río Kura, hasta la frontera turca y, finalmente, vía Erzurum y Erzican, hasta Çeyhan. Esta opción simplificaría el transporte, que transcurriría siempre por vía terrestre y a través de países con los que Turquía no tiene litigios importantes (Azerbaiyán y Georgia) pero, no obstante, todavía peligrosamente cerca de la conflictiva frontera armenia de Nagorno-Karabaj (40 kilómetros).

El transporte de energía desde la región del Golfo Pérsico

En Oriente Medio se encuentran dos tercios de las reservas mundiales conocidas de petróleo (18). En el total de exportaciones realizadas desde la zona a Europa le corresponden actualmente el 16,4% del total. Si nos referimos al gas podemos, igualmente, indicar que la región de Oriente Medio cuenta con el 36,1% de las reservas mundiales (19), aunque en este caso la práctica totalidad de sus exportaciones se dirigen hacia la región de Asia Pacífico, y apenas una proporción marginal hacia los mercados europeos (20). Podemos, por tanto decir, que Europa sólo es energéticamente dependiente del área en lo que respecta al petróleo, si bien podemos igualmente estimar que, en los próximos años, se incrementará el volumen de importaciones de gas, a medida que se vayan poniendo en marcha nuevas explotaciones de este producto.

(17) Con una capacidad de descarga de 40 millones de Tm/año y de proceso de 12 millones de Tm.

(18) 93.400 millones de toneladas sobre un total de 143.000 millones de toneladas.

(19) 55,91 trillones de metros cúbicos sobre un total de 155,8 trillones de metros cúbicos.

(20) Fuente: *BP Statistical Review of World Energy*, Junio 2002.

El transporte de la mayor parte del petróleo y la totalidad del gas se realiza actualmente por mar, si bien también existen diversos oleoductos que se dirigen desde los países del Golfo Pérsico hacia diversos puertos de la costa mediterránea, entre Turquía y la península del Sinaí. Unos 20.000 barcos cruzan anualmente el estrecho de Ormuz, desde las terminales de carga hacia los mercados consumidores, de los que unos 3.000 se dirigirían hacia Europa siguiendo la ruta Golfo Pérsico-Estrecho de Ormuz-Mar Árabe-Estrecho de Bab El Mandeb-Mar Rojo-Canal de Suez-Mar Mediterráneo (21). Como alternativa para épocas de crisis (como la originada por la guerra árabe-israelí de 1967) se emplearía la mucho más larga ruta africana, que bordea el cabo de Buena Esperanza, hacia Occidente, y se dirige luego hacia el norte, hasta Europa.

Desde luego, se podría abaratar considerablemente el coste del transporte del petróleo desde el Golfo a Europa haciéndolo llegar en su totalidad por oleoducto, hasta algún puerto del Mediterráneo Oriental y desde allí a Europa en buques cisterna. Son los factores de conflictividad en la zona los que han impedido un mayor desarrollo de esta alternativa. Así, vemos que desde los campos petrolíferos de Dahram y Arabia existe un oleoducto conocido como "Tapeline", de 1.400 Km., que atraviesa Arabia Saudí, Jordania y el Golán, hasta el puerto de Haifa, en Israel, con capacidad para transportar 25 millones de toneladas al año. Desde la ocupación israelí de los Altos del Golán, en 1967, este oleoducto se encuentra interrumpido.

Como alternativa a este oleoducto, Arabia Saudita construyó el "Petroline", que cumple una función estratégica muy importante, al atravesar la península arábiga, entre Dahram y Sinaya, en el Mar Rojo. Se trata de evitar, en caso de conflicto, el tránsito naval por los complicados estrechos de Ormuz y de Bab el Mandeb. El inconveniente que presenta es que, al no desembocar directamente en el Mediterráneo, los buques tienen que recargar en Sinaya, y atravesar el no menos conflictivo canal de Suez.

En el caso iraquí, encontramos también dos importantes oleoductos: el Kirkuk-Basora, que transporta el petróleo kurdo hasta las terminales iraquíes del Golfo Pérsico, donde se embarca, y el oleoducto que, desde los campos petrolíferos kurdos situados al oeste de Mosul, se dirige hacia el sur hasta Bagdad, satisfaciendo las limitadas necesidades energéticas

(21) Institute for National Strategic Studies: *"Energy and Resources: Ample or Scarce"*, 1999, pag. 41.

iraquíes, y se prolonga, igualmente hacia el norte y hacia el Oeste por territorio turco hasta Çeyhan. Vemos, por tanto que, en el caso iraquí, existe un auténtico corredor energético que conecta el Mediterráneo (Çeyhan) con el Golfo Pérsico (Basora), atravesando los campos petrolíferos del norte (Kurdistán), lo que proporciona al país una gran autonomía estratégica al diversificar sus opciones de transporte. El problema energético iraquí se encuentra en el conflicto que mantiene desde la II Guerra del Golfo (1991) con la comunidad internacional. Su producción se encuentra actualmente por debajo de sus capacidades, al estar sometida al régimen de sanciones impuesto tras la citada guerra. Podemos estimar que una futura normalización de la situación le permitirá incrementar la producción considerablemente (algunos expertos estiman que se multiplicará por tres).

En lo que respecta a la situación iraní, el tejido de oleoductos no es tan completo como en Iraq. Existe una densa red que comunica los campos petrolíferos iraníes de la zona de Shiraz, en el Golfo Pérsico, con las terminales cercanas de embarque (Lengeh, Kong, Gazdan, Qeshm, Sandaz, Bandar Abbas, Minab y Jask). Desde Abadán, en la parte iraní del Chat el Arab, arranca un oleoducto hacia el norte, hasta Teherán, donde se bifurca: hacia el Noreste, hasta los campos petrolíferos turkmenos del Mar Caspio, y hacia el Noroeste, hasta Tabriz, la gran ciudad iraní cerca de la frontera turca. En definitiva, a través de Irán es posible sacar hasta el Golfo Pérsico una parte del petróleo del Caspio, si bien ni éste, ni el propio petróleo iraní de la zona del Golfo, pueden hacerse llegar directamente hasta el Mediterráneo.

De esta manera, una prospectiva a medio y largo plazo nos permite dibujar un panorama en el que la cuenca petrolífera del Mar Caspio estuviese interconectada por oleoductos con la del Golfo Pérsico, y ambas también con el Mediterráneo Oriental. Un acuerdo de paz que comprendiese los Altos del Golán permitiría reparar y volver a poner en servicio el oleoducto "Tapeline", con lo que se reanudaría el transporte de crudo desde Arabia Saudí hasta el Mediterráneo Oriental.

Igualmente, una normalización de la situación en Iraq incrementaría el valor para Europa del oleoducto Basora-Mosul-Çeyhan, ante el previsible aumento de los flujos petrolíferos por esta vía. En el caso iraní, la solución es más compleja. Sería necesario prolongar el oleoducto Abadán-Teherán-Tabriz hasta un puerto mediterráneo, posiblemente Çeyhan (el 80% de la infraestructura necesaria ya está construida). Se lograría así hacer llegar a

Europa por esa vía no sólo el petróleo iraní, sino también el producido en Kazajstán y Turkmenistán, dado que sería una alternativa atractiva a los oleoductos existentes o previstos en el Caspio anteriormente estudiados.

EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS EN EL MEDITERRÁNEO CENTRAL Y OCCIDENTAL

Consideraciones generales

El estudio del transporte de hidrocarburos en el Mediterráneo Central y Occidental obliga a considerar fundamentalmente dos aspectos distintos. Por una parte, hay que referirse al transporte marítimo del petróleo y del gas licuado que, procedente del Norte de África, se dirige hacia los mercados europeos; a lo que habría que añadir todos aquellos recursos que, procedentes del Golfo Pérsico, atraviesan el canal de Suez con el mismo destino. Por otra parte, hay que incluir también a los gasoductos que cruzan el Mediterráneo en sentido Sur-Norte (hacia España e Italia) y que, una vez en Europa, se prolongan por los mercados receptores. Si bien esta forma de transporte por gasoducto no es todavía mayoritaria, como ya se señalaba en el capítulo 3, las previsiones sobre un incremento acusado de esta fuente de energía en el ámbito de la Unión Europea permite pensar en un desarrollo importante de estas infraestructuras en el marco temporal analizado en este trabajo. Desde el punto de vista europeo, esta tendencia viene explicada, entre otros factores por su buena posición geográfica con respecto a estos países, lo que le ofrece una alternativa económicamente viable a la excesiva dependencia del gas ruso.

En este apartado es necesario tomar como referencia a Argelia, Libia y Egipto, y en menor medida a Marruecos y Túnez, tanto por su carácter de productores como de vías de tránsito de estas materias primas. Aunque, en ningún caso, puede hablarse de una política energética integrada de estos países, existe una coordinación creciente en lo referente al transporte de hidrocarburos, tratando de aprovechar unos países los recursos con los que les ha dotado la naturaleza (Argelia, Libia y Egipto), mientras que los otros buscarían sacar partido de su situación geográfica, más ventajosa a la hora de transportar los hidrocarburos hacia los mercados consumidores (Marruecos, Túnez y, nuevamente, Egipto). Estas acciones convergentes se han traducido en los últimos años en unos incrementos espectaculares de sus exportaciones, especialmente en el campo del gas y, consiguientemente, del transporte del mismo (estimado en un 92% ente 1995 y 2000).

La apuesta argelina por los gasoductos

Aunque Argelia es actualmente uno de los mayores productores africanos de gas y petróleo, sus recursos están todavía en buena medida sin explorar. Con un total de más de 30 campos petrolíferos sus principales yacimientos se encuentran en la región centro oriental del país, en Hassi Messaud (Argelia central), y en las proximidades de Ain Amenas, cerca de la frontera libia. Nuevos yacimientos con posibilidades comerciales están siendo descubiertos en Hassi Berkine, próximos a la frontera con Túnez. Para su transporte se utiliza una red de oleoductos que enlaza los campos petrolíferos con las terminales costeras de Argel, Annaba, Orán, Arzew, Skikda y Bejaia. También se aprovecha el terminal de la Skhirra, en el vecino Túnez, para las exportaciones. Su puerto más importante es el de Arzew, de donde parten principalmente hacia los puertos del sur de Europa el 90% de todo el crudo que exporta. El hecho de ser también uno de los mayores centros de refinado de petróleo de África, con cinco grandes refinerías en los puertos antes mencionados, le permiten que los productos petrolíferos que vende a Europa lo sean, en su mayor parte, refinados. Los principales puertos mediterráneos de llegada de los productos petrolíferos argelinos son los italianos, seguidos de los franceses. Alemania es, tras estos dos, su tercer mercado comunitario.

Pero, tal como ya se destacaba en el capítulo 3, donde Argelia realmente juega un papel muy relevante para la UE es en el de las exportaciones de gas, apartado en el que figura en segunda posición, tras Rusia (las tres cuartas partes de los 60 billones de metros cúbicos (Bcm) que exporta anualmente Argelia tienen ese destino). Sus grandes campos de extracción están situados en Hassi R'Mel, en Argelia Central, a unos 400 kilómetros al sur de Argel, junto a los de Alrar, en la frontera libia, y Rhourde Nouss, al sur de Hassi Messaud (véase Mapa de hidrocarburos en el Norte de África en el Anexo B).

Para su transporte se están empleando dos procedimientos. Por una parte, como Gas Natural Licuado (GNL), desde los campos de Alrar, pasando por Hassi R'Mel, hasta los puertos de Arzew en el noroeste y Skikda en el noreste, desde donde unos 8 millones de toneladas son transportadas anualmente por mar hasta los mercados finales. También con estos dos gasoductos que se dirigen hacia la costa debe conectar a corto plazo, a la altura de Hassi R'Mel, uno nuevo por el que circule el gas obtenido en el Sahara profundo, en In

Salah (22). Arzew se ha configurado, por tanto, como la terminal de transporte más importante de Argelia, tanto en gas como en petróleo. Por sus dos puertos, y su recientemente renovada refinería, transcurre el 40% de todas sus exportaciones energéticas.

La estrategia energética argelina ha sabido conjugar adecuadamente las dos formas de transporte de gas (licuado y por gasoducto). La primera modalidad es la empleada preferentemente en aquellos mercados que no cuentan con acceso a los gasoductos o que se encuentran localizados a distancias superiores a las de rentabilidad de estas infraestructuras. Así ocurre con sus ventas a lugares periféricos de la geografía continental europea, como puedan ser Chipre o las Islas Canarias, en lo que respecta a España. No obstante, dada la todavía poca dimensión de estos mercados y la limitada capacidad de los gasoductos actualmente existentes, la mayor parte del GNL se envía preferentemente, de acuerdo con los contratos de abastecimiento, a las terminales de regasificación de Barcelona, Cartagena y Huelva, en España; La Spezia, en Italia; Fos-sur-Mer Montour, en Francia; y Mármara-Ereglisi, en Turquía (23).

Por otra parte, el gas en su forma natural se transporta hasta los mercados europeos a través de dos gasoductos de alta presión. El más antiguo es el TRANSMED, que desde 1983 conecta los yacimientos de Hassi R'Mel, en Argelia, con la península italiana a través de Túnez y Sicilia. Tiene una capacidad de 20.000 millones de metros cúbicos anuales y abastece principalmente el mercado italiano y, en menor medida, el esloveno (24). El otro gasoducto, de mayor interés para España, es el Gasoducto Magreb-Europa (GME) que, con una longitud de 1.400 kilómetros y un coste de 2.300 millones de dólares, une a los mismos yacimientos argelinos de Hassi R'Mel con España y Portugal, a través de Marruecos y el estrecho de Gibraltar. Este gasoducto, que comenzó su actividad el 9 de diciembre de 1996, tiene una capacidad de 10.000 millones de metros cúbicos anuales, aunque podría alcanzar los 20.000-25.000 con la instalación de compresores adicionales.

Ahora bien, esta situación implica, como ha reconocido la propia Comisión Europea, una fuerte dependencia para la UE. De ahí la idea, actualmente en sus primeras etapas de desarrollo, de construir nuevos

(22) Para ello, se ha actualizado el gasoducto hasta Arzew aumentando su capacidad hasta los 9 millones de toneladas de gas por año.

(23) Fuente: *OPEC Bulletin*, Octubre 1999.

(24) LE NOUVEL AFRIQUE-ASIE: "La fin de tout Etat", n°. 138, marzo 2001.

gasoductos directos hacia Italia y España. Éstos aumentarán la seguridad en las importaciones al eliminar a Marruecos y Túnez como países de tránsito (25). Al mismo tiempo la construcción de estas redes permitiría hacer frente al crecimiento de la demanda de gas prevista para los próximos años. De acuerdo con los proyectos más realistas actualmente en desarrollo, estas ideas podrían concretarse en dos nuevos gasoductos:

El proyecto *Medgaz*, también conocido como gasoducto de Orán e impulsado por las compañías *Cepsa* (española) y *Sonatrach* (argelina), es prácticamente una copia del proyecto *Segamo* que socios argelinos, franceses y españoles barajaron en los años setenta y que fue pospuesto por su elevado coste y escasa rentabilidad para los consumos de entonces. Este gasoducto, que se prevé que entre en funcionamiento en el año 2004, arrancará de la región de Orán en la costa occidental argelina hasta llegar por mar a España, en Almería. Su coste actual estaría en torno a los 30.000 millones de Euros, si bien esto dependerá finalmente de la profundidad del mar a la que deba ir el tubo (26). Para España, este gasoducto supondrá, además de una importantísima apuesta española y europea por el futuro de Argelia, una necesaria alternativa al actual gasoducto *GME*. De esta manera España se convertirá en un país de tránsito creciente del gas argelino hacia los mercados del norte de Europa, a medida que los yacimientos del Mar del Norte se vayan agotando. La contrapartida será el incremento de la dependencia española de una fuente energética procedente de un país cuya situación política no es fácil de predecir en el medio y largo plazo.

La otra propuesta, menos avanzada todavía, pasaría por un nuevo gasoducto hacia Italia, que uniría Annaba, en el extremo este del litoral argelino junto a la frontera tunecina, con Génova, a través de Cerdeña. Su objetivo sería abastecer a las zonas industriales y fuertemente pobladas del Norte de Italia y, desde allí, enlazar con las redes gasísticas intraeuropeas.

En conclusión, se va prefigurando un panorama en el que los gasoductos se convierten en cordones umbilicales que unen Europa con Argelia, constituyéndose en elementos decisivos para permitir su desarrollo por medio de una relación simbiótica con los socios europeos. Por otra

(25) COM (97)125, Comunicación al Consejo y al Parlamento Europeo, “*La dimensión exterior de las redes transeuropeas de energía*”. Anexo II. Marzo de 1997.

(26) LE NOUVEL AFRIQUE-ASIE : “*La fin de tout Etat*”, nº 138, marzo 2001.

parte, la futura construcción de esos dos nuevos gasoductos le otorgan una mayor independencia a Argelia respecto a sus vecinos tunecinos y marroquíes, al tiempo que le permite aumentar su cuota de suministro en los mercados del sur de Europa.

El transporte de hidrocarburos desde Libia y Egipto

Egipto es, como ya se ha analizado en el capítulo 2, un mediano productor y exportador de petróleo. A la vista del previsible ritmo creciente de su consumo interno, puede imaginarse que, a medio plazo, termine convirtiéndose en un importador neto (actualmente sólo un 39% de su producción se dedica a la exportación), de no encontrarse próximamente nuevas reservas. De ahí, que su papel en el transporte de los hidrocarburos obtenidos localmente sea muy limitado. Sin embargo, desde la perspectiva del transporte energético en el Mediterráneo, Egipto disfruta de una privilegiada situación geográfica entre dos zonas estratégicas tan importantes como son el Golfo Pérsico y el propio mar Mediterráneo. En su territorio se encuentran situados el canal de Suez y el oleoducto Suez-Mediterráneo (SUMED); dos importantes conductos que permiten el tránsito de petróleo entre el mar Rojo y el Mediterráneo, a lo largo de 322 kilómetros (27). Su importancia estratégica en cuanto al transporte energético es evidente para la UE, dado que a través de ellos circula el 45% de las importaciones petrolíferas de la Unión. De ahí que la construcción de este nuevo oleoducto haya permitido incrementar la capacidad de transporte entre los mares Rojo y Mediterráneo (28), evitando su saturación. Al mismo tiempo, el SUMED proporciona una alternativa complementaria al tráfico de hidrocarburos por el canal de Suez, en caso de que esta vía se vea obstaculizada. No es, por tanto, de extrañar la importante participación en su accionariado de los principales países árabes del Golfo, muy preocupados por garantizar la seguridad de los suministros energéticos a los mercados occidentales. Este oleoducto constituye también una respuesta, si bien parcial, a la opción de transportar el petróleo desde el Golfo a Europa haciéndolo llegar por oleoducto hasta algún puerto mediterráneo y, desde allí, llevarlo hasta Europa en buques cisternas.

(27) El SUMED es propiedad de la Compañía Árabe de Petróleos y Ductos (APP), de la cual Egipto tiene el 50% de participación, Arabia Saudí, Emiratos Árabes Unidos y Kuwait el 15% cada uno, y Qatar el 5% restante.

(28) La capacidad de transporte en la zona se ha incrementado hasta los 2,5 millones de barriles diarios.

Esta posibilidad quedó interrumpida con la guerra árabe-israelí de 1967, cuando se cerraron oleoductos como el de Eilat-Ashkelón-Katza o el ya comentado anteriormente de Tapeline.

Pero Egipto tiene además la posibilidad de convertirse en el medio plazo en un corredor energético en sentido transversal, aprovechando su situación geográfica a caballo de África y Asia y su propia capacidad industrial de refino, la mayor de África, con desarrollos tan interesantes como la “joint-venture” egipcio-israelí que ha permitido construir una planta de refino, con capacidad de 100.000 barriles diarios (29). Los proyectos que existen actualmente con países productores mucho más importantes, como es el caso de Libia, permiten anticipar en el medio plazo la posibilidad de una salida del petróleo de este país hacia los mercados europeos a través de los puertos egipcios, donde habría sido previamente refinado. En este sentido apuntan los planes de ambos países de enlazar sus redes por medio de un oleoducto de 600 kilómetros y capacidad de 150.000 barriles diarios, que transporte el crudo libio desde Tobruk hasta Alejandría (Egipto) para su refino. Esta característica egipcia de corredor transversal se extiende también al campo de gas, de manera que el gas egipcio extraído del delta del Nilo, y transportado actualmente sólo hasta Jordania por el Golfo de Aqaba, podría ser llevado, en caso de un acuerdo de paz entre Israel y sus vecinos árabes, hasta este país, mucho más interesante energéticamente debido a sus mayores capacidades de consumo (30).

La posición europea en el medio y largo plazo frente a estas posibilidades de nuevas infraestructuras para el transporte de hidrocarburos, cuyo centro de gravedad estaría en Egipto, debe ser positiva. Se trata de uno de los países árabes menos inestables del Mediterráneo y quizá el que más esfuerzos está haciendo por encontrar soluciones al conflicto con los israelíes. La cooperación energética con países tan singulares como Israel y Libia, materializada en iniciativas tan significativas como las citadas, puede convertirse en uno de los elementos fundamentales a la hora de conformar un ambiente de estabilidad regional en una zona tan sensible para los intereses europeos. Por otra parte, la multiplicación de las alternativas de transporte favorece la diversificación de las rutas a los mercados europeos y, por tanto, la pretendida seguridad de los abastecimientos que persigue la Unión Europea.

(29) MIDOR (Middle East Oil Refinery Ltd.) operativa desde el año 2001.

(30) En noviembre de 1998, *BP-Amoco* firmó un acuerdo con el gobierno de Egipto y el de Jordania para construir un gasoducto, a través del Sinaí y el Golfo de Aqaba, hasta Amman.

En lo referente a Libia, gran productor tanto de petróleo como de gas, tiene sus principales yacimientos de hidrocarburos en tres zonas diferentes del Golfo de Sirte. La más occidental comprendería los campos de Samah, Beida, Raguba, Dahra-Hofra y Bahi. La central abarcaría los gigantescos campos petrolíferos de Defa, Waha y Nasser, así como el gran campo gasístico de Hateiba. La oriental contendría los yacimientos de Sarir, Messla, Gialo, Bu Attifle, Intisar, Nafoora-Augila y Amal. Igualmente se están explorando nuevas áreas en Ghadames, las cuencas del Sirte y del Murzuk, Kufra y la Cirenaica (31). En lo que respecta a los yacimientos marítimos (“off shore”), podemos destacar el campo de El Bour, descubierto por *AGIP-ENI* en 1976, con una producción que ha ido disminuyendo desde los 150.000 barriles diarios, en 1995, hasta los 60.000 barriles del 2000, debido a la falta de inversiones en equipamientos y al propio agotamiento del yacimiento.

Podemos apreciar, por tanto, que el mayor problema con el que se encuentra Libia a la hora de dar salida a sus grandes posibilidades exportadoras de petróleo, son las sanciones internacionales impuestas como consecuencia del atentado aéreo de Lockerbie (32), instigado por las autoridades libias. Estas sanciones han afectado severamente a su economía y ha obligado a limitar los gastos en nuevas infraestructuras petrolíferas e, incluso, en el mantenimiento de las existentes. Pero aún así, países como Alemania, Grecia y, principalmente, España e Italia, han seguido manteniendo las relaciones con Libia, hasta convertirse en sus principales clientes en este campo (33).

Por otra parte, la estrategia adoptada por las autoridades libias en los últimos años ha sido la de tratar de reducir su dependencia de las exportaciones de petróleo, incrementando las inversiones en el mercado del gas para atender tanto sus necesidades domésticas como, fundamentalmente, la creciente demanda que registra Europa. Sus grandes yacimientos están principalmente en el Ghadames, los campos de El-Bouri y la cuenca del Sirte. También, Libia ha buscado desde hace décadas desarrollar su capacidad de exportar GNL, para lo que cuenta

(31) En Kufra, las compañías italianas *AGIP-ENI* descubrieron en 1998 un gran campo petrolífero, del que se extrae en la actualidad 60.000 barriles diarios. Esta cantidad es mucho menor que las expectativas iniciales de 200.000 barriles, pero ello se debe a las limitaciones impuestas por las sanciones económicas sobre el régimen libio y la mala situación de los oleoductos y de la refinería de *Az Zawiya*, la única con la que cuenta el país.

(32) Atentado aéreo de un avión de la *PAN AM* en 1988 sobre territorio escocés.

(33) Fuente: *Centro de Estudios de la OPEP* (CENTROPEP).

con la planta de licuefacción de El Brega, construida a finales de los años sesenta. No obstante, al margen de sus deseos, su producción de gas se encuentra lastrada por los mismos problemas que afectan a la del petróleo; es decir, insuficiente mantenimiento debido al embargo comercial, o falta de inversiones para desarrollar nuevas producciones, hasta el punto de que sólo un tercio de su capacidad exportadora (que asciende a 124 billones de metros cúbicos por año) se encuentra disponible.

Desde la perspectiva de la Unión Europea, los dos países más interesados en incrementar las relaciones energéticas con Libia son, precisamente, España e Italia. Las petroleras italianas han sido las más activas, hasta el punto de copar el 16% de la producción total. Igualmente son las compañías españolas, *ENAGAS*, e italianas, *Edison Gas*, las únicas receptoras del gas que produce Libia. Queda por ver, en el futuro, qué grado de diversificación lograran las autoridades libias, acercándose a potenciales clientes como Turquía, al tiempo que incrementa sus exportaciones a los países europeos del sur del Mediterráneo.

En esa línea de diversificación gasista cabe reseñar la existencia de tres importantes proyectos, de clara incidencia sobre la política energética de la UE. Por una parte, el ya mencionado gasoducto Tobruk-Alejandría, para permitir la salida del gas por las terminales egipcias. Por otra, se buscaría extender este corredor energético hacia el Oeste, a través de un nuevo gasoducto que uniese Libia con Argelia, enlazando en este país con los gasoductos que se dirigen hacia Europa (1500 kilómetros al Oeste). De esta manera quedaría cerrado el corredor energético norteafricano, al permitir la circulación ininterrumpida de gas a través de Egipto, Libia, Túnez, Argelia y Marruecos. Una tercera propuesta sería la de construir un gasoducto que uniese directamente Libia con Italia, suministrando gas no sólo a este país sino también a otros de la Unión. El gas sería transportado por tubería desde la costa libia hasta Sicilia y desde allí a la península itálica. De este modo, las reservas libias, y también en su momento las egipcias, podrían exportarse directamente hacia los mercados europeos a través de Italia (34).

(34) El proyecto se encuentra ya en una fase muy avanzada desde que, en el año 2000, la sociedad italiana *ENI* firmó con la compañía *Agip North Africa BV* un contrato para suministrar 4 Bcm de gas natural libio a *Edison Gas* en Italia, por un periodo de 24 años a contar desde el 2002.

LOS RIESGOS PARA EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS EN EL MEDITERRÁNEO

El análisis de la energía en el espacio euro-mediterráneo, implica la necesidad de contemplar el nivel de riesgo al que se enfrenta la Unión Europea el campo específico del transporte de los hidrocarburos. El primero a destacar se refiere al nivel de seguridad que se deriva del propio transporte de hidrocarburos por aguas mediterráneas, tanto hacia Europa como en tránsito hacia otros mercados. En lo que respecta a los buques de transporte de gas licuado (metaneros), la naturaleza explosiva de su carga obliga a exigirles un nivel de seguridad elevado en sus instalaciones, y se les hace normalmente operar en terminales alejadas de los centros de población civil. No obstante, la propia geografía y la configuración de las rutas marítimas, hace que estos buques se vean obligados a circular próximos a zonas densamente pobladas. En cuanto a los buques petroleros, éstos tienen un menor riesgo de explosión o combustión (sólo significativa en ciertos productos refinados). El mayor peligro que presentan es, igualmente, el circular a menudo por aguas próximas a áreas pobladas o fondear en puertos estratégicos que pueden, en caso de catástrofe o atentado, quedar fuertemente contaminados. Si los ataques o atentados, se hicieran frecuentes, como parte de una campaña terrorista contra objetivos económicos occidentales, ello terminaría afectando al precio de los crudos y a la propia seguridad de abastecimiento.

Especial relevancia adquieren en este sentido, por su vulnerabilidad, los estrechos y el canal de Suez. De los primeros, podemos considerar como más seguros los correspondientes al Mar de Mármara, el canal de Sicilia y el Estrecho de Gibraltar, por transcurrir entre países políticamente estables y que cuentan con medios suficientes para garantizar la seguridad del tráfico marítimo. Los riesgos, en estos casos, vendrían definidos principalmente por atentados terroristas puntuales contra los buques, en un intento propagandístico por atraer la atención de las opiniones públicas occidentales. Hechos como el atentado contra el destructor norteamericano *USS COLE*, en octubre de 2000, o los rumores sobre hipotéticos atentados terroristas sobre buques de guerra estadounidenses en la zona de Gibraltar, ponen de relieve la posibilidad de que este tipo de acciones puedan llegar a afectar asimismo a buques que transportan hidrocarburos (35).

(35) Este riesgo ha pasado a convertirse en una amenaza real, desde que una célula terrorista atentase contra el petrolero francés *Limburg*, en septiembre de 2002.

Los estrechos de Ormuz, en el Golfo Pérsico, y de Bab-al Mandab, en el Mar Rojo, resultan particularmente vulnerables a estas acciones, por transcurrir por países más inestables, donde estos grupos pueden encontrar los apoyos necesarios con más facilidad. Además, debido al elevado tránsito de buques de estas características, estos estrechos son mucho más críticos desde el punto de vista energético, ya que a través de ellos circula la quinta parte del petróleo mundial. La interrupción completa del tráfico resulta improbable —ya que requeriría el empleo de minas o ataques continuos mediante pequeños botes y misiles basados en tierra—, por lo que podemos estimar que esa posibilidad estaría fuera de las capacidades de los grupos terroristas. Menos improbable sería la realización de acciones puntuales.

Por su parte, el canal de Suez seguirá siendo en el medio y el largo plazo el punto más crítico de las rutas de abastecimiento energético marítimas hacia los mercados europeos. En el futuro, como hemos puesto de manifiesto a lo largo de este trabajo, circularán por él cantidades todavía mayores de hidrocarburos. Aunque podemos considerar que los dos países con mayor influencia sobre esta vía de comunicación, Egipto e Israel, mantienen hoy en día unas relaciones bilaterales aceptables, la continuidad en el tráfico energético por la misma seguirá, no obstante, sujeta al desarrollo del conflicto árabe-israelí. De todos modos, su bloqueo tendría un impacto limitado, ya que podría utilizarse como ruta alternativa la que circunvala África.

En el Golfo Pérsico sí que podría producirse una interrupción completa, si bien temporal, del tráfico marítimo, como consecuencia de una crisis de gran envergadura. Si esto ocurriera, lo que tendría graves consecuencias para la UE, se podría utilizar como ruta alternativa el oleoducto que atraviesa la península arábiga hasta el mar Rojo, para permitir que los crudos alcanzaran los mercados europeos. Mediante el empleo de aditivos químicos, que redujesen la fricción de los oleoductos y aumentase la velocidad del fluido, se podría recuperar hasta dos tercios del nivel que circula normalmente por los estrechos. El resto del volumen podría alcanzarse aumentando la capacidad de bombeo de las estaciones intermedias (36). Algunas alternativas realistas incluirían también la posibilidad de “puentear” los estrechos (*bypass*), mediante la rápida construcción de oleoductos de corta longitud (37). En todo caso, la interrupción del tráfico

(36) INSTITUTE FOR NATIONAL STRATEGIC STUDIES (NATIONAL DEFENSE UNIVERSITY): *Strategic Assessment 1999*, “*Priorities for a turbulent World*”, pág. 41.

(37) Un estudio del BAKER INSTITUTE FOR PUBLIC POLICY, de 1997, indica que el coste de un oleoducto desde los campos petrolíferos de los Emiratos Árabes Unidos hasta el otro lado del estrecho de Ormuz aumentaría el precio del barril de petróleo en solamente 1 dólar.

afectaría, más que a los países europeos, principalmente a Irán, dado que este país no tiene alternativas posibles hoy en día al transporte por mar. Por el contrario Iraq, resultaría mucho menos afectado, al contar con alternativas claras por Turquía.

Un riesgo complementario al anterior sería el producido por la interrupción de los oleoductos y gasoductos decidida por algunos gobiernos de la zona, como forma de imponer determinadas políticas, o de lograr ventajas estratégicas sobre otros Estados. No hay que olvidar que un elevado número de Estados ribereños del Mediterráneo es totalmente dependiente de un sólo gasoducto que los une a un único país suministrador, sin que las políticas de diversificación adoptadas hasta la fecha hayan sido capaces de romper esta subordinación. Éste sería, por ejemplo, el caso de España, que en 1997 recibía el 36,5% del total de gas que necesitaba a través del gasoducto argelino (cantidad que habría que aumentar hasta el 61,35% si consideramos el total del gas importado desde este país) (38). Si tenemos en cuenta que, desafortunadamente, España dispone de yacimientos propios de muy escasa capacidad y que, además, su conexión con la red gasista europea es difícil (con un único punto de conexión, el gasoducto Lacq-Calahorra), podemos entender la enorme vulnerabilidad que representa esta situación.

Otro aspecto importante, en cuanto a la seguridad energética, vendría dado por los accidentes en el transporte o el almacenamiento de los hidrocarburos. El Mediterráneo recibe alrededor de un 20% de los vertidos mundiales de hidrocarburos que se producen cada año en el mar (unos 3 millones de Tm). Además, desde el accidente del petrolero *Exxon Valdez* en las costas de Alaska a principio de los años 90, las grandes compañías petrolíferas tienden cada vez más a subcontratar el transporte, con el fin de evitar que su imagen se vea dañada ante la opinión pública en caso de catástrofe. El resultado es una disminución de los niveles de seguridad de los barcos, pertenecientes muchas veces a compañías registradas bajo bandera de conveniencia, con el fin de abaratar costes. El accidente del petrolero *Prestige*, frente a las costas de Galicia en noviembre de 2002, indica la dificultad de garantizar el transporte seguro de un producto como el petróleo, por unas rutas marítimas cada vez más saturadas y que, además, transcurren normalmente próximas a las costas. En este sentido, el acuerdo entre los gobiernos español y francés para

(38) BBGE, Bahía de Vizcaya: "Documento Informativo", septiembre, 1999.

prohibir este transporte por sus respectivas zonas de responsabilidad, constituye un paso en la dirección correcta para evitar los riesgos medioambientales en las costas próximas a las rutas de transportes. No obstante, la configuración orográfica del Mar Mediterráneo pone de relieve las limitaciones de este tipo de medidas, cuando las rutas marítimas tienen que pasar necesariamente próximas (y a veces muy próximas, como es el caso de los estrechos), a las costas.

CONCLUSIONES

Una visión europea del transporte de hidrocarburos en el Mediterráneo nos permite afirmar que, aunque todavía representan una fracción muy pequeña del consumo europeo, los hidrocarburos del Caspio y Asia Central pueden considerarse como los más importantes a explotar durante la próxima década (39). De ahí que un oleoducto como el Bakú-Çeyhan constituya la gran esperanza para acceder a estas fuentes energéticas, donde las principales compañías occidentales (fundamentalmente estadounidenses ya están invirtiendo grandes sumas de dinero con vistas a permitir su explotación, principalmente de los campos petrolíferos azeríes y kazakos.

Por otra parte, puede constatarse que los sucesos del 11 de septiembre de 2001 han producido una profunda modificación en los planteamientos energéticos tanto de Washington como de Bruselas, impulsando iniciativas como el lanzamiento del “diálogo energético” entre EEUU y Rusia y el apoyo institucional de la administración de este país al desarrollo del sector energético ruso, con la perspectiva de que Rusia llegue a convertirse en un proveedor estratégico de los Estados Unidos y, en menor medida, de Europa. Se está produciendo, por tanto, una corrección muy importante de la política energética euro-estadounidense, basada hasta ahora en el factor geopolítico de aprovechar la situación geográfica de los países en contra de sus vecinos. En este sentido, podemos prever que, en el corto y medio plazo, la cooperación energética UE-Rusia-EEUU fortalecerá las vías de transporte de los hidrocarburos por territorio ruso en detrimento de las aspiraciones turcas y, en menor medida, georgianas y ucranianas. Es posible que, con vistas a calmar las inquietudes turcas, se llegue a una solución de compromiso que garantice una diversificación

(39) Fuente: *Caspian Region Energy Development, Department of Energy, Council on Foreign Relations*, 1999.

geográfica en el transporte del crudo del Caspio. De esta manera el petróleo azerí, transportado por el oleoducto Bakú-Çeyhan, se podría cargar en superpetroleros que atravesarían el Mediterráneo con destino a los Estados Unidos e, igualmente, a las refinerías del sur de Europa. Por su parte, el petróleo kazako y ruso se transportaría hasta el puerto de Novorossisk (Rusia) y, desde allí, por mar hasta Odessa o bien por tierra (aprovechando la propia red de oleoductos rusos) hasta llegar, canalizado por la red de oleoductos *Druzhba*, a los mercados de Europa Occidental y Central (40). La idea central que subyacería debajo de estos planteamientos simultáneos, sería la de apoyar la multiplicidad de las vías de suministro del crudo del Caspio.

En esta nueva concepción energética, de diseño esencialmente estadounidense, debería participar con mayor fuerza y con voz propia Europa, ya que se ajusta de una manera armoniosa con la estrategia europea de diversificación de las fuentes de abastecimiento y de no dependencia excesiva de ningún país para el transporte de los recursos energéticos. En este sentido, la Unión Europea, que estima que el papel que jugarán los países que conforman el área del Caspio será “particularmente importante” en los próximos 20 años (dado que su producción puede llegar a doblarse en este tiempo), debería involucrarse mucho más en este proceso, desarrollando su propia estrategia para esta región.

En este sentido podemos pensar, por tanto, que la Unión Europea apoyará en el futuro aquellas soluciones que favorezcan el desarrollo de diversas rutas de transporte desde la región. Su creación incrementará el tráfico de hidrocarburos por el Mediterráneo Oriental, al tiempo que su diseño alternativo y la opción de hacer llegar parte de estos recursos por vías exclusivamente terrestres, evitará que se pueda llegar a una situación de colapso, especialmente en los sensibles estrechos del Bósforo. En cualquier caso, la decisión final sobre su trazado obedecerá fundamentalmente a las decisiones comerciales que tomen las compañías privadas interesadas en estos proyectos, basándose en factores comerciales, de coste y en la fiabilidad que proporcionen los gobiernos a la hora de garantizar la seguridad en el abastecimiento y transporte de los recursos energéticos.

En lo que respecta al transporte desde Oriente Medio hasta Europa, éste se encuentra fuertemente condicionado por los factores de conflictividad que caracterizan a esta zona. Sólo la finalización del conflicto árabe-

(40) Ver entrevista de Pilar Bonet a Mijail Jodorkovski, presidente de la compañía de petróleos *Yukos* (segunda de Rusia) en *El País*, 12 de mayo de 2002.

israelí, la completa normalización de las relaciones entre Irán y Occidente y la transformación política de Iraq, permitirán el desarrollo de un esquema de transporte energético distinto del actual y más provechoso para Europa. Éste debería incluir, entre otras cosas, el aprovechamiento de los recursos gasísticos en beneficio de Europa, por medio de la construcción de un gasoducto que interconectase la región con el Mediterráneo, como el actualmente previsto desde Qatar.

De acuerdo con este planteamiento, y aunque sólo fuera desde una aproximación pragmática, la apuesta europea debería encaminarse a buscar fórmulas que permitiesen la resolución de estos conflictos. Ésta sería la mejor forma de facilitar un transporte más eficiente y económico de los ingentes recursos energéticos de una región que, en el largo plazo, seguirá siendo la principal zona de abastecimiento para las crecientes necesidades energéticas europeas.

En lo referente al transporte energético en el Mediterráneo Central y Occidental, y teniendo en cuenta las tendencias actuales que indican que se mantendrá la fuerte dependencia de las importaciones de los países de la OPEP en torno al 50% (principalmente de los países del Golfo), podemos estimar la gran importancia que seguirá teniendo el pasillo energético por el que circula el petróleo desde las zonas productoras de Oriente Medio hasta los mercados europeos a través del canal de Suez. De acuerdo con esto, Egipto, por su condición de potencia regional y por su control de esta vía de comunicación, se mantendrá como el país fundamental para garantizar los abastecimientos a Europa. Su estabilidad constituye una prioridad estratégica para la UE.

De los otros países norteafricanos puede destacarse, en lo que respecta al petróleo, el papel de Libia. El proceso de distensión diplomática, que hemos visto apuntar en los últimos años, parece indicar el deseo de las autoridades libias de incrementar sus relaciones con el exterior, como forma de permitir el desarrollo económico del país. En este sentido, por su proximidad a los mercados europeos y por las inversiones realizadas por compañías procedentes de esta región en los últimos años en el sector petrolero libio, la progresiva normalización de relaciones debería traducirse en un incremento de su cuota de mercado (actualmente es el origen del 10 % de las importaciones energéticas de la UE) y, por lo tanto, en la necesidad de aumentar las redes de transporte. En cuanto a Argelia, su apuesta por el desarrollo del sector del gas y su menor capacidad de extracción de crudos parecen indicar que, si bien puede aumentar el

volumen de crudos extraídos con destino a la UE, no es probable que su cuota supere el actual 4%, aunque sea mucho mayor para España o Italia.

En lo relativo al trazado de las redes gasísticas, la visión optimista que plantea Bruselas nos permite contemplar un diseño final que estaría constituido por un gigantesco anillo, con gasoductos que circunvalarían la totalidad del mar Mediterráneo. Estaría alimentado por las conducciones que traerían el gas desde los yacimientos del Mar del Norte, desde Rusia, desde los nuevos yacimientos del Caspio y Asia Central y desde los países del Norte de África. Este anillo sería completado por una serie de gasoductos que comuniquen ambas orillas por sus partes más angostas, desde África y Turquía a las penínsulas ibérica, italiana, y balcánica. De esta manera, con una malla de gasoductos de suficiente densidad, la Unión Europea se garantizaría la seguridad en el suministro, en caso de interrupciones en cualquiera de los puntos de esta red. Una visión más conservadora apuntaría a un anillo de dimensiones más reducidas, del que quedaría excluido el sector oriental del Mediterráneo. El cierre del mismo se realizaría a través de la península itálica, con Argelia y Libia. La razón de esta segunda variante la encontraríamos en la inestabilidad de la zona oriental, motivada por el conflicto árabe-israelí. Si tenemos en cuenta la duración de este conflicto y las escasas perspectivas de solución a corto y medio plazo, resulta difícil poder predecir cuándo se conseguirá la estabilidad regional necesaria para construir las infraestructuras gasísticas que se precisan para cerrar el anillo por su extremo oriental.

En todo caso, y con independencia de su diseño final, el transporte por gasoducto sería completado por el transporte marítimo del gas licuado, con lo que se permitiría la llegada de este recurso a aquellas zonas no conectadas por la red de gasoductos. Además, esta forma de transporte permitiría disponer de una alternativa, en consonancia con la política propuesta por la UE de diversificación de los medios de transporte energético.

Finalmente, y en lo que respecta a la seguridad del transporte marítimo, podemos considerar que el factor más importante continuará siendo el proporcionado por la capacidad occidental de control militar de las aguas del Mar Mediterráneo, del Mar Rojo y del Océano Índico. Las bases navales de carácter nacional, o integradas en la estructura de la OTAN, contribuyen actualmente a proyectar la percepción de seguridad sobre las rutas de abastecimiento marítimo. Igualmente, las organizaciones de seguridad y defensa, como la OTAN y, en menor medida, la propia UE, y

las estructuras militares que se derivan de las mismas (Euromarfor, Stanavformed...), continuarán garantizando en los próximos años la seguridad de las rutas de transporte energético en el Mediterráneo. De esta manera, iniciativas como la Fuerza de Respuesta de la OTAN, recientemente aprobada en Praga (NRF), o la anterior Fuerza de Reacción Rápida Europea (ERRF), aprobada en 1999 por la UE, pueden constituir herramientas muy útiles para gestionar o resolver crisis de seguridad en los abastecimientos energéticos en la cuenca del Mediterráneo.

Asimismo, las operaciones que se realizarán en el marco de la lucha contra el terrorismo y que se prolongarán en el medio y, probablemente, en el largo plazo, proyectarán estas capacidades en cuanto a la vigilancia y control del tráfico marítimo a otros espacios geográficos como el Mar Rojo o el Océano Índico y reducirán, consecuentemente, las posibilidades de cualquier grupo terrorista o Estado ribereño hostil de interrumpir con carácter prolongado el tráfico marítimo y el abastecimiento energético a Europa.

Podemos terminar diciendo que, hoy por hoy, no existe alternativa razonable a la sustitución como fuente energética, de los hidrocarburos. Es posible que otras fuentes como el viento, el mar u otros combustibles alternativos puedan experimentar en los próximos años un desarrollo prometedor, pero la Unión Europea del 2020 aumentada probablemente a 30 estados seguirá dominada por los combustibles fósiles. De esta manera, dentro de 20 o 30 años buena parte de los suministros energéticos europeos seguirán llegando entonces, al igual que hoy, a las terminales del viejo continente, a través del Mediterráneo. El Mediterráneo continuará desempeñando un papel fundamental a la hora de transportar los productos energéticos necesarios para garantizar el bienestar de los ciudadanos europeos y el funcionamiento ininterrumpido de las economías de los Estados de la Unión.

CAPÍTULO SEXTO

FLUJOS ENERGETICOS HACIA LA UNIÓN EUROPEA (LOS CASOS NORUEGOS Y RUSO)

FLUJOS ENERGÉTICOS HACIA LA UNIÓN EUROPEA (LOS CASOS NORUEGOS Y RUSO)

Por JESÚS A. NÚÑEZ VILLAVERDE (41)

Cuando hablamos de flujos energéticos nos estamos refiriendo al comercio internacional de productos energéticos, y dentro de éstos, el término suele hacer referencia, principalmente, al comercio internacional de hidrocarburos (petróleo y gas natural). El hecho de que los países más desarrollados hayan basado sus economías en unos recursos naturales de los que poseen sólo unas cantidades limitadas, junto con la riqueza que de estos recursos poseen una serie de países con unos rasgos económicos, políticos, culturales y sociales muy distintos a los de los países occidentales y, evidentemente, con unos intereses no siempre coincidentes, ha provocado que el carácter de las relaciones sobre estas materias entre Estados productores, consumidores y empresas intermediarias vayan más allá de lo estrictamente económico. Es notable el componente político y estratégico que incorporan, confiriéndole una complejidad de la que carece el comercio de otros productos energéticos como el carbón o el uranio.

Esta complejidad afecta de lleno a una Unión Europea (UE) altamente dependiente del exterior en cuestiones energéticas (su consumo de petróleo y gas natural es más de 2,5 veces superior a su producción interna), lo que obliga a importar más del 60% de los hidrocarburos consumidos. La dependencia energética total de la Unión (porcentaje de las

(41) El autor desea expresar su sincero agradecimiento a Enrique San Martín González por su entusiasta colaboración en la redacción de este texto.

TABLA 1
Consumo y producción de energía primaria en la UE (1999)
(en MTEP)

	Consumo de energía primaria		Producción de energía primaria		Importaciones netas		Dependencia
Petróleo	595	41,4%	169	22,1%	426	63,3%	71,6%
Gas Natural	328	22,8%	181	23,6%	147	21,9%	44,9%
Carbón	210	14,6%	111	14,4%	99	14,7%	47,3%
Nuclear	221	15,3%	221	28,8%			
Renovables	85	5,9%	85	11,1%			
Total	1.438	100,0%	766	100,0%	673	100,0%	47,6%

Fuente: elaboración propia a partir de DGTREN (2001) "European Union energy & transport in figures."

importaciones energéticas sobre el consumo total de energía), en cuyo cálculo habría que incluir el carbón, la energía nuclear y las energías renovables (estas dos últimas se contemplan en su totalidad como producción propia), estaría muy cercana al 50%, tal y como se puede ver en la Tabla 1.

Además, en el futuro, la dependencia energética del exterior se va a agudizar, puesto que mientras que la demanda y el consumo de energía van a aumentar aunque sea de forma moderada, la producción petrolera y gasística del Mar del Norte, la única zona productora de la Unión importante a nivel mundial, está cercana a su madurez, tanto física como económica, esto último debido a sus altos costes de extracción. De hecho, para 2020 se estima que alrededor del 70% de los hidrocarburos consumidos serán importados, mientras que la dependencia energética total de la UE-15 alcanzará el 62% (42).

En este capítulo, explícitamente complementario del anterior, estudiaremos el comercio exterior de petróleo y de gas de la Unión Europea, analizando los flujos energéticos más importantes que proceden de Noruega y de la Federación Rusa que, junto con los países de la OPEP, constituyen las principales fuentes de aprovisionamiento comunitario de estas materias primas.

(42) COMISIÓN EUROPEA: "Libro Verde. Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético" (2001).

LOS FLUJOS DE PETRÓLEO EN LA UNIÓN EUROPEA

El balance petrolero de la Unión Europea

Como ya hemos mencionado, el área británica del Mar del Norte es la única zona productora relevante en toda la UE, sin que quepa esperar que su próxima ampliación vaya a modificar esta situación. En la Tabla 2 se muestra el balance petrolero de la Unión Europea, realizado a partir de la agregación de los balances nacionales, donde se puede apreciar fácilmente el importante desequilibrio existente entre producción y consumo, con unas importaciones netas en 2000 de casi nueve millones y medio de barriles por día. Al analizar este balance no podemos obviar las consecuencias derivadas de la metodología que se ha usado en su construcción. Al haberse construido a partir de la agregación de balances nacionales, las exportaciones y las importaciones no son las importaciones y exportaciones de la UE como región, sino la suma de las de sus miembros nacionales, de las que seguramente una parte muy importante corresponderá al comercio

TABLA 2
Balance petrolífero de la Unión Europea (2000)
(miles de barriles por día)

	Producción	Refinado Input/Output	Reciclado	Import.	Export.	Balance	Variación de existencias	Consumo final	Errores u omisiones
Crudo	2.878	11.828		10.929	2.110	-8.819	-35	0	96
GNL	269	259		186	101	-85	3	10	-81
Otros aceites	27	1.291	1.045	436	185	-252	8	25	1.045
Ganancias de refino	281	361				0			80
Suministro total de energía primaria	3.455	13.740	1.045	11.552	2.396	-9.156	-24	35	1.140
Gasolina		3.127		675	1.040	365	17	2.457	-288
Fuel de aviación		823		293	205	-87	8	920	18
Queroseno		125		39	17	-22	6	104	-36
Gasóleo		4.691		1.356	1.182	-175	31	4.859	23
Fuelóleo		1.901		727	723	-4	-1	1.736	-170
GLP		587		312	207	-106	12	721	40
Sin especificar		2.485		1.060	763	-297	34	2.407	-342
Productos refinados totales	0	13.740	0	4.463	4.137	-326	107	13.203	-756
Total	3.455		1.045	16.015	6.533	-9.482	83	13.239	385

Fuente: DEPARTAMENTO DE ENERGÍA DE EEUU (2002): "World Energy Database", www.eia.doe.gov.

intracomunitario, y que, en términos rigurosos, no deberían figurar como comercio exterior de la UE a nivel agregado. Por lo tanto, debemos centrar nuestra atención en el balance entre exportaciones e importaciones, ya que éste sí que refleja realmente la situación de dependencia.

Del análisis del anterior balance merece la pena destacar los siguientes puntos:

- Un 93% del déficit petrolero neto total se centra en el crudo, siendo el déficit neto en productos refinados tan sólo un 3% del déficit total.
- Los más de 2 millones de barriles diarios de crudo que figuran como exportaciones corresponden, principalmente, a exportaciones del Reino Unido y Holanda hacia otros países de la UE. Por lo tanto, del exterior de la Unión es necesario importar 9 de los 11 millones de barriles diarios que figuran como importaciones.
- La conclusión principal que se obtiene del análisis del balance es evidente: la UE ha apostado por un modelo donde se importa la materia prima en bruto (el crudo) y se fabrica en la propia UE la cantidad necesaria de productos refinados para abastecer el mercado interior, ya que así el valor añadido a estos productos se queda en territorio de la Unión.

El comercio comunitario de petróleo en el mercado mundial

Como se puede ver en la Tabla 3, la UE es uno de los principales actores que intervienen en el mercado mundial del petróleo, puesto que es la segunda región importadora del mundo, tanto en términos brutos como netos, únicamente superada por Asia y Oceanía. En lo relativo a productos petrolíferos la UE mantiene su segunda posición, tras Asia y Oceanía, en las importaciones, pero es la primera región mundial en exportación de estos productos, con bastante diferencia sobre Asia y Oceanía, que se sitúan en segunda posición de la clasificación mundial.

Ante esta distribución del comercio petrolero mundial podríamos pensar que la UE se encuentra en una buena posición negociadora debido a su potente mercado interior de crudo y de productos petrolíferos (28% de las importaciones mundiales de crudo y más de un 25% del comercio mundial de productos petrolíferos). Nada más lejos de la realidad. La propia Comisión Europea reconoce en el *Libro Verde* que a pesar de la importancia de las

TABLA 3
Comercio mundial de petróleo (1999)
(miles de barriles diarios)

	Import. Crudo	Export. crudo	Balance crudo	Import. pdtos. petro.	Export. pdtos. petro.	Balance pdtos.	Balance total
Europa Occidental	11.818	5.224	-6.594	4.685	4.204	-481	-7.075
Antigua URSS y Europa del Este	1.580	3.259	1.679	704	1.753	1.049	2.728
América del Norte	10.234	3.301	-6.933	2.004	1.181	-823	-7.755
América Central y del Sur	1.743	3.078	1.335	1.259	1.768	510	1.844
Oriente Medio	543	16.154	15.612	606	2.406	1.799	17.411
África	744	5.569	4.824	505	992	487	5.312
Asia y Oceanía	12.096	2.292	-9.804	5.239	2.786	-2.452	-12.256
Total Mundial	38.757	38.876	118	15.002	15.091	89	208
Unión Europea	11.207	2.277	-8.930	4.247	3.954	-294	-9.224
% UE / Europa Occidental	94,8%	43,6%		90,7%	94,0%		
% UE / Total Mundial	28,9%	5,9%		28,3%	26,2%		

Fuente: DEPARTAMENTO DE ENERGÍA DE EE.UU (2002): "World Energy Database", www.eia.doe.gov.

cifras de consumo agregadas, la UE no influye en la fijación del precio internacional del petróleo. Esto cabe atribuirlo principalmente a la inexistencia de una política energética común que permita acudir a los mercados internacionales como una sola voz, formando un cártel de consumidores que pueda negociar de igual a igual con un cártel de productores como la OPEP, o cuyas reivindicaciones sean tenidas en cuenta al mismo nivel que las de EEUU o Japón, ya que el mercado petrolífero total de la Unión no se encuentra tan lejos del de EEUU y es bastante superior al japonés. No obstante, existen otras cuestiones que reducen la fuerza negociadora de la UE en el mercado mundial, como el carecer de la potencia política y militar de EEUU, o que el mercado comunitario del petróleo sea un mercado maduro y que las mayores expectativas de crecimiento de la demanda de petróleo se sitúen en los países en desarrollo, principalmente en Asia.

Los proveedores de petróleo de la UE

Tras estas consideraciones introductorias pasamos a centrarnos en la cuestión fundamental de este capítulo, los flujos energéticos, para anali-

zar de dónde y por dónde llegan a la UE las importaciones de petróleo. El estudio se centra específicamente en el análisis del crudo, dado que en términos netos representa más del 93% del déficit petrolero de la Unión.

En la Tabla 4 se muestra que los principales proveedores de crudo de la Unión se concentran en cuatro áreas geográficas (Oriente Medio, Noruega, algunos países de la antigua Unión Soviética y el Norte de África) que, en su conjunto, representan el 88% del total de importaciones. Parece lógico, desde un punto de vista económico, que el grueso del abastecimiento se realice desde las zonas productoras más cercanas a la Unión.

TABLA 4
Importaciones de crudo de la UE (1999)

	Miles de toneladas anuales	Miles barriles por día	%
Oriente Medio	160.042	3.214	35,2%
Arabia Saudí	61.493	1.235	13,5%
Irán	39.649	796	8,7%
Irak	36.102	725	7,9%
Siria	14.544	292	3,2%
Kuwait	8.255	166	1,8%
Noruega	101.742	2.043	22,4%
Antigua Unión Soviética	76.214	1.530	16,8%
Rusia	70.334	1.412	15,5%
Kazajstán	5.880	118	1,3%
Norte de África	63.103	1.267	13,9%
Libia	44.970	903	9,9%
Argelia	14.340	288	3,2%
Egipto	3.793	76	0,8%
África Occidental	24.313	488	5,3%
Nigeria	20.657	415	4,5%
Camerún	3.657	73	0,8%
Latinoamérica	15.213	305	3,3%
México	8.923	179	2,0%
Venezuela	6.290	126	1,4%
Otros	14.162	284	3,1%
Total	454.790	9.132	100,0%
OPEP	231.754	4.654	51,0%

Fuente: DGTREN (2001) "European Union energy & transport in figures"

A pesar del elevado porcentaje de suministro que representan las cuatro principales regiones proveedoras de la UE, no parece existir una excesiva concentración del suministro de crudo, puesto que está geográficamente bastante diversificado. No obstante, al analizar cada uno de los países suministradores por separado, nos encontramos con que los tres primeros proveedores (Noruega, Rusia y Arabia Saudí, respectivamente) nos suministran un 51% de las importaciones, y si añadimos los tres siguientes (Libia, Irán e Iraq, por este orden) alcanzamos un 78% del total de importaciones. Por si estos datos no fueran suficientes, si agrupamos los países pertenecientes a la OPEP, resulta que nos suministran un 51% de nuestras importaciones.

Ante estos datos, parece claro concluir que el suministro de crudo de la UE está excesivamente concentrado en unos pocos países, con el agravante de que más de la mitad del suministro proviene de un cártel de productores como la OPEP. Este hecho, junto con las perspectivas futuras de incremento de la dependencia de petróleo, ha provocado una creciente preocupación en Bruselas, tal como refleja el ya citado *Libro Verde*.

En todo caso, el hecho de que Noruega sea nuestro principal proveedor atenúa en cierta medida la preocupación a corto plazo, puesto que este país, además de ser políticamente estable (en una medida muy distinta a la que presentan tanto Rusia como los países de la OPEP), es un país europeo a todos los efectos, y comparte los valores y principios del resto de la Unión, por lo que se espera que a medio o largo plazo termine incorporándose a ésta. La otra cara de la moneda es, sin embargo, que a medio habrá que sustituir las importaciones de petróleo de Noruega por las de otro productor, siendo imposible que éste tenga una relación tan estrecha y con tantos puntos en común con la UE como aquél. Para calibrar la importancia de este hecho baste mencionar que al actual ritmo de producción de petróleo las reservas probadas de Noruega tan sólo durarán 7 años (el llamado ratio producción/reservas), mientras que las de Rusia durarán 19 años y las de la OPEP nada menos que 74 años (43).

A continuación vamos a pasar a analizar con más detalle los flujos energéticos hacia la UE de los principales proveedores de crudo de la Unión Europea.

(43) ENI: "World Oil and Gas Review" (2002).

Noruega

Noruega es el principal proveedor de crudo de la Unión Europea, con una cuota sobre el total de importaciones netas del 22,4%, algo más de dos millones de barriles diarios. Su producción total de crudo en 2000 ha alcanzado los 3.185 millones de barriles diarios, de los que más del 85% se destinan a la exportación.

Toda la producción noruega de crudo se realiza “off shore” (en el mar), centrada en cuatro zonas: la zonas sur, central y norte del Mar del Norte, así como el Mar de Noruega. La zona sur del Mar del Norte fue la primera en descubrirse, comenzando la producción del campo petrolífero Ekofisk en 1971. No obstante, y a pesar de que este yacimiento sigue siendo individualmente el que más produce, el grueso de la producción, con un 51% del total, se concentra en los yacimientos del Norte de este mar (Oseberg, Gullfaks, Statfjord, Troll...). La segunda y más reciente zona productora del país es el Mar de Noruega, gracias a los descubrimientos de importantes yacimientos durante los años noventa (Drauguen, Heidrun, Norne o Asgard), que le han permitido alcanzar un 24% de la producción total. El resto de la producción se reparte entre las zonas Sur (14%) y Centro (11%) del Mar del Norte.

En lo relativo al sistema de transporte de petróleo (véase Mapa correspondiente en el Anexo B), sólo las zonas petroleras del Mar del Norte disponen de oleoductos, mientras que todo el petróleo obtenido en el Mar de Noruega es cargado en buques para su transporte.

El petróleo de la zona Norte se puede enviar hacia Noruega mediante el oleoducto OTS (Oseberg Transport System) o mediante los oleoductos de

TABLA 5
Producción noruega de petróleo (2000)

Zona	Toneladas	Barriles/día	%
Norte del M.N.	81.227	1.631	51,21%
Mar de Noruega	38.180	767	24,07%
Sur del M.N.	21.857	439	13,78%
Centro del M.N.	17.362	349	10,95%
Total	158.626	3.185	100,00%

Fuente: OFFICIAL STATISTICS NORWAY (2002): “Oil and gas activity. 4th quarter 2001. Statistics and analysis”.

Troll I y II. La capacidad combinada de estos oleoductos es aproximadamente de 1,3 millones de barriles diarios, más del 80% de la producción de esta zona. No obstante, no todos los yacimientos están conectados directamente a estos oleoductos, por lo que, en caso de usarlos deberían primero ser cargados en buques. En esta zona también existe un oleoducto, el *Frostpipe*, que permite conectar los yacimientos más cercanos de la zona central del Mar del Norte con el *OTS*. Finalmente existe en esta zona un último sistema de oleoductos, los *Brent and Ninian System Pipelines*, que comunican los yacimientos más noroccidentales con la terminal petrolífera de Sullom Voe, en las Islas Shetland británicas. Por ellos transcurre principalmente petróleo británico, pero también una parte del crudo noruego de la zona.

En la zona Central del Mar del Norte se cuenta con el *Sleipner Condensate Pipeline*, con una capacidad máxima de 200.000 barriles diarios para llevar el crudo a Noruega, lo que representa más del 50% de la producción de la zona. Mucho más importante que el anterior es el *Forties Pipeline System*, que permite transportar el crudo de la zona hasta la terminal de Cruden Bay, al norte de Aberdeen (Escocia). En este caso, el uso de este oleoducto por petróleo noruego es muy limitado, por no decir inexistente, a pesar de estar conectado a un buen número de yacimientos noruegos.

Finalmente, en la zona Sur del Mar del Norte, donde se encuentra el mayor y más antiguo campo petrolífero noruego, Ekofisk, no existe oleoducto hacia Noruega, sino tan sólo hacia Inglaterra. Se trata del *Norpipe*, que abastece la terminal petrolífera de Teeside, con una capacidad máxima de 810.000 barriles por día, más del doble de la producción noruega de la zona (unos 439.000 barriles/día), por lo que para aprovechar su capacidad también recoge crudo británico de la zona.

En total, la capacidad de transporte de crudo noruego por oleoducto es de 2,34 millones de barriles diarios, mientras que la producción del Mar del Norte es de unos 2,42 millones de barriles diarios, por lo que, en principio, se podría transportar prácticamente todo el crudo noruego vía oleoducto. Sin embargo, en 1998 tan sólo unos 1,8 millones de barriles diarios se transportaron por oleoducto, lo que nos deja, dado que la producción en ese año fue similar a la del 2000 (un 5% menor tan sólo), unos 600.000 barriles diarios de exceso de capacidad, lo que puede ser cubierto con petróleo británico (44).

(44) INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS: "Inputs to the North Sea from the offshore oil & gas industry 1989 to 1998" (2001).

Finalmente, por lo que respecta al destino de las exportaciones noruegas de crudo, recogidas en la Tabla 6, la UE absorbe cerca del 77% del total (el otro mercado relevante es el norteamericano, repartiéndoselo prácticamente a partes iguales entre EEUU y Canadá). El principal socio comercial de Noruega en Europa es el Reino Unido, pero es interesante constatar como hasta un 30% de las exportaciones noruegas que llegan al Reino Unido se reenvían posteriormente hacia el continente (25%) y hacia Norteamérica (5%). Esto se debe a que el petróleo que llega por el *Norpipe* a Teeside, y por el *Brent and Ninian System Pipeline* a Sullom Voe, no obedece a una venta de petróleo noruego al Reino Unido, sino que es petróleo que se envía al Reino Unido por motivos geográficos para rebajar el coste del transporte (los yacimientos están más cerca del Reino Unido que de Noruega) o por encontrarse el Reino Unido más cerca de los mercados europeos que Noruega. Aunque estas cantidades tienen que ser contabilizadas estadísticamente como exportaciones noruegas al Reino Unido, son los propios exportadores noruegos los que están vendiendo este petróleo a terceros países desde Teeside o Sullom Voe, por lo que en realidad la exportación, digamos real, es a un tercer país y no al Reino Unido.

TABLA 6
Exportaciones noruegas de crudo (2000)
(miles de barriles diarios)

	Export. estadística	Re-exportación	Export. real	%
Reino Unido	875	-258	617	22,3%
Holanda	437	20	457	16,5%
Francia	294	103	396	14,3%
Suecia	181		181	6,5%
Alemania	112	63	174	6,3%
Bélgica	68	3	71	2,6%
Irlanda	58		58	2,1%
Italia	41	16	56	2,0%
Finlandia	50	0	50	1,8%
Dinamarca	46	0	46	1,7%
Portugal	8	7	15	0,6%
España		3	3	0,1%
Unión Europea	2.169	-43	2.126	76,9%
Resto de Europa		2	2	0,1%
Norteamérica	567	42	610	22,1%
Asia	27		27	1,0%
Errores u omisiones		-1	-1	
Total	2.764	0	2.764	100,0%

Fuente: OFFICIAL STATISTICS NORWAY (2002): "Oil and gas activity. 4th quarter 2001. Statistics and analysis".

Finalmente, las exportaciones noruegas directas hacia Europa continental, ya sea directamente desde las plataformas petrolíferas, o desde Noruega o desde Reino Unido, se tienen que realizar mediante petroleros, dado que no existe ningún oleoducto que comunique estas zonas con Europa, hasta el punto de que tampoco existe ningún oleoducto entre Noruega y Finlandia, Suecia o Dinamarca.

Rusia

Rusia es el segundo proveedor de crudo de la Unión Europea, con una cuota sobre el total de importaciones netas del 15,5%, alrededor de 1,4 millones de barriles diarios. Su producción total de crudo en 2000 alcanzó más de 7 millones de barriles al día, lo que le sitúa como tercer productor mundial tras Arabia Saudí y Estados Unidos. Las exportaciones alcanzaron un nivel aproximado de 4 millones de barriles diarios, un 57% de la producción total, lo que le permite ocupar la segunda posición de la clasificación mundial de exportadores de crudo (45), por detrás de Arabia Saudí pero por delante de Noruega.

En la Tabla 7 se muestran las principales regiones rusas productoras de crudo (véase Mapa en el Anexo B) (46). Como se puede ver, la producción se encuentra muy concentrada en Siberia, y más concretamente

TABLA 7
Producción rusa de crudo (2000)

Región	Millones de toneladas	Miles de barriles diarios	%
Rusia Europea	16	321	5,0%
Volga	46	924	14,2%
Urales	38	763	11,8%
Siberia	223	4.478	69,0%
(Tyumen)	(213)	(4.277)	(65,9%)
Total	323	6.486	100,0%

Fuente: IEA (2002): "Russian Energy Survey".

(45) ENI: "World Oil and Gas Review" (2002).

(46) Dependiendo de la fuente de información utilizada los datos pueden presentar variaciones o discrepancias que en algunas ocasiones son significativas.

TABLA 8
Exportaciones rusas de crudo
(miles de barriles diarios)

	1990	1994	2000	% (1990)	% (1994)	% (2000)
Antiguas repúblicas soviéticas	2.422	759	341	54,8%	29,6%	11,9%
Europa del Este	918	422	755	20,8%	16,4%	26,3%
Europa Occidental y otros	1.076	1.386	1.776	24,4%	54,0%	61,8%
Total	4.416	2.566	2.871	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: IEA: "Energy Policies of the Russian Federation"; IEA (2002) "Russian Energy Survey" (1995) y estimaciones propias.

en la región de Tyumen (Siberia Occidental), que produce un 66% del total de crudo ruso. Siberia es una vasta extensión de tierra que llega desde los Urales hasta el Pacífico, limitando por el Norte con el Océano Ártico y al Sur con Kazajstán, Mongolia y China. La congelación casi permanente del Océano Ártico le corta su salida natural al mar, por lo que toda la producción siberiana, y prácticamente toda la producción rusa de crudo, ha de ser transportada a grandes distancias mediante oleoductos hasta los mercados petrolíferos o hasta los puertos rusos del Mar Báltico o del Mar Negro.

La red de oleoductos rusa es la más extensa del mundo con unos 46.700 Km dentro de Rusia y unos 62.000 Km en total, si le añadimos los oleoductos de los países de la antigua Unión Soviética con destino o con origen en Rusia y los de los países del Este de Europa que son continuación de los oleoductos rusos (47). Esta impresionante red conecta nada menos que 17 países (Rusia, Ucrania, Bielorrusia, Kazajstán, Lituania, Letonia, Uzbekistán, Turkmenistán, Azerbaiyán, Polonia, República Checa, Eslovaquia, Hungría, Eslovenia, Croacia, Yugoslavia y Alemania), además de permitir exportar hacia muchos otros países desde los puertos del Mar Báltico o del Mar Negro.

En cuanto a sus principales mercados de exportación, recogidos en la Tabla 8, el primer problema que se presenta viene dado por el hecho de que el desglose por destinos no coincide con las cifras de exportaciones a nivel total, existiendo una importante diferencia cer-

(47) IEA: "Russian Energy Survey" (2002).

cana a un millón de barriles diarios en 1994 y 2000. Dado que no hemos encontrado una fuente alternativa con el desglose por países o zonas de las exportaciones rusas de petróleo no es posible contrastar los datos de la Agencia Internacional de la Energía. No obstante, podemos fijarnos en la evolución temporal de las exportaciones rusas por destinos geográficos, tal y como se muestra en la mitad derecha de la citada Tabla 8.

En 1990, cuando todavía existía la Unión Soviética, más del 75% de las exportaciones rusas se dirigían a las repúblicas soviéticas y a los países de Europa del Este bajo la órbita soviética. Tras su desintegración, en 1991, las exportaciones rusas a esas mismas zonas se reducen drásticamente, como consecuencia del colapso económico y la bancarrota de las economías socialistas. A mediados de los noventa, las exportaciones rusas de petróleo alcanzaron su mínimo desde la caída del régimen socialista, y para entonces la composición de las mismas había variado sustancialmente, con las exportaciones a Europa Occidental y otros destinos fuera del antiguo bloque socialista copando más del 50% del total. Este hecho no tiene nada de extraño, puesto que de los clientes de la antigua Unión Soviética sólo Occidente tenía intacta su capacidad adquisitiva. En la segunda mitad de la década las exportaciones rusas comienzan a recuperarse, pero ahora orientadas principalmente a los mercados internacionales, con la UE como uno de sus principales clientes, con más del 50% de sus exportaciones en 1999 (48). En el lado opuesto se sitúan las exportaciones a las antiguas repúblicas soviéticas, que en 1990 suponían más del 50% del total y en el 2000 tan sólo representaban un 12%.

La entrada de los 1,4 millones de barriles diarios que Rusia suministra a la Unión Europea (retomando los datos de la propia Unión) se produce principalmente a través de dos vías. La primera de ellas está formada por el oleoducto *Druzbha* (Amistad) y los puertos del Mar Báltico, desde donde se abastece a los países del norte de Europa (Finlandia, Alemania, Bélgica, Holanda y Reino Unido). La segunda llega hasta los puertos del Mar Negro, desde donde se suministra el crudo a los países del sur (Grecia, Italia, Francia y España). En la Tabla 9 se muestran los principales oleoductos y puntos de salida de petróleo ruso hacia Europa.

(48) EUROPEAN UNION: “*The EU-Russia Energy Partnership*”, www.europa.eu.int.

En relación con los datos recogidos en esa Tabla, cabe añadir que se especifican los oleoductos que surten los puntos de exportación hacia la UE. Los datos de estos oleoductos no se refieren a la capacidad o al flujo total que circula por el oleoducto, sino a la capacidad y cantidad total de crudo que, desde ellos, se suministra a los puntos de salida (puertos principalmente) desde donde se realizan las exportaciones a la UE. Desde esta perspectiva no se incluyen ni la capacidad ni los flujos de crudo que se destinan a las exportaciones rusas con destino a Europa del Este, a las antigua repúblicas soviéticas o al consumo interno en las refinerías rusas.

Como se puede ver, el crudo que sale por estos puntos excede en cerca de 400.000 barriles diarios a las importaciones comunitarias de Rusia, aunque esto es debido a que también se abastece desde estos puertos a otros clientes rusos, como EEUU, o algunos países de América Central y África. Llegados a este punto, resulta imposible desglosar en cada puerto la cantidad destinada a la Unión Europea o a otros clientes.

En función de los datos disponibles se puede ver que el transporte de crudo hacia Europa se reparte casi a partes iguales entre el oleoducto *Druzhba* y los oleoductos que desembocan en el Mar Negro. El *Druzhba* (véase Mapa correspondiente en el Anexo B) parte de Samara, en el sur de los Urales, donde conecta con todo el sistema de oleoductos que transportan el petróleo desde Siberia Occidental, y llega hasta la refinería bielorrusa de Mozyr, donde se separa en dos ramales, el Norte hacia Polonia y Alemania, pasando por Bielorrusia, y el sur hacia Hungría y Eslovaquia, tras atravesar el Oeste de Ucrania.

El ramal Norte abastece las refinerías polacas de Plock y Gdansk, siguiendo luego su camino hacia Alemania. El hecho de que Alemania sea el único país de Europa Occidental conectado directamente por oleoducto con Rusia no se debe a un énfasis especial en las relaciones energéticas entre estos dos países, sino a que este tramo se construyó antes de la caída del Muro de Berlín, para abastecer a la extinta República Democrática Alemana. El ramal Sur del *Druzhba* suministra petróleo a la República Checa, Eslovaquia, Hungría y a la antigua Yugoslavia. Aunque en un principio este ramal no se usaba para exportar crudo a Europa Occidental, a finales de 2002 se ha completado su conexión con el oleoducto croata *Adria*, lo que permitirá al crudo ruso alcanzar la terminal petrolífera de Omisalj, en el Mar Adriático, de gran importancia estratégica ya que le permite acceder de forma fácil y rápida al segundo importador de crudo de la UE, Italia, así como a los importantes mercados de Francia y España.

TABLA 9
Principales puntos de exportación de petróleo hacia la UE (2000)
(miles de barriles diarios)

	País	Capacidad	% Capacidad usada	Flujo real	%
Oleoducto <i>Druzbha</i>		1.084	84%	909	51,2%
Oleoducto <i>Lisichansk-Mar Negro</i>		783	111%	866	48,8%
Total		1.867	95%	1.775	100%
Mar Báltico		522	64%	335	18,9%
Ventspils	Letonia	361	75%	271	15,3%
Butinge Lituania		161	40%	64	3,6%
<i>Druzbha</i> Ramal Norte	Alemania	402	100%	402	22,6%
Mar Negro		944	110%	1.038	58,5%
Túpase	Rusia	100	115%	115	6,5%
Novorossisk	Rusia	683	110%	751	42,3%
Odessa	Ucrania	161	107%	172	9,7%
Total		1.867	95%	1.775	100%
Primorsk	Rusia	240			
Omisalj	Croacia	201			

Fuente: Estimación propia a partir de IEA: "Russia Energy Survey" (2002).

Finalmente, también existen en el *Druzbha*, antes de alcanzar las fronteras bielorrusa y ucrania y separarse en los ramales Norte y Sur, dos ramificaciones de menor capacidad. La primera de ellas, hacia el Sur, abastece el puerto ucraniano de Odessa; mientras que la segunda (281.000 barriles/día de capacidad), que se dirige al Norte, converge en la refinería bielorrusa de Polotsk con otro oleoducto de capacidad similar que recibe crudo del oleoducto que sale desde Yaroslav, más al norte. Desde aquella refinería sale el oleoducto que permite abastecer las terminales petrolíferas de Butinge y Ventspils, situadas en Lituania y Letonia respectivamente.

Los oleoductos que terminan en el Mar Negro también tienen su origen en el *Druzbha*, aunque lo abandonan muy pronto, para dirigirse hacia el sur entre los mares Negro y Caspio, y desembocar en el primero de ellos en las terminales de Tuapse y Novorossisk. Como se puede ver en la Tabla 9, es este segundo puerto por el que se canaliza la mayor parte (más de un 40%) de las exportaciones rusas con destino a Europa.

Si analizamos el porcentaje de utilización de las principales terminales de exportación se ve muy claramente como las terminales del Báltico

están operando muy por debajo de su capacidad (a un 64%), mientras que las del Mar Negro lo están haciendo por encima, llegando hasta un 115% en el caso de Tuapse. Tras la disolución del imperio soviético, las antiguas repúblicas soviéticas han pasado a ser Estados independientes y han comenzado a cobrar peajes por el crudo que circula por oleoducto por sus territorios. En esta nueva coyuntura, Rusia intenta minimizar sus pagos por estos conceptos, con lo que desvía la mayor parte posible de su crudo a sus propias terminales del Mar Negro, y puede hacerlo gracias a que casi todos los yacimientos están interconectados. También ocurre algo similar, aunque de forma menos acusada, con la terminal ucraniana de Odessa, que funciona “tan sólo” a un 107% de su capacidad, mientras que las terminales rusas del Mar Negro lo hacen a más del 110%.

Asimismo, y también con el fin de evitar o reducir el pago de peajes a las antiguas repúblicas soviéticas, Rusia está invirtiendo en la construcción de oleoductos que circulen exclusivamente por territorio ruso. El más representativo es el *BTC* (Baltic Transport System), desde Yaroslav hasta el puerto ruso de Primorsk en el Báltico, con una capacidad de unos 240.000 barriles diarios y que está operativo desde diciembre de 2001. En esta misma línea se enmarca el llamado *Ucranian bypass*, el oleoducto *Sukhodolnaya–Rodionovskaya*, inaugurado en septiembre del 2001, que evita que el petróleo circulante hacia las terminales rusas del Mar Negro pase por Ucrania, con el ahorro consiguiente de peajes.

LOS FLUJOS DE GAS NATURAL HACIA LA UNIÓN EUROPEA

El balance gasístico de la Unión Europea

En este sector de creciente importancia para la UE, y a pesar de lo que podría derivarse de una visión inicial, se da una concentración geográfica de la producción muy similar a la del petróleo. Entre los diez primeros productores mundiales de ambos productos los hay de Norteamérica (2), Oriente Medio (2), Rusia y Europa (2 en petróleo y 3 en gas natural). Sin embargo, desde un punto de vista cuantitativo, la producción de gas natural está más concentrada que la de petróleo, puesto que en ésta los cinco primeros realizan un 41% de la producción mundial y los diez primeros un 62%, mientras que en gas natural los cinco primeros producen un 59% y los diez primeros un 71%. Es en las reservas donde el gas natural está claramente menos concentrado que el crudo, ya que aunque en ambos hay

TABLA 10
Balance gasístico de la UE (2000)
(miles de millones de m³)

	UE	Ale	Aus	Bel	Din	Esp	Fin	Fra	Gre	Hol	Irl	Ita	Lux	Por	RU	Sue
Consumo	397,5	90,1	7,7	16,0	4,5	17,1	4,3	44,5	1,9	32,7	3,8	73,8	0,6	2,2	97,2	1,1
Producción	211,6	16,9	1,8		8,1	0,2		1,6	0,0	57,3	1,2	16,2			108,3	
Exportaciones	57,7	3,6			3,6			0,8		36,6					13,1	
Importaciones	243,6	76,8	5,9	16,0	0,0	16,9	4,3	43,6	1,9	12,0	2,6	57,6	0,6	2,2	2,0	1,1
Importación neta	185,9	73,2	5,9	16,0	-3,6	16,9	4,3	42,8	1,9	-24,6	2,6	57,6	0,6	2,2	-11,1	1,1

Fuente: BP (2001, 2002) "BP statistical review of world energy" y ENI (2002) "World oil and gas review".

cinco países de Oriente Medio entre los diez primeros en reservas, estos diez contabilizan el 85% de las reservas mundiales de crudo, por sólo un 75% de las de gas. No obstante, a medio y largo plazo los patrones de concentración geográfica de petróleo y gas natural van a ser muy similares, a partir del momento en que los países del Golfo Pérsico dejen de considerar secundario al gas natural. La UE no es ajena a este crecimiento en el uso del gas natural, tanto en la generación de energía eléctrica como en el consumo final de energía.

Al igual que ocurría con el petróleo, las reservas europeas de gas son bastante limitadas e insuficientes para abastecer la totalidad de una demanda creciente, por lo que en el futuro habrá que importar cada vez mayores cantidades, siendo el gas natural la fuente energética en la que más aumenta la dependencia para el 2020. El balance gasístico de la UE es bastante deficitario, tal y como se puede ver en la Tabla 10, ya que su producción interna cubre poco más de la mitad del consumo. Aunque la mayoría de los miembros de la Unión producen gas, tan sólo en los casos de Holanda y el Reino Unido, y en menor medida Italia y Alemania, las producciones son significativas, lo que da como resultado que, excepto Dinamarca, Holanda y el Reino Unido, los demás países de la UE son importadores netos.

Respecto a las exportaciones, donde las británicas y las holandesas representan más del 85% del total, casi un 93% (53.590 millones de m³) se exporta a la propia UE, siendo una cantidad residual la que se envía fuera del territorio comunitario, más concretamente, a Hungría, Polonia, Rumania y, sobre todo, a Suiza. A la hora de analizar los flujos vamos a

centrarnos exclusivamente en las importaciones netas, toda vez que las exportaciones de la UE, estrictamente hablando, apenas pasan de 4.000 millones de m³.

El comercio comunitario de gas natural en el mercado mundial

Como ya hemos comentado con anterioridad, cuando hablamos de flujos estamos hablando de comercio internacional, por lo que es interesante constatar cuál es la cuota del comercio exterior de gas natural de la UE en relación con el comercio mundial, puesto que esto nos dará una idea de su poder negociador. En la Tabla 11 se muestran los porcentajes que representa la UE del comercio de gas mundial.

Tal y como se puede apreciar en dicha Tabla, la Unión Europea es el primer mercado mundial para el comercio de gas, con una cuota cercana al 40% de las importaciones mundiales totales de gas natural. En gas natural en estado gaseoso, es decir, transportado por gasoducto, su cuota es de un 45%, duplicando al segundo mercado mundial, que es el norteamericano. En GNL, las importaciones de la UE representan poco más del 20% de las exportaciones mundiales, porcentaje que, aunque

TABLA 11
Comercio mundial de gas (2000)
(miles de millones de m³)

	Import. Gasoducto	Import. GNL	Import. Total	Export. gasoducto	Export. GNL	Export. Total	Balance neto total
América del Norte	106,7	6,2	113,0	106,7	1,7	108,4	-4,6
América del Sur	6,1		6,1	6,1	3,5	9,6	3,5
Europa Occidental	217,5	29,0	246,5	106,7		106,7	-139,8
Europa del Este	43,5		43,5				-43,5
Antigua URSS	89,3		89,3	222,3		222,3	133,0
Oriente Medio	13,0	3,7	16,7		23,4	23,4	6,8
África	1,0		1,0	35,3	32,7	68,1	67,1
Asia-Pacífico	1,5	98,0	99,5	1,5	75,6	77,1	-22,4
Total	478,6	137,0	615,6	478,6	137,0	615,6	0,0
Unión Europea	214,6	29,0	243,6	57,7		57,7	-185,9
% UE/Europa Occ.	98,7%	100,0%	98,8%	54,1%		54,1%	133,0%
% UE/Mundo	44,8%	21,2%	39,6%	12,1%		12,1%	

Fuente: BP "BP statistical review of world energy" (2001) y ENI "World oil and gas review" (2002).

pueda parecer pequeño, le transforma en el único mercado alternativo al asiático, liderado por Japón y Corea del Sur, que absorbe más del 70% de las exportaciones mundiales de GNL. Además, si nos detenemos en analizar el balance neto total de gas, se refuerza la idea de que la UE es el primer mercado mundial, ya que la mayor parte de las importaciones de gas a los otros dos grandes mercados mundiales se abastecen regionalmente casi en su totalidad. El último punto que merece ser destacado es que de los tres mercados mundiales más grandes (UE, EEUU y Asia), la Unión es el que se encuentra más diversificado entre gas natural gaseoso y líquido, ya que las importaciones de GNL representan un 12% de las totales, mientras que en Norteamérica tan sólo representan un 5,5% y en Asia copan el 98,5%.

Como se puede ver, la importancia de la UE en el mercado mundial de gas es muy superior a la que tiene en el mercado mundial de crudo, por lo que los beneficios de constituir una política energética común serán proporcionalmente mucho mayores que los obtenidos en los mercados petrolíferos. Además, en caso de que la UE logre presentarse como una única voz en la negociación de los intercambios comerciales, la obtención de estos beneficios será mucho más fácil que en el caso del petróleo, debido a que no existe, por el momento, un cartel gasista con un poder de negociación igual o similar al de la OPEP.

Rutas y proveedores de gas natural de la UE

En la Tabla 12 se muestran los proveedores de gas natural de la UE. Las principales conclusiones que se pueden obtener de su análisis son las siguientes:

- En primer lugar, una mayor concentración en los proveedores que en el caso del petróleo, ya que los tres principales proveedores de la UE (Rusia, Argelia y Noruega, por este orden) contabilizan más del 95% del total de las importaciones.
- La coincidencia como grandes proveedores de la UE de gas y petróleo de Noruega, Rusia, y de Argelia en menor medida, fortalece su posición negociadora ante la UE.
- El número de proveedores es bastante limitado, tan sólo 10, y de ellos sólo cuatro son representativos, los tres antes mencionados más Nigeria.

TABLA 12
Proveedores de gas natural a la UE (2000)
(miles de millones de m³)

	Importaciones						Export. Totales	% UE/ Total Export.
	GN	% GN	GNL	% GNL	Total	% Total		
Rusia	79,6	49,4%			79,6	41,9%	219,6	36,2%
África	34,0	21,1%	27,2	93,9%	61,2	32,2%	68,1	89,9%
Argelia	34,0	21,1%	22,1	76,2%	56,0	29,5%	61,6	90,9%
Nigeria			4,3	14,9%	4,3	2,3%	5,6	77,2%
Libia			0,8	2,8%	0,8	0,4%	0,8	100,0%
Noruega	47,5	29,5%			47,5	25,0%	49,0	96,9%
Trinidad y Tobago			0,8	2,7%	0,8	0,4%	3,5	22,5%
Oriente Medio			0,8	2,9%	0,8	0,4%	23,4	3,6%
Omán			0,1	0,3%	0,1	0,0%	2,5	3,2%
Qatar			0,5	1,6%	0,5	0,2%	14,0	3,3%
EAU			0,3	1,0%	0,3	0,2%	6,9	4,3%
Malasia			0,2	0,5%	0,2	0,1%	21,0	0,7%
Total	161,0	100,0%	29,0	100,0%	190,0	100,0%	384,6	49,4%

Fuente: BP (2001) "BP statistical review of world energy".

- La mayor parte de las importaciones (el 85% aproximadamente) se realizan por gasoducto, suministradas por los tres principales proveedores, Rusia, Argelia y Noruega. En el suministro del GNL la concentración es menor; de todos modos, entre Argelia y Nigeria controlan el 91% de las importaciones de GNL.
- El único proveedor de la UE que tiene flexibilidad para suministrar gas natural por gasoducto o GNL es Argelia, que además presenta un equilibrio significativo entre ambas formas de transporte. En lo que respecta a la UE, un 60% de las exportaciones argelinas son por gasoducto, mientras que el 40% restante son exportaciones de GNL.

Una vez analizados a nivel global los diferentes proveedores, vamos a pesar a analizar los casos de Rusia y Noruega más detalladamente (Argelia es objeto de análisis en el capítulo 3).

Rusia

Rusia es el primer país del mundo en reservas probadas de gas natural (32% del total mundial), el segundo en producción tras EEUU (22,5%) y el primero en exportaciones (24%). Teniendo en cuenta esto y su cercanía al mercado europeo no es de extrañar que sea el primer proveedor de gas natural de la UE, con una cuota del 42% sobre las importaciones comunitarias totales.

En la Tabla 13 se muestran los principales yacimientos rusos de gas (ver Mapa correspondiente en el Anexo B), todavía más concentrados que los de petróleo en la región de Siberia Occidental (donde se localiza el 88% de la producción). La empresa estatal de gas, *Gazprom*, ejerce un monopolio *de facto* sobre la producción nacional (acumula aproximadamente el 94% del total). Esta impresionante cuota de mercado le otorga una fuerte posición negociadora que, sin embargo, se ve minada por la necesidad de divisas para pagar su deuda.

La mayoría de la producción se consume internamente, quedando para la exportación tan sólo un 40%; lo que no le impide, sin embargo, ser el mayor exportador mundial de gas y el que cuenta con la mayor cartera

TABLA 13
Producción rusa de gas natural (2000)
(miles de millones de m³)

	Gas Natural	%
(<i>Gazprom</i>)	(523,1)	(94,2%)
Siberia	487,4	87,8%
Urengoy	193,3	34,8%
Yamburg	168,0	30,3%
Nadym	72,4	13,0%
Noyabrsk	49,0	8,8%
Otros	4,7	0,8%
Otras regiones	35,7	6,4%
Orenburg	24,1	4,3%
Otras	11,6	2,1%
Otras compañías	32,0	5,8%
Total	555,1	100,0%

Fuente: IEA "Russian Energy Survey" (2002) y ATON CAPITAL GROUP "Gazprom. The sleeping giant" (2001).

de clientes a nivel mundial (abastece de gas en diferentes grados a aproximadamente unos 30 países), todos ellos localizados en Europa o la Antigua URSS.

En lo que respecta a la UE, todo el gas natural ruso llega a través de gasoducto, ya que en la actualidad, ni Rusia ni los países vecinos disponen de plantas de licuefacción en las zonas costeras donde finalizan los gasoductos. Cuenta para ello (ver Mapa correspondiente en Anexo B) con dos importantes grupos de gasoductos, ambos con origen en Siberia Occidental, en los campos petrolíferos de Uronoy y Yamburg, los más importantes en volumen de producción. El primero de ellos, *llamado Northern Lights*, pasa al Norte de Moscú en dirección a Europa atravesando Bielorrusia, donde conecta con el *Yamal-1*, que atraviesa Polonia y finaliza en Alemania. El segundo, llamado *Brotherhood*, circula en paralelo al primero, pasando al sur de Moscú, y entrando en Europa por Ucrania, para después atravesar Eslovaquia y la República Checa, alcanzando finalmente Alemania, Austria, Suiza e incluso Italia. La capacidad combinada de los gasoductos que componen el *Brotherhood* es de unos 56.000 millones de m³, mientras que los del *Northern Lights* y el *Yamal-1* tienen una capacidad de 22.400 y 28.000 millones, respectivamente. Para dotar de flexibilidad al sistema se interconectan ambos sistemas en Ucrania Occidental. Finalmente, existen otros dos gasoductos o grupos de gasoductos que enlazan con Finlandia (*Volga/Urales-Viborg*, 2.800 millones de m³ de capacidad) y con los países del Mar Negro, incluyendo Grecia (*Soyuz*, 28.000 millones de m³).

Excepto las exportaciones a Finlandia y Grecia, que se hacen por el gasoducto *Volga/Urales-Viborg* y por el *Soyuz*, todas las importaciones rusas a la UE (unos 73.900 millones de m³) discurren por el sistema formado por el *Northern Lights*, el *Brotherhood* y el *Yamal-1* (unos 78.400 millones de m³ de capacidad), aunque no podemos precisar que cantidad de gas va a cada país por cada gasoducto debido a discrepancias entre los flujos y las capacidades. Lo que si podemos constatar, es que el sistema está funcionando casi al máximo de su capacidad (un 95%), lo que puede provocar “cuellos de botella” en un futuro próximo, si sigue creciendo la demanda de gas. Para evitar el colapso futuro del sistema, se están estudiando dos importantes proyectos, los gasoductos *North Transgas* y *Yamal-2*. El primero exportaría gas desde el Mar de Barents, pasando por el Báltico, a Finlandia, Suecia y Alemania; mientras que el *Yamal-2* correría paralelo al *Yamal-1*, desde Bielorrusia, cruzando Polonia, y finalizando en Alemania. Ante el elevado coste de construcción de ambas opciones, es improbable que se realicen los dos proyectos.

Noruega

En términos globales, Noruega es el primer proveedor de energía de la UE, siendo el primero en petróleo y el tercero en gas natural, con una cuota del 25% de las importaciones totales de la Unión. Su producción de gas natural, en el año 2000, fue de 53.076 millones de m³, de los que se exportaron 48.521; es decir, un 91%. En la Tabla 14 podemos apreciar como la producción se concentra principalmente en el Norte del Mar del Norte y también en el Mar de Noruega, tal y como sucedía en el caso del petróleo. Al mismo tiempo, interesa destacar que el 96,9% del total de sus exportaciones se dirige a la UE, concentrándose principalmente en Alemania y Francia, que acaparan el 65%.

El transporte del gas para consumo interno o para la exportación, se realiza exclusivamente por medio de gasoductos, ya que Noruega no dispone de plantas de producción de GNL. Su red es, curiosamente, mucho más extensa que la de crudo, a pesar de que las exportaciones de gas natural, medidas en toneladas equivalentes de petróleo, no llegan a la mitad de éstas. En la Tabla 15 figuran los datos más relevantes de los principales gasoductos utilizados para la exportación. Llama la atención que la capacidad total del sistema parece estar muy sobredimensionada, puesto que duplica el nivel actual de exportaciones. En el caso de Alemania el desequilibrio es espectacular, puesto que la capacidad instalada es de casi 50.000 millones de m³, para unas exportaciones que actualmente no llegan a 20.000. Aunque este exceso de capacidad le proporciona a Noruega una flexibilidad total en las entregas, el coste de sobredimensionar los gasoductos puede haber sido importante, sobre

TABLA 14
Producción noruega de petróleo (2000)
(miles de millones de m³)

Zona	Gas Natural	%
Norte	32.361	60,97%
Mar de Noruega	13.123	24,72%
Sur	6.195	11,67%
Centro	1.399	2,64%
Total general	53.078	100,00%

Fuente: OFFICIAL STATISTICS NORWAY "Oil and gas activity. 4th quarter 2001. Statistics and analysis". (2002).

todo teniendo en cuenta que, a largo plazo, sus exportaciones tenderán a disminuir debido al agotamiento de las reservas. También resulta destacable que todos los gasoductos tienen su origen en los propios yacimientos de gas, excepto el *Europipe II*, que lo tiene en la ciudad noruega de Karsto, que recibe a su vez el crudo del Mar de Noruega por el gasoducto *Asgard*, y de los yacimientos de Statfjord y Draupner por el sistema del *Statpipe*.

CONCLUSIONES

La característica principal de los flujos energéticos hacia la Unión Europea es la concentración, tanto en lo que se refiere a los proveedores como a las rutas de transporte. La consecuencia lógica de esta concentración es una dependencia creciente y preocupante con respecto a dichos proveedores. La gran concentración existente en la estructura mundial de la producción de petróleo y gas natural tiene su reflejo en la estructura de las importaciones comunitarias de estos productos energéticos, donde el 89% de las importaciones de crudo y el 99,5% de las de gas se realizan de dos países y un cártel petrolero (Rusia, Noruega y la OPEP). Además, en el marco temporal contemplado en este estudio, esta situación no tiene visos de mejorar sino todo lo contrario, ya que la dependencia de la UE aumentará al crecer la demanda de energía, mientras que la producción noruega de gas y petróleo, nuestro más seguro proveedor, va a comenzar a disminuir a medio plazo, y son precisamente Rusia y la OPEP los que acumulan el mayor volumen de reservas de gas y petróleo.

TABLA 15
Gasoductos noruegos para la exportación

Gasoducto	Origen	Destino	País	Longitud (km)	Capacidad (miles millones m ³)
<i>Franpipe</i>	Draupner	Dunquerque	Francia	840	16,0
<i>Europipe I</i>	Draupner	Emden	Alemania	620	13,0
<i>Europipe II</i>	Karsto	Emden	Alemania	658	21,7
<i>Norpipe</i>	Ekofisk	Emden	Alemania	442	14,0
<i>Zeepipe I</i>	Sleipner	Zeebrugge	Bélgica	800	12,6
<i>Vesterled</i>	Frigg	Saint Fergus	Reino Unido	45	12,5
Total				3.405	89,8

Fuente: Norwegian Petroleum Directorate "Offshore Norway Annual Report" (2001).

TABLA 16

Procedencia geográfica de las importaciones de hidrocarburos de la UE (2000)

(Mtep)

	Crudo	GN	Total	% Crudo	% GN	% Total
Mediterráneo	292,0	51,9	343,9	63,7%	30,4%	54,7%
Mar Negro	47,0		47,0	10,3%		7,5%
Noreste	53,4		53,4	11,7%		8,5%
Sudeste	126,0	0,8	126,8	27,5%	0,4%	20,1%
Sur	65,6	51,1	116,7	14,3%	29,9%	18,6%
Atlántico	137,0	47,3	184,4	29,9%	27,7%	29,3%
Mar del Norte	108,0	42,7	150,7	23,6%	25,0%	24,0%
América	15,2	0,7	15,9	3,3%	0,4%	2,5%
África	13,8	3,9	17,7	3,0%	2,3%	2,8%
Este (por tierra)	15,9	71,6	87,5	3,5%	41,9%	13,9%
Báltico	13,3		13,3	2,9%		2,1%
Total	458,3	170,9	629,1	100,0%	100,0%	100,0%

(Mtep).

En la Tabla 16 hemos resumido, desde un punto de vista geográfico, los flujos energéticos de entrada en la UE (los de salida son insignificantes comparados con éstos), agrupando las entradas de petróleo y gas en cuatro zonas, según provengan del Mediterráneo, del Atlántico, del Báltico o que entren en la UE por tierra, es decir por el Este desde Rusia.

Las entradas por el Mediterráneo las hemos desglosado a su vez entre Mar Negro, (crudo ruso y kazajo, principalmente), Noreste del Mediterráneo (crudo iraquí y sirio), Sudeste del Mediterráneo (crudo y gas natural de Oriente Medio y Egipto) y Sur del Mediterráneo (crudo y gas natural argelino y libio). Las entradas desde el Atlántico pueden llegar desde el Mar del Norte (crudo y gas noruego), desde África (crudo y gas de Nigeria y Camerún) y desde América (crudo venezolano, mexicano y gas de Trinidad y Tobago).

En el abastecimiento petrolífero hay un claro desequilibrio, con un mayor peso relativo del Mediterráneo frente al Atlántico, mientras que el suministro de gas es mucho más equilibrado, gracias al protagonismo del gas ruso que entra en la UE a través de los gasoductos terrestres. En términos agregados, por el Mediterráneo pasan más de la mitad de las importaciones de petróleo y gas natural. Estos datos refuerzan la gran importancia que tiene el Mediterráneo.

TABLA 17

Porcentaje de las exportaciones a la UE sobre las totales

Crudo			Gas Natural		
Proveedor	% Import./ Total UE	% Export./ Total Exportador	Proveedor	% Import./ Total UE %	% Export./ Total Exportador
Noruega	22,4%	76,9%	Rusia	37,7%	36,2%
Rusia	15,5%	40,0%*	Argelia	26,5%	90,9%
Arabia Saudí	13,5%	21,2%	Noruega	22,5%	96,9%
Libia	9,9%	95,8%	Nigeria	2,1%	77,2%
Irán	8,7%	36,9%	Libia	0,4%	100,0%
Iraq	7,9%	38,3%	Trinidad y T.	0,4%	22,5%
Nigeria	4,5%	22,0%	Qatar	0,2%	3,3%
Siria	3,2%	77,0%	EAU	0,1%	4,3%
Argelia	3,2%	76,7%	Malasia	0,1%	0,7%
OPEP	51,0%	17,60%	OPEP	32,6%	50,0%

* Este dato varía entre un 40% y un 60% dependiendo de las fuentes. Fuente: elaboración propia.

Frente a esa concentración en el abastecimiento, la UE sólo puede oponer su capacidad adquisitiva y su potencia comercial, puesto que su influencia política es muy inferior a la estadounidense. Es decir, para que se mantenga un intercambio estable y seguro de productos energéticos para la UE, la Unión necesitaría implicar a sus proveedores energéticos en una dinámica comercial en la que ellos también saliesen perjudicados en caso de interrumpirse el suministro a la UE. En la Tabla 17 se muestran los porcentajes que suponen las exportaciones a la UE para sus principales proveedores, aunque lo verdaderamente importante sería el saldo total de la balanza de pagos (balanza comercial, de capital y financiera) con cada uno de ellos.

De dicha Tabla 17 se deduce que los porcentajes de las ventas a la UE de los principales exportadores son muy importantes, sobre todo en el caso del gas natural. No obstante, ante una expansión de la demanda, sobre todo de la procedente del sudeste asiático, existen una serie de proveedores que pueden estar más tentados, o que les puede convenir más, dirigir sus exportaciones a esta zona y éstos son precisamente los países del Golfo Pérsico, que además no tienen una excesiva vinculación histórico-cultural con Europa. Además, es en estos países donde la importancia de las exportaciones a la UE, aunque significativa, es menor. Mientras que Noruega, Rusia, Argelia o Libia son más o menos “cautivos”

del mercado europeo por motivos geográficos o histórico-culturales, estos lazos son menos importantes con los principales países de la OPEP, por lo que sería con ellos con los que habría que potenciar los intercambios comerciales al máximo.

En lo que respecta al transporte, interesa potenciar la creación de infraestructuras suficientes que permitan adoptar rutas alternativas o duplicar las existentes. Sin embargo, esta política es difícil de aplicar; por una parte, debido a las limitaciones físicas (no se puede duplicar el Canal de Suez ni aumentar la capacidad del Estrecho de Gibraltar) y, por otra, debido a que unas infraestructuras que no se estén utilizando al 100% de su capacidad (que es lo que debería buscar la UE para tener la posibilidad de reorientar los flujos energéticos en caso de fallo de alguna infraestructura de transporte) es muy difícil “vendérselas” a los proveedores energéticos, lo que obligaría a la UE a asumir en solitario su coste total. No obstante, también está muy extendida la idea de que, sobre todo en el caso del petróleo, la existencia de un verdadero mercado internacional permite automáticamente canalizar las importaciones desde otros países u otras rutas. La principal crítica que se le puede hacer a esta idea “optimista” es que, para que esto ocurra, alguien debe tener capacidad de producción y exportación excedente y, en la situación actual, parece ser que Arabia Saudí es el único país del mundo a considerar, lo que, en la práctica, limita esas opciones.

Estas dos políticas (incremento de las relaciones comerciales y diversificación de las estructuras de transporte) tendrían que complementarse, además de con un dialogo fluido con los países productores y de tránsito, con una implicación activa, tanto económica como política y social, que fomente la estabilidad política y económica, siendo este punto especialmente importante en el entorno mediterráneo.

BIBLIOGRAFÍA

ATON CAPITAL GROUP: *“Gazprom. The Sleeping Giant”* (2001).

BP: *“BP Statistical Review of World Energy June 2002”*. www.bp.com. (2002).

COMISIÓN EUROPEA: *“European Union Energy Outlook to 2020”* (1999).

COMISIÓN EUROPEA: *“European Union Energy and Transport in Figures 2001”*. www.europa.eu.int. (2001).

- COMISIÓN EUROPEA: *“Libro Verde. Hacia una Estrategia Europea de Seguridad en el Abastecimiento Energético”*. www.europa.eu.int. (2001).
- COMISIÓN EUROPEA: *“The EU-Russia Energy Partnership”* www.europa.eu.int. (2001).
- CORES: *“Boletín Estadístico de Hidrocarburos. Resumen año 2001”*. www.cores.es. (2002).
- DAVIS, J. D.: *“Blue Gold: the Political Economy of Natural Gas”*. Allen & Unwin, Londres. 1984.
- EIA: *“Country Briefs”*. www.eia.doe.gov. (2002).
- EIA: *“International Energy Annual 2000”*. www.eia.doe.gov. (2002).
- EIA: *“International Energy Outlook 2002”*. www.eia.doe.gov. (2002).
- EIA: *“World Energy Database”*. www.eia.doe.gov. (2002).
- EIA: *“World Oil Transit Chokepoints”*. www.eia.doe.gov. (2002).
- ENI: *“World Oil and Gas Review 2002”*. www.eni.it. (2002).
- HORSNELL, P. y otros: *“The Mediterranean Basin in the World Petroleum Market”*. Oxford University Press, Oxford. 2000.
- IEA: *“Energy Policies of the Russian Federation”*. www.iea.org. (1995).
- IEA: *“Black Sea Energy Survey”*. www.iea.org. (2000).
- IEA: *“Russian Energy Survey”*. www.iea.org. (2002).
- MITCHELL, J. y otros: *“The New Geopolitics of Energy”*. The Royal Institute of International Affairs. 2000.
- NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE: *“Offshore Norway Annual Report 2001”*. 2002.
- OAPEP: *“Annual Statistical Report”*. www.oapec.org. (2001).
- OFFICIAL STATISTICS NORWAY: *“Oil and Gas Activity. 4th quarter 2001. Statistics and analysis”*. 2002.
- OPEP: *“Annual Statistical Bulletin 2001”*. www.opec.org. (2002).
- RIFKIN, J.: *“La economía del hidrógeno”*. Editorial Paidós, Barcelona, 2002.
- SAN MARTÍN, E., LORCA, A. y FERNÁNDEZ, M^a. A.: *“Argelia, la potencia energética mediterránea”*. Diálogo Mediterráneo, n.º 26; Octubre 2002.

CAPÍTULO SÉPTIMO

VISIÓN ESTRATÉGICA DE LA UE DEL SISTEMA ENERGÉTICO EN ORIENTE MEDIO

VISIÓN ESTRATÉGICA DE LA UE DEL SISTEMA ENERGÉTICO EN ORIENTE MEDIO

Por ÁNGEL LOSSADA TORRES-QUEVEDO

ORIENTE MEDIO-GOLFO PÉRSICO: CONSIDERACIONES GENERALES

Oriente Medio como unidad estratégica comprende dos entidades con una cierta autonomía propia, pero estrechamente interdependientes: el llamado Oriente Próximo o Levante y la Región del Golfo Pérsico o Árabe.

Oriente Próximo

La primera de ellas, Oriente Próximo, incluye Egipto, Jordania, Siria, Líbano, los Territorios Palestinos Ocupados e Israel. Este conjunto de países es menos relevante para la UE desde el punto de vista energético que los países del Golfo. Sin embargo, han sido objeto de una atención política y estratégica por parte de Bruselas muy superior a la que han recibido estos últimos. Desde el punto de vista europeo, por tanto, las consideraciones relativas a la seguridad en el abastecimiento energético no constituyen el centro de su visión estratégica de Oriente Próximo, aunque tampoco son ajenas a ella. Esa visión hacia esta zona se refleja en dos instrumentos principales. Por un lado, la política euro-mediterránea que, a través del Proceso de Barcelona, analizado en el capítulo 9, busca crear una zona de seguridad, estabilidad y prosperidad compartidas y que prevé actuaciones en el marco de la cooperación energética. Por otro, la participación europea en el Proceso de Paz en Oriente Medio que, en

estos momentos (diciembre de 2002) atraviesa una gravísima crisis pero que sigue siendo clave para la estabilidad de toda la región y, en última instancia, para la seguridad del abastecimiento energético de la Unión. Como señala el *Libro Verde* de la Comisión Europea, “las dificultades en el Proceso de Paz en Oriente Medio e Iraq, las incertidumbres en relación con Irán influyen en el comportamiento de la OPEP, sin que sea posible predecir con exactitud su alcance”.

Las dificultades en el conflicto árabe-israelí actúan como un factor irritante y permanente en la estabilidad de la región del Golfo, contribuyendo a radicalizar el carácter de las oposiciones políticas en el interior de estos países y a generar tendencias profundamente antioccidentales en sus opiniones públicas, que ven con desasosiego e indignación cómo se aplica lo que se considera un escandaloso “doble rasero” de EEUU y de la UE al enjuiciar cuestiones como los derechos humanos, la estabilidad regional, la proliferación armamentística o el incumplimiento del derecho internacional por parte de Israel, por un lado, y de los Estados árabes, por otro.

Tampoco cabe olvidar, como se ha puesto de manifiesto en los capítulos anteriores, que Egipto y Siria son productores de energía (petróleo y gas), y que por esta zona transitan una gran parte de los crudos que se consumen en la UE. Aunque en los últimos 30 años, y sobre todo después de los Acuerdos de Paz de Camp David entre Egipto e Israel, el tránsito por el Canal de Suez se ha mantenido inmune a las evoluciones del conflicto árabe-israelí, incluso en los momentos más duros, lo cierto es que también existen precedentes en los que una agudización excesiva del conflicto, que no es totalmente descartable, han motivado incertidumbres en el abastecimiento europeo (crisis de 1973). En cualquier caso, el mantenimiento de la situación actual tiene un impacto negativo en la racionalización, optimización y diversificación de las redes de transporte energético. Baste señalar a este respecto, que el oleoducto transárabe, que desde Arabia Saudí pasaba por Jordania y los Altos del Golán para desembocar en el Líbano, está fuera de servicio debido precisamente al conflicto árabe-israelí.

Por último, la falta de avances (y los retrocesos) en el Proceso de Paz impide progresar en la articulación de un auténtico sistema de seguridad regional colectiva —en el seno del cual se puedan abordar cuestiones como el control de armamentos, la proliferación de armas, los equilibrios regionales ...—, que cubren tanto el ámbito mediterráneo (Proceso de

Barcelona) como el de Oriente Medio-Golfo. En este contexto, y aunque no sólo por razones de seguridad energética pero también por ellas, la UE debe continuar implicada en la solución del conflicto de Oriente Medio, con el objetivo de estabilizar la región, facilitar la cooperación regional en el ámbito energético y eliminar factores de riesgo.

El Golfo Pérsico

La región del Golfo (Arábigo, Pérsico o ambos), como entidad estratégica relativamente independiente y con dinamismo propio, comprende Iraq, Irán y la península arábiga. En la península, Arabia Saudí, Kuwait, Qatar, Bahrein, Omán y los Emiratos Arabes Unidos forman el Consejo de Cooperación del Golfo (CCG), con Yemen en su periferia. A pesar de su relativa independencia como región, es preciso subrayar que en los últimos años ha tenido lugar un proceso de creciente interconexión con las zonas adyacentes, proceso que no siempre ha sido suficientemente tenido en cuenta al evaluar su posible evolución. Cabe señalar, a título de ejemplo, su interacción con el conflicto árabe-israelí y el moribundo Proceso de Paz en Oriente Medio, ya mencionada, la mayor influencia de Irán en Asia Central y el Caspio como consecuencia del colapso de antigua Unión Soviética, o la influencia en la seguridad del Golfo (en Irán por ejemplo) de los desarrollos de armamento nuclear en Pakistán e India.

La importancia estratégica de esta región para los países comunitarios, en un grado que ya ha quedado reflejado suficientemente en los capítulos 2 y 3, se deriva básicamente de sus recursos energéticos, vitales no solo para la UE sino para la economía mundial en su conjunto. Desde el punto de vista comunitario el nivel de sus importaciones y su grado de dependencia, tal como se recoge en los capítulos precedentes y, especialmente, en la Tabla 4 del capítulo 6, lo atestiguan de manera indudable.

En definitiva, a pesar de las políticas de diversificación tanto por productos energéticos como por regiones geográficas —recursos del Caspio—, y de la promoción de otro tipo de fuentes energéticas —energías renovables—, los análisis de los consumos actuales y de las tendencias para los próximos años, incluidos los del *Libro Verde* de la Comisión, no apuntan a una disminución de la importancia del Golfo para la seguridad del abastecimiento energético de la UE, sino todo lo contrario.

LAS POSIBILIDADES DE LA ACTUACIÓN DE LA UE Y SUS LIMITACIONES

En estas circunstancias parecería lógico que la UE intentara traducir en una estrategia regional dirigida al Golfo Pérsico la definición de seguridad en el abastecimiento energético que ofrece la Comisión en el ya citado *Libro Verde*:

La estrategia de seguridad de abastecimiento en la UE debe tratar de asegurar [...] la disponibilidad física y continuada de productos energéticos en el mercado a un precio asequible para todos los consumidores (particulares e industriales) dentro del respecto de las exigencias ambientales y en la perspectiva de desarrollo sostenible que se ha fijado el Tratado de la UE (artículos 2 y 6).

En una primera lectura de esta definición, se desprenden distintas posibles actuaciones ordenadas y coherentes para desarrollar una estrategia regional (complementaria de las políticas horizontales como la creación y gestión de reservas, la diversificación, etc.) destinada a contribuir a la garantía de la seguridad de abastecimiento energético:

- “disponibilidad física y continuada de productos energéticos en el mercado”; lo que implica desarrollar políticas que ayuden tanto a evitar posibles interrupciones, por razones de uso político de los recursos o por inestabilidad en los países productores o en los de tránsito, como a garantizar que se realizan las inversiones necesarias que permitan aumentar la capacidad de producción para cubrir y adelantarse al previsto crecimiento de la demanda (lo cual está estrechamente relacionado con la evolución de los precios);
- “a un precio asequible”; a lo que se podría contribuir por medio del diálogo entre consumidores y productores que la propia Comisión propugna;
- “dentro del respeto de las exigencias ambientales y en la perspectiva del desarrollo sostenible...”, lo que supone introducir estas consideraciones en el marco de las relaciones con los países de la región.

Sin embargo, esto no ha sucedido así por varias razones, algunas de las cuales reflejan con cierta claridad los límites y carencias a las que la UE se enfrenta a la hora de dotarse de una visión estratégica propia de la región, en general, y de los aspectos vinculados al abastecimiento ener-

gético, en particular. Algunas de estas razones aparecen indicadas en el propio *Libro Verde*:

- Aunque sus miembros son interdependientes en materia energética y esta política sectorial ha adquirido una nueva dimensión comunitaria, ello no se ha traducido en nuevas competencias comunitarias. Estas políticas siguen siendo básicamente nacionales y la capacidad de negociación de la UE es reducida.
- Como la Comisión subraya, acertadamente, la UE dispone de un margen muy pequeño para actuar sobre la oferta exterior de la energía y también para disminuir su dependencia exterior, que previsiblemente seguirá aumentando. Teniendo en cuenta que el mercado petrolero mundial es global y deslocalizado, la seguridad del abastecimiento de este producto es básicamente también global y se plantean cuestiones como la de quién debe soportar sus costes. Existen multitud de actores concernidos: países productores, países importadores, empresas privadas y compañías nacionales de petróleo, entidades políticas regionales, etc. Las decisiones para adoptar medidas orientadas a la seguridad del abastecimiento y el reparto de sus costes entre beneficiarios directos e indirectos son extraordinariamente complejas, e incluyen temas como los costes relativos a la creación y mantenimiento de una capacidad de producción por encima de la demanda, los de creación de múltiples vías de tránsito e interconexiones de redes por razones de seguridad, los de almacenamiento, los medioambientales... (49). Todas estas cuestiones no pueden ser resueltas por las fuerzas del mercado exclusivamente, pero rebasan con creces la capacidad global de actuación de la UE, lo cual no quiere decir que haya una incapacidad absoluta de actuar, como el propio *Libro Verde* señala.

Esta situación lleva la UE a concentrar su estrategia en actuaciones sobre la demanda, destinadas a reducir los riesgos derivados de la dependencia por medio del equilibrio y de la diversificación de las fuentes de abastecimiento (por productos y por regiones geopolíticas) y buscando la adhesión de los países productores a la Organización Mundial del Comercio (OMC). A pesar de ello, la propia Comisión Europea señala que *“la política de diversificación del*

(49) CHATELUS, MICHEL: *Oil Security and Relations between the Gulf Countries and the EU*, Robert Schuman Center for Advanced Studies, Policy Paper 02/03, Italia, enero 2002.

abastecimiento europeo no ha librado a la UE de una dependencia de Oriente Medio, en petróleo, y de Rusia, en gas". No obstante lo anterior, y dentro del pequeño margen de maniobra disponible, la Comisión anima a garantizar el abastecimiento exterior por medio de un diálogo permanente con los países productores. En esa línea, y en estos últimos años, se han producido ciertos avances con los países del Golfo, aunque todavía son insuficientes y modestos para estructurar este tipo de diálogos con Irán y el CCG.

- Dado el carácter mundial y globalizado del mercado de hidrocarburos, una actuación centrada en el enfoque regional es extraordinariamente complicada.
- Por último, desde el punto de vista político y general, a diferencia de lo que ocurre en el Mediterráneo, donde la UE, a través del Proceso de Barcelona, ha diseñado una visión estratégica y global y se ha dotado de los instrumentos necesarios para ponerla en práctica, en Oriente Medio, el sistema de equilibrios regionales que impera desde la Guerra del Golfo (1991) y que ahora está en quiebra y sujeto a una profunda revisión, es de inspiración esencialmente estadounidense. La UE ha contribuido a ponerlo en práctica y ha aumentado su margen de actuación en los últimos años, pero, en lo fundamental, carece de una visión estratégica regional propia y, probablemente, de los medios para ponerla en práctica.

Convergencias y divergencias UE-EEUU

La Unión Europea y Estados Unidos comparten un interés estratégico a largo plazo en la estabilidad política de la región del Golfo y en la seguridad de los abastecimientos energéticos procedentes de ella. Fue ésta una de las razones que hizo que unieran sus fuerzas en la Guerra del Golfo, en 1991, para liberar Kuwait de la ocupación iraquí. Sin embargo, sus percepciones han ido divergiendo a lo largo de los años noventa hasta llegar a visiones diferentes, aunque no radicalmente opuestas, sobre la estabilidad regional y la solución de los conflictos.

La Guerra del Golfo llevó a una reformulación de la política estadounidense basada en tres pilares: la llamada "doble contención" de Irán e Iraq (durante la Guerra Irán-Iraq (1980-88) apoyaron a este último), la garantía de la seguridad y estabilidad de las monarquías del Golfo, a través de una importante presencia de sus tropas en la zona y de las ventas masivas de

armamento, y la desvinculación de la situación en el Golfo de los vaivenes del conflicto árabe-israelí, evitando que los acontecimientos en uno y otro ámbito se influyeran negativamente, a través del lanzamiento del ya mencionado Proceso de Paz. Este modelo, como se verá más adelante, está prácticamente en quiebra, agudizada tras los atentados terroristas del 11 de septiembre de 2001 en Washington y Nueva York. La Unión Europea que, por un lado, como se ha señalado, carece de una visión propia realmente global que dé coherencia a su actuación, y que, por otro lado, tiene una mayor dependencia energética y da una gran importancia a sus intercambios comerciales con la zona, ha mantenido un enfoque más centrado en cuestiones como la cooperación económica, las inversiones y la integración regional, especialmente con el CCG, que en los instrumentos de carácter sancionador o de seguridad militar, que son centrales en la visión de Washington, especialmente en lo relativo a las armas de destrucción masiva. Por otra parte, en la UE se ha ido creando una incomodidad creciente, que gradualmente se ha traducido en los hechos, con la política estadounidense de aislamiento de Irán y, aunque en menor medida debido a la falta de consenso entre los Estados miembros, en relación con el embargo a Iraq, el mantenimiento de las sanciones y las zonas de exclusión aérea. La persistencia de estas discrepancias ha sido patente en la discusión de la Resolución 1441 del Consejo de Seguridad sobre Iraq.

De lo anterior no se desprende un panorama de Oriente Medio demasiado alentador. Existe un altísimo grado de inestabilidad con numerosos conflictos abiertos y otros potenciales. Los equilibrios regionales que existían hasta ahora y la visión de los Estados Unidos que los estructuraba están sujetos a una revisión profunda, cuyos resultados son inciertos, y sobre los que hay indicios de tentaciones unilaterales que pueden no coincidir necesariamente con los intereses comunitarios. La UE carece de una estrategia alternativa global, dispone de unos medios limitados, no sólo militares sino también económicos y políticos y, a pesar de las medidas de diversificación energética y de las actuaciones sobre la demanda, su dependencia del crudo de la zona se mantiene y tiene tendencia a aumentar en el futuro.

En estas circunstancias, no parece adecuado confiar excesivamente, o basar las políticas de la UE, en ideas que tienden a minimizar la importancia de la estabilidad regional en los abastecimientos energéticos procedentes de Oriente Medio con argumentos basados en la tesis de que “el petróleo no se come” y que, por tanto, cualquiera que sea su orientación políti-

ca, los países productores perderían más que los compradores si cortaran los suministros, o de que las fuerzas del mercado son capaces de dominar y minimizar los riesgos de una utilización política de los recursos por parte de los proveedores del Golfo. Es cierto que en el pasado reciente no ha habido ejemplos de interrupción de los flujos por estas razones, pero también lo es que una inestabilidad regional creciente, en ausencia de instrumentos comunitarios eficaces, hace más arriesgada su situación energética y su dependencia no sólo de la situación en el Golfo, sino de las políticas de EEUU en esta región, políticas que pueden no siempre coincidir con los intereses de la Unión. Por otra parte, aunque la probabilidad de un corte en los abastecimientos procedentes del Golfo, duradero y globalizado, como consecuencia de los conflictos o inestabilidades internos de los países de la zona sea más bien escasa, no cabe excluir que se produzcan alteraciones coyunturales (como el posible nuevo conflicto en Iraq).

El mantenimiento de una región con creciente inestabilidad, y con conflictos crónicos que se abren de nuevo, hace, además, que los riesgos para el transporte sean mayores (atacados terroristas) y que la frecuencia de crisis coyunturales que afecten al mercado sea cada vez mayor. Por todo ello, la UE debe tener todo el interés en maximizar su margen de maniobra regional para, además de las medidas relacionadas con la demanda que propone la Comisión, actuar en los ámbitos siguientes:

- Seguir desarrollando en Oriente Medio el enfoque que es característico de la UE, utilizando el ejemplo del Proceso de Barcelona y buscando una mayor seguridad cooperativa. En particular, asegurando su participación en el Proceso de Paz en Oriente Medio y, en especial en los aspectos de cooperación regional y multilaterales, que será necesario reanudar cuando se supere la crisis actual; profundizando en el diálogo establecido con Irán; dando mayor contenido al marco institucional de las relaciones con el CCG; y, por último, preparando una respuesta comunitaria al Iraq post-Sadam.
- Profundizar en una visión estratégica global de la zona que dé coherencia a todos estos elementos y permita su “triangulación” con el Proceso de Barcelona, tanto en los ámbitos económicos y políticos como de seguridad. Naturalmente, esta visión todavía está lejos de lo que los consensos intraeuropeos permiten y requeriría también, para ser eficaz, un intenso diálogo transatlántico.
- Desarrollar de forma más ambiciosa los diálogos en materia de energía con los productores, especialmente con Irán y con el CCG.

- En el caso del gas natural, se podrían aprovechar las reservas de Oriente Medio para contribuir a la necesaria diversificación de los suministros y hacer frente al previsto aumento de la demanda, en el marco de proyectos, incluida la posible construcción de gasoductos, que sirvan al mismo tiempo para integrar en las redes energéticas que distribuyen este producto a los países consumidores de energía de la orilla oriental del Mediterráneo, también miembros del Proceso de Barcelona (Siria, Jordania, Líbano, Turquía y cuando ello sea posible, Israel).

A continuación, se examinan con más detalle estos puntos.

INCERTIDUMBRES EN LA REGIÓN Y CAMBIOS EN LA ACTITUD DE EEUU

Cuando a principios de la Administración Clinton, poco después de la Guerra del Golfo, los responsables del Departamento de Estado hicieron pública su nueva política de “doble contención”, dejaron al mismo tiempo claro que no se trataba de una política exclusivamente destinada a Irán e Iraq, sino que formaba parte de una visión regional total que incluía la promoción de la paz entre árabes e israelíes, los esfuerzos para controlar la proliferación de armas de destrucción masiva en la región y la promoción de la democracia y el bienestar económico en la zona. Si se juzgan los resultados por este estándar, no resultan, en el mejor de los casos, demasiado satisfactorios. Dejando a un lado los esfuerzos, finalmente infructuosos, de la última Administración Clinton para sacar adelante un proceso de paz que ya estaba seriamente dañado, los Estados Unidos se han limitado en buena medida a seguir desarrollando una política centrada exclusivamente en dos objetivos: seguridad energética y estabilidad política, entendiendo esta última como el mantenimiento y apoyo de los regímenes leales a Washington, básicamente a través de ayuda económica y militar. Por ello, en términos globales, no se ha avanzado en el establecimiento de mayores niveles de cooperación regional, económica y de seguridad, para los cuales era necesario que se encauzara previamente el conflicto árabe-israelí.

Ahora bien, si a lo largo de la pasada década el abastecimiento energético era la prioridad, y la estabilidad en la zona un instrumento para alcanzar ese objetivo (con todas las matizaciones necesarias para frenar la proliferación y garantizar la seguridad de Israel), a partir del 11 de sep-

tiembre garantizar la seguridad misma de EEUU, de su territorio, y arrancar de cuajo la amenaza terrorista que hunde sus raíces en Oriente Medio se ha convertido en la primera de las prioridades de Washington. Una prioridad que va más allá de la pura guerra antiterrorista y que pasa, probablemente, por delante de consideraciones energéticas, al menos a corto plazo: EEUU es menos dependiente que la UE de los crudos del Golfo, y distintas señales apuntan a que lo está siendo aún menos. La actual actitud hacia Iraq es un ejemplo paradigmático de sus nuevas prioridades de seguridad.

IRAQ

Desde la Guerra del Golfo, Iraq ha estado sometido a uno de los embargos más largos y estrictos de la historia de la humanidad. Sin embargo, a pesar de los terroríficos costes que ha supuesto para la población, las sanciones están lejos de haber producido los resultados apetecidos. En el ámbito del desarme, es cierto que mientras pudieron llevar a cabo su labor, los inspectores de la ONU destruyeron más armas de destrucción masiva que las que se utilizaron durante la Guerra del Golfo, y que prácticamente estaban a punto de finalizar la fase de desarme que le había encargado el Consejo de Seguridad en el ámbito de los misiles, las armas químicas y los programas nucleares. Pero desde 1998, cuando los EEUU lanzaron la operación “Zorro del Desierto”, que llevó a Irak a provocar la salida de los inspectores, hasta ahora, existen fuertes sospechas de que las autoridades iraquíes podrían haber reanudado sus programas armamentísticos. Además, como señala Alain Gresh (50), el esfuerzo de desarme de Iraq se concebía como parte de un programa más amplio de desarme regional explicitado en la propia Resolución 687 del Consejo de Seguridad de Naciones Unidas que imponía sus obligaciones a Iraq.

En ninguno de los objetivos regionales de desarme de esta Resolución se han producido avances de importancia en los últimos diez años, entre otras razones debido al bloqueo del Proceso de Paz, en el que el grupo de trabajo multilateral sobre seguridad y control de armamentos quedó muy pronto paralizado por la falta de avances en la banda palestina. En definitiva, en el ámbito del desarme más de diez años de sanciones no

(50) GRESH, ALAIN: “Iraq beyond Sanctions”, en *Future perspectives for European Gulf Relations*, Christian-Peter Hanelt, Felix Neugart & Mathias Peitz (eds.), Munich/Guetersloh, 2000.

han logrado cumplir con sus objetivos. Hasta después del 11-S, tampoco Washington, a pesar de la dureza de sus posiciones, mostraba una urgencia excesiva para poner fin a esta situación.

Tampoco en relación con el cambio de régimen —otro objetivo explícitamente enunciado por la Administración de EEUU (Iraq Liberation Act)— las sanciones han producido los resultados apetecidos. El régimen iraquí ha sabido aprovechar en su beneficio las penurias de la población, actuando como distribuidor único de los escasos recursos y manipulando los sistemas de racionamiento. Asimismo, se han agudizado sus rasgos más represores. El resultado ha sido un aumento considerable de las violaciones de los derechos humanos, la aniquilación de cualquier oposición interna, la descomposición y el empobrecimiento de las clases medias y un sentimiento antiamericano y antioccidental generalizado que no facilitará en absoluto una eventual democratización del país cuando desaparezca Sadam Husein. Por último, las consecuencias económicas de las sanciones en los países vecinos, especialmente Jordania y Siria, que dependen en buena medida del petróleo subvencionado que les llega de Iraq, acabaron motivando una erosión gradual del embargo y la llegada ilegal de numerosas mercancías a Iraq.

En definitiva, la situación al final de la Administración Clinton hacía ya insostenible la política de contención de Iraq. Esto explica que Washington empezara a buscar alternativas que, aún sin renunciar a su propia agenda, le permitieran restablecer la unidad en el seno del Consejo de Seguridad. Para ello, lanzaron el debate sobre las “sanciones inteligentes”, con el objetivo de centrarlas más en los aspectos de control de armas, aligerando su peso sobre la población. Sin embargo, este debate y las resoluciones del Consejo de Seguridad a que dio lugar no han llegado a aplicarse por el cambio brutal que ha supuesto el 11 de septiembre.

Prácticamente todos los analistas estadounidenses conceden que no hay conexión alguna establecida entre Sadam Husein y Al Qaeda, y que un eventual ataque a Iraq no forma parte exactamente de la lucha contra el terrorismo. Pero es indicativa del estado de opinión en Washington la afirmación de M. Indyk y coautores en el sentido de que:

(...) no hay pruebas de que Sadam estuviera implicado en el 11-S. Probablemente no lo estaba. Pero lo que ocurrió el 11 de septiembre (y en los ataques con ántrax que siguieron) demuestra claramente, sin embargo, el tipo de destrucción que podría resultar si Sadam pro-

porcionara a terroristas armas biológicas o nucleares. Ésta es la razón por la que hay un consenso general en los EEUU sobre que el derrocamiento de Sadam Husein es una buena cosa (51).

Queda claro así que la cuestión no es sólo quién está detrás de Al Qaeda. La cuestión es que en Oriente Medio (y en otros lugares) hay numerosos actores (gobiernos, grupos, organizaciones) manifiestamente hostiles a los EEUU y dotados de medios que suponen una amenaza a la que es urgente hacer frente. Afganistán ha sido el primer paso. Por el momento, el debate interno en EEUU entre quienes favorecían una intervención militar unilateral inmediata en Iraq y quienes pensaban que era mejor forzar una resolución del Consejo de Seguridad para, llegado el caso, obtener una mayor legitimación y apoyo internacional, puede haberse saldado a favor de estos últimos. El mismo artículo citado, publicado antes de la aprobación de la Resolución 1441 del Consejo de Seguridad, resume bien la estrategia que parece haberse impuesto:

Con el fin de conseguir apoyo diplomático para una invasión en Iraq [...] es necesario justificar la acción militar no sólo en términos de prevención de futuras amenazas, sino también en términos de la negativa de Sadam de acatar la legislación internacional [...]. Por muy reacios que sean los líderes mundiales y europeos a una invasión de Iraq por parte de los EEUU, les resultará todavía más difícil oponerse a ella si éstos actúan en nombre de una resolución clara y existente del Consejo de Seguridad de las NNUU. Una buena parte de la administración Bush es muy reticente a la hora de adoptar esta vía, puesto que podría brindarle una "salida" a Sadam [...]. En este temido escenario, Sadam, intuyendo la determinación americana de derrocarlo, aceptaría a los inspectores para anticiparse a una invasión [...]. Estas preocupaciones son reales. Realmente, sería irónico que Washington utilizara las inspecciones como una forma de justificar la invasión para acabar descubriendo que la falsa cooperación de Iraq deja en realidad aislados a los Estados Unidos en vez de a este último. Para anticiparse a esta posibilidad, los Estados Unidos y sus aliados internacionales tendrán que elevar el listón de la cooperación utilizando cualquier retraso o parcialidad en el cumplimiento de los requisitos de las Naciones Unidas como un casus belli justificable. [...]

(51) GORDON, PHILIP; INDYK MARTIN (exsecretario de Estado Adjunto para Oriente Medio); y O'HANLON, MICHAEL E.: "Getting serious about Irak", Survival, Vol. 44, N. 3, pp. 9-22. (2002).

De lo anterior se desprende que lo mínimo que se espera de Iraq es un cambio radical y real de régimen y una transparencia relativa a las armas de destrucción masiva, equivalente a una *probatio diabolica*. Si esto no se produce, y es muy probable que así sea, el ataque a Iraq se convierte en una opción prácticamente inevitable, con unas consecuencias regionales altamente impredecibles. Estas dependerán en buena medida de la duración y número de víctimas de la campaña (sobre lo que existen numerosas especulaciones, aunque todo apunta a que será difícil y costosa), de la claridad con que se perciba en la zona la voluntad de EEUU de llegar hasta el final, del posible uso de armas de destrucción masiva, de la eventual participación de Israel, de la probable suspensión de los flujos de petróleo desde Iraq —lo que, al menos en el corto plazo, provocará una subida de precios hasta que la situación se estabilice—, etc.

En el ámbito interno, tendrá como consecuencia la caída del régimen y un periodo más o menos largo de incertidumbre, pero la estabilización del país requerirá una presencia externa y duradera. La Unión Europea, que en el marco de estos diez años de sanciones apenas ha desempeñado papel relevante alguno, salvo en relación con la ayuda humanitaria, debería encontrar más fácil consensuar entre sí, con los EEUU y con los países de la región un programa conjunto para contribuir a la reinserción de Iraq en la región y en la comunidad internacional, basado en la reconstrucción económica del país y en la optimización de sus instalaciones petrolíferas, el mantenimiento de la integridad territorial en el marco de un sistema descentralizado y con garantías en el Kurdistán, la cancelación condicional de la deuda y de las reparaciones de guerra, y el apoyo a la reconstrucción social, económica y político-institucional, siendo conscientes de que cualquier proceso democratizador será largo y costoso.

En cuanto al impacto en el mercado de la energía de una invasión y un cambio posterior de régimen, la mayoría de los analistas coinciden en señalar que si las operaciones militares son rápidas y el cambio de régimen relativamente ordenado, este escenario tendría un impacto limitado en los precios y abastecimientos del petróleo. Previsiblemente, el comienzo de las acciones militares supondría un aumento de los precios y la disminución o desaparición del petróleo iraquí en el mercado (que Arabia Saudí podría sustituir). Posteriormente, los precios volverían a bajar, como ocurrió en la guerra de 1991. Por otra parte, el cambio de régimen, el levantamiento de las sanciones y el previsible desembarco de las compañías petrolíferas norteamericanas y europeas (en una competencia que ya resulta fácil de adivinar) podrían hacer que Iraq aumentara su producción

de petróleo hasta los 6 millones de barriles/día, desde los cerca de 3 que produce, con sus maltrechas instalaciones, en la actualidad. Este aumento de la producción iraquí contribuiría a incrementar las presiones a la baja sobre los precios en los próximos años. Por el contrario, si la campaña se prolonga, o si a resultas de la misma quedan seriamente dañados los pozos iraquíes o, peor aún, los pozos kuwaitíes o saudíes, los resultados serían mucho más impredecibles y mucho menos alentadores.

Finalmente, la caída del régimen de Sadam Husein y la reinserción de Iraq en la comunidad internacional (suponiendo que sea posible controlar las consecuencias regionales inmediatas y evitar que Iraq se suma en el caos interno) podrían cambiar sustancialmente toda la región a medio y largo plazo. Como señala M. Indyk (et al.):

ello acabaría con la amenaza que suponen las armas de destrucción masiva iraquíes, o al menos la reduciría notablemente. Con toda probabilidad, también ayudaría a reducir la dependencia occidental de Arabia Saudí (así como la dependencia de Arabia Saudí de occidente), y eliminaría la necesidad de mantener tropas americanas en este país, cambiando radicalmente de este modo las dinámicas existentes en Oriente Medio (52).

La Unión Europea debería estar preparada para hacer una contribución coherente y acorde con sus intereses al nuevo sistema de equilibrios regionales que los posibles cambios que se avecinan apuntan en el horizonte.

IRÁN

Aunque EEUU y la UE comparten en mayor o menor grado un buen número de preocupaciones relacionadas con este país (armas de destrucción masiva, actitud negativa frente al proceso de paz árabe-israelí, apoyo al grupo libanés *Hezbollah*, hostilidad hacia Israel, derechos humanos, etc.), sus políticas hacia Irán han ido haciéndose cada vez más divergentes, sobre todo desde el proceso de reformas iniciado por el Presidente Jatami. La elección del actual presidente, en 1997, marcó un punto de inflexión fundamental en la evolución interna y en las relaciones exteriores del país.

(52) Este párrafo del artículo ya citado apunta con claridad meridiana que lo que está en juego es el diseño regional en su conjunto y no sólo la “cuestión iraquí”.

En el ámbito interno, el equipo presidencial lanzó un programa de reformas destinadas a propiciar una apertura del régimen, tanto política como económica, sin poner en cuestión, no obstante, las bases religiosas de su legitimidad. En lo político, estas reformas se tradujeron en un incremento gradual de la libertad de expresión y manifestación, un mayor y más libre asociacionismo político y civil, una mejoría de la situación de la mujer y de los derechos humanos y una relajación de los aspectos más represivos, en lo social, del régimen. En lo económico, la apertura está dirigida básicamente a mejorar la eficacia del sistema, que se enfrentaba a una crisis abierta. En la esfera exterior, el proceso de reformas se ha traducido en una voluntad de acercamiento hacia Occidente, en la mejoría de las relaciones con sus vecinos, especialmente Arabia Saudí y los países del Golfo, y en el abandono, al menos parcial, de las políticas destinadas a exportar la *revolución islámica*. Resumiendo, se han dado pasos hacia una política exterior más pragmática y menos ideologizada que, sin embargo, sigue siendo, y lo seguirá en un futuro, esencialmente nacionalista: Irán es un gran país de la región y tiene voluntad de pesar en ella (lo cual es una constante en la historia de este país, con independencia del tipo de gobierno que lo dirija). Es cierto, sin embargo, que persisten áreas de preocupación para Occidente, entre las que se encuentra la hostilidad de las autoridades iraníes hacia el Proceso de Paz en Oriente Medio (muy matizada en los últimos años), los posibles programas de armas de destrucción masiva y, en última instancia, la relación entre Irán y el terrorismo. En relación con este último punto, es importante subrayar que no hay constancia en los últimos años de implicación alguna de las autoridades iraníes en actividades de tipo terrorista.

Todo este conjunto de reformas graduales no está, sin embargo, exento de controversia interna. Los reformistas, encabezados por el propio Jatami, constituyen una constelación cuya amalgama es el deseo de cambio, pero que carece de un programa coherente y unitario y en el seno de la cual hay tendencias más radicales que otras. En sus orígenes, el proceso de reformas gozaba del apoyo mayoritario de la población (demostrado en las elecciones tanto legislativas como presidenciales que se han celebrado desde 1997), especialmente de mujeres y jóvenes. Sin embargo, este último colectivo se ha radicalizado progresivamente, frustrado por la falta de avances concretos y por los compromisos que el Presidente Jatami se ha visto obligado a hacer con los conservadores para garantizar la estabilidad del sistema. Los conservadores, sector más homogéneo y mucho más ideologizado —especialmente en la política exterior, que utilizan como instrumento de movilización interno—, siguen controlando

importantísimas esferas de poder (Consejo de Guardianes de la Revolución, Servicios de Seguridad y Fuerzas Armadas, Judicatura, medios de comunicación estatales). Con frecuencia han utilizado estos resortes para bloquear medidas liberalizadoras aprobadas por el Parlamento (de mayoría reformista) o para contrarrestar los avances de los reformistas, especialmente en el ámbito de la libertad de expresión, cerrando multitud de publicaciones surgidas al amparo de las reformas, o enjuiciando y encarcelando a intelectuales de esta corriente.

En estas circunstancias, el éxito de las reformas no está asegurado y no cabe excluir una involución. Sin embargo, de producirse ésta, la estabilidad del régimen y la “victoria de los conservadores” no estaría tampoco asegurada, dado el apoyo social mayoritario al cambio. Por ello, da la impresión de que ni los conservadores ni el propio Presidente Jatami quieren llevar la situación hasta el punto de ruptura, prefiriendo este último concentrarse, por el momento, en la reforma económica. En cualquier caso, la mejor apuesta que puede hacer Occidente en estos momentos es apoyar el proceso de reformas.

Frente a este estado de cosas, el gobierno de Washington ha seguido aplicando, de forma bastante inercial, una política de presión y aislamiento de Irán por distintos medios, como la prohibición generalizada de importaciones, exportaciones e inversiones en este país, la oposición en el seno del FMI a que se le concedan créditos y, finalmente, la “Iran Libya Sanctions Act” (ILSA), que prevé sanciones para las compañías, incluso extranjeras, que inviertan en estos países, y que ha sido una causa de fricción importante entre Estados Unidos y la UE. Sólo al final de la Administración Clinton dio el Departamento de Estado algunos pasos tímidos para indicar que empezaba a estar preparado para mejorar las relaciones con este país, sin duda motivado, entre otras razones, por las insistentes presiones de las compañías petrolíferas nacionales, que veían con preocupación una creciente presencia de empresas europeas en Irán. Entre estos gestos se pueden señalar el discurso del 17 de marzo de 2000 de la entonces Secretaria de Estado, Madeleine Albright, que mencionaba la posibilidad de una cooperación con Irán y el levantamiento de las prohibiciones para la importación de determinados productos como el caviar y las alfombras.

A pesar de que las recientes menciones del Presidente Bush colocando a Irán en el “eje del mal” suponen un claro paso atrás, es más que probable que, si el proceso de reformas políticas y económicas se va conso-

lidando (indudablemente con crisis y altibajos) y las tendencias negativas de su política exterior se amortiguan, a medio plazo las relaciones entre ambos países avancen hacia la normalización. Desde el punto de vista energético, esto resultará en una dura competencia entre las empresas europeas y estadounidenses, pero también en una racionalización de los flujos y vías de transporte del petróleo y gas regionales hacia Europa y el Mediterráneo.

A diferencia de EEUU, a partir de la elección del Presidente Jatami y del lanzamiento del proceso de reformas, la Unión Europea y sus Estados miembros han desarrollado gradualmente una política de fortalecimiento de las relaciones, mantenimiento de los vínculos económicos, apoyo a Irán en el FMI y a su ingreso en la OMC, y de fomento de la presencia de las empresas comunitarias en el mercado iraní, y en particular en el sector energético, apoyándolas por medio de créditos y garantías. El marco institucional de las relaciones entre la UE e Irán lo constituye el Diálogo Global que, en 1998, sustituyó al frío “diálogo crítico” que la UE había abierto con este país en 1995. Este diálogo se concreta en contactos semestrales de la “troika” y comprende los ámbitos siguientes: cuestiones globales (terrorismo, derechos humanos y proliferación); cuestiones regionales (Iraq, Golfo, Asia Central, Proceso de Paz en Oriente Medio); y áreas de cooperación (drogas, refugiados, energía, comercio e inversión). En ese marco se ha creado una serie de grupos de trabajo, integrados por expertos de la Comisión y de la administración iraní sobre varios temas, entre ellos uno sobre energía, para explorar posibles áreas de cooperación. Este grupo de expertos se ha reunido en 1999 y en 2001. Como resultado de la reunión de 1999, Irán ha sido admitido como observador en el Programa INOGATE, financiado por la Comisión, con posibilidad de convertirse en miembro de pleno derecho. Los trabajos de este grupo se enmarcan en el diálogo proveedores-productores que la Comisión propuso en el *Libro Verde*.

Aunque el Diálogo Global ha contribuido a mejorar la relación, sigue siendo muy limitado en su alcance y la falta de un marco contractual con Irán limita las posibilidades de cooperación. Así, al comenzar este siglo, la actividad y presencia creciente de algunos Estados Miembros de la UE, como España, Francia, Italia o Alemania en Irán, contrastaba con la pasividad de la UE como tal, frenada por otros miembros con menos prisa por normalizar relaciones, o más sensibles a las preocupaciones de EEUU y de Israel, lo que dio lugar a un intenso debate interno sobre la conveniencia o no de dar un paso cualitativo en las relaciones con Irán. Finalmente,

como conclusión de este debate, la UE aprobó, durante la última Presidencia española, un mandato para que la Comisión negocie un Acuerdo comercial y de cooperación con Irán.

Las conclusiones del Consejo de Asuntos Generales de 17 de junio de 2002, por las que se aprueba el mandato de negociación de este acuerdo, insisten con claridad en que las relaciones UE-Irán se basan en un enfoque global en el que todos los elementos son interdependientes e indisociables. Desde esta perspectiva, se establece un vínculo claro entre el Acuerdo de Comercio y Cooperación, y el diálogo político, la lucha contra el terrorismo y la continuación del proceso de reformas en Irán. Por ello, el Consejo menciona cuatro áreas en las que el diálogo debe avanzar en paralelo a las negociaciones del Acuerdo: derechos humanos, no proliferación, terrorismo y Proceso de Paz. Este enfoque, que puede ser interpretado por algunos sectores políticos iraníes como un intento comunitario de imponer sus puntos de vista a cambio de ventajas comerciales para Irán, tiene, sin embargo, la ventaja de proporcionar un marco relativamente claro de lo que Teherán puede esperar de la UE, de las claras diferencias entre los enfoques comunitario y estadounidense y, también, de las coincidencias sobre las áreas de preocupación. En cualquier caso, supone un paso adelante en la profundización y previsibilidad de las relaciones UE-Irán y en el apoyo europeo al proceso de reformas.

Por último, el mandato de negociación, aunque menos ambicioso que los Acuerdos de Asociación Euro-Mediterráneos del Proceso de Barcelona y que el nuevo mandato de negociación para un acuerdo con el CCG, apunta en una dirección similar, lo que constituye un loable elemento de coherencia en el enfoque comunitario de esta región. En relación con la energía se establecen dos objetivos: mejorar la seguridad de los abastecimientos energéticos de Irán a la UE y favorecer la emergencia de un diálogo permanente y efectivo. A pesar de que no son objetivos novedosos en la política comunitaria, y que pueden parecer modestos o imprecisos, tienen la ventaja de que se insertan en un marco mucho más amplio, estable y ambicioso, que estructura globalmente las relaciones y que tiene un gran potencial e interés para Irán, pues le permite mejorar sus relaciones con Occidente (indirectamente también con los EEUU) y romper con una parte de su aislamiento. Asimismo, y a medida que avancen las negociaciones, el acuerdo contribuirá a crear también un marco mucho más propicio para la presencia de las empresas comunitarias en el sector energético iraní.

CONSEJO DE COOPERACIÓN DEL GOLFO (CCG), LA ACTUACIÓN DE LOS EEUU (TENSIONES CON ARABIA SAUDÍ)

A lo largo de la última década, la política de Estados Unidos en esta zona se ha basado en mantener la seguridad de los regímenes de los países que la componen, desde una perspectiva esencialmente militar y con el objetivo de garantizar los abastecimientos energéticos. La invasión iraquí de Kuwait puso de manifiesto que las monarquías del Golfo no son capaces de defenderse por sí mismas por separado, ni están preparadas para hacerlo conjuntamente. Su seguridad depende y, previsiblemente seguirá dependiendo, de los Estados Unidos, donde han adquirido la mayor parte de sus equipos militares y con una importante presencia militar sobre el terreno. Las ventas de armamento contribuyen, por otra parte, a reforzar los lazos entre Washington y los países del CCG, especialmente Arabia Saudí y, en particular, las posiciones de las compañías petrolíferas estadounidenses. Sin embargo, los vientos de democratización y reforma política que se anunciaban tras la Guerra del Golfo nunca llegaron. Bajo la fachada de estabilidad sin parangón en la zona que estos regímenes ofrecían, se descuidaron otros aspectos de su evolución interna y de su política exterior que plantean interrogantes en cuanto a su futuro y que, tras el 11 de septiembre, han adquirido una relevancia cada vez mayor, especialmente en su posible impacto en la relación entre Estados Unidos y Arabia Saudí. Entre los aspectos que han sido descuidados se pueden señalar la evolución de las oposiciones políticas, la animadversión antiestadounidense y antioccidental entre la población, el creciente malestar por la presencia de las bases estadounidenses —uno de los argumentos que esgrime Bin Laden—, la opacidad de las redes de financiación saudíes en el exterior, la conexión entre la difusión del Islam wahabí y los movimientos extremistas de carácter violento en distintas partes del mundo, etc. Todo ello apunta a que, a medio plazo, las relaciones entre Arabia Saudí y Estados Unidos experimentarán una profunda transformación, aunque por el momento, no parece que Washington disponga de una alternativa mejor que seguir apostando por la estabilidad de estos regímenes, pero con unos controles y cautelas que hasta ahora no existían, en especial lo que concierne a las redes de financiación “caritativa”, pública y privada, saudí.

Al margen de la importancia evidente que, en términos cuantitativos, tiene Arabia Saudí en el abastecimiento y la evolución de los precios del petróleo a nivel mundial, ya reseñada en los capítulos anteriores, lo que le da una situación realmente única es su excedente de capacidad de pro-

ducción, calculado en torno a 3,3 millones de barriles día (mbd). Este volumen, que casi corresponde al total de las exportaciones de crudo ruso, le permite aumentar de un golpe su capacidad de producción en un 50%, controlar los precios y presionar a los productores no-OPEP. Esta capacidad constituye también la piedra angular de la relación Arabia Saudí-Estados Unidos: al menos en el corto plazo, Riad es inevitable en caso de una ruptura brusca del abastecimiento (lo que cobra especial importancia en el contexto de una nueva guerra con Iraq).

A partir de ese hecho hay que entender la preocupación que suscita la percepción de que se ha producido una relativa erosión de los pilares económicos, políticos y sociales sobre los que se asentaba la estabilidad de estos países. Aunque la mayoría de los analistas coinciden en señalar que, sin embargo, los riesgos de una desestabilización son, por el momento, relativamente remotos, también coinciden en que son necesarios cambios de toda índole para que estos regímenes sigan siendo, al mismo tiempo, viables en el interior e interlocutores fiables para los países occidentales en el exterior.

Las consideraciones que se hacen a continuación se centran, sobre todo, en Arabia Saudí, dado su papel hegemónico en el CCG, pero son básicamente válidas, con importantes matices que no pueden ser objeto de este trabajo, para el resto de los países de la península. La clave de la estabilidad de Arabia Saudí se asentaba (y aún se asienta) en la omnipresencia de la familia real, que incluye a más de 7.000 príncipes y princesas que se reparten los puestos de responsabilidad e influencia, tanto pública como privada, en la alianza estrecha con una interpretación rigorista de la religión (wahabismo), que constituye la base de legitimidad de todo el sistema político, y en la riqueza derivada del petróleo, que ha dado lugar a lo que se puede denominar el “contrato social” saudí de los setenta (53), por el cual las autoridades proveían puestos de trabajo y servicios (sanidad, educación, etc.) a los ciudadanos, a cambio de que éstos se abstuvieran de cuestionar la legitimidad del régimen o los mecanismos de distribución de la riqueza. Además, el dinero del petróleo les proporcionaba los medios necesarios para financiar poderosos aparatos de seguridad para controlar a esos mismos ciudadanos.

En el ámbito exterior, el régimen saudí ha buscado garantizar su seguridad a través de una política prudente, manteniendo abiertos los puentes

(53) GAUSE III, F. GREGORY: “Saudi Arabia over a barrel”, en *Foreign Affairs*, May/June, 2000.

con todo el mundo, por medio de generosas subvenciones a las causas islámicas y regionales afines a su ideología, por la adquisición masiva de armamento y gracias a la protección de EEUU (sobre todo desde la Guerra del Golfo).

Existen diversas razones que han hecho posible, a pesar de las bazas de los regímenes del Golfo, la aparición de movimientos de oposición en estos países, unos violentos y otros más reformistas, a lo largo de la década de los noventa. Algunas de ellas están conectadas con las consecuencias de la Guerra del Golfo, como la presencia de tropas extranjeras, y otras son más bien producto de tendencias de fondo que se han ido desarrollando desde comienzos de los años ochenta (54). En primer lugar, cabe señalar una serie de tendencias sociales que, en su conjunto, han contribuido a romper los lazos tradicionales que articulaban la sociedad saudí (familia, clan, tribu) y que restringían la acción de los individuos a su entorno más inmediato. Procesos como la urbanización y sedentarización generalizada, la expansión de las televisiones por satélite (dóciles y controladas por los gobiernos, con la posible excepción de Al-Jazira), el acceso a nuevas tecnologías y, muy especialmente, un acceso generalizado a la educación, han hecho factible la exposición de los ciudadanos del Golfo a influencias del exterior y les ha permitido ver sus países (y el conjunto de la región) con una perspectiva mucho más amplia que la que ofrecían las estructuras tradicionales. Sin embargo, esta “modernización” no se ha traducido en democratización y, como se verá más adelante, los movimientos de oposición son en la práctica totalidad de corte islamista. El caso de la educación es paradigmático: como señala F.G. Gause, “la educación superior no empuja a la gente en una sola dirección política, lo que constituye uno de los defectos de las ‘teorías de la modernización’ de los cincuenta y los sesenta, que creían que el desarrollo económico y social en las poblaciones ‘occidentalizarían’ su comportamiento político” (55). De hecho, los grupos islamistas reclutan a buena parte de sus élites en sectores educados de la población y sacan plenamente partido de las formas de organización modernas, de las nuevas formas de comunicación y acción política y de las nuevas tecnologías.

Por otra parte, desde el punto de vista económico, el “contrato social” en el que se basaba el “Estado de bienestar”, construido en los setenta

(54) GAUSE, GREGORY: *“Political Opposition in the Gulf Monarchies”*, European University Institute Working Papers RSC, N° 2000/61. (2000).

(55) *Ibidem*.

cuando las poblaciones eran reducidas y el dinero parecía ilimitado, está ahora sometido a enormes tensiones, bajo el peso de poblaciones con tasas de crecimiento demográfico que figuran entre las más altas del mundo (el 42% de la población saudí tiene 15 años o menos) y de una volatilidad excesiva de los ingresos del petróleo. El crecimiento real de la economía ha estado muy por debajo del demográfico, los servicios públicos no pueden absorber las necesidades crecientes de la población, el desempleo ha comenzado a ser un serio problema y las inversiones en infraestructuras se han ralentizado. Los regímenes del Golfo son ahora víctimas de su éxito: al asentar su legitimidad en la capacidad de proporcionar bienestar en ausencia de impuestos, han hecho que un fallo en esta dirección permita a las oposiciones cuestionar esa misma legitimidad.

Desde este punto de vista, una de las claves de la estabilidad futura del régimen saudí será su capacidad para superar un modelo económico basado en la redistribución parcial de los beneficios del petróleo que prima la importación sobre el desarrollo económico y hace depender la satisfacción de las necesidades de la población de la evolución de los precios del petróleo (56). Al mismo tiempo, una economía menos dependiente de la evolución de los precios del petróleo permitiría a Arabia Saudí utilizar sus excedentes de capacidad de producción, más para velar por sus intereses a largo plazo que para cubrir sus necesidades presupuestarias a corto plazo (57). En esto radica la importancia de la voluntad declarada de Arabia Saudí de ingresar en la OMC, de la que ya forman parte el resto de los miembros del CCG. Sin embargo, la adhesión exigiría numerosas medidas liberalizadoras que encuentran numerosas resistencias internas; los tímidos pasos adoptados hasta ahora no han logrado cambiar las bases del modelo, a pesar de la creación, en 1999, del Consejo Económico Supremo para promover la inversión y las privatizaciones.

Por último, el carácter islamista de los grupos de oposición se explica también por la propia naturaleza de estos regímenes: gracias a los recursos del petróleo, las monarquías del Golfo han sido capaces de controlar la totalidad del espacio público (medios de comunicación, establecimientos educativos, “sindicatos”, clubes deportivos, empresas...). El único ámbito que ha mantenido una cierta autonomía, potenciada desde el poder para contrarrestar el posible crecimiento de otros tipos de oposi-

(56) Los ingresos del petróleo representan el 90-95% del total de los ingresos por exportaciones, el 70% de los ingresos públicos y el 35-45% del PIB.

(57) GAUSE, GREGORY, *op.cit.*

ción, como la nacionalista árabe, especialmente en Arabia Saudí, ha sido la mezquita y las instituciones religiosas asociadas, hasta el punto de que es aquí donde han surgido los grupos de oposición (violentos y no violentos) que critican al régimen saudí por haber abandonado la recta defensa de la fe y por su demasiada cercanía a los EEUU, argumentos coincidentes en buena medida con los de Bin Laden.

Aunque a finales de los años noventa la mayoría de los regímenes del Golfo parecían haber controlado en mayor o menor grado los grupos estructurados de oposición, por una combinación de medidas represivas y de cooptación, caben pocas dudas de que las ideas que defienden y el antioccidentalismo que respiran estos grupos están bastante más extendidos de lo que el discurso oficial saudí reconoce. La nacionalidad saudí de 15 de los 19 terroristas implicados en los atentados del 11 de septiembre no ha hecho sino poner sobre el tapete una situación que hace tiempo que preocupaba en Europa y en EEUU, aunque se prefiriera desviar la atención debido a la importancia estratégica de Arabia Saudí. Después del 11 de septiembre esa tolerancia está desapareciendo, y cada vez son más en Washington los que piensan que la política interna saudí y la financiación de organizaciones caritativas en el extranjero están en el origen de las fuerzas que golpearon Nueva York y Washington y que siguen constituyendo una amenaza vital para EEUU.

En los meses que han seguido al 11 de septiembre, se han multiplicado los puntos de fricción entre Arabia Saudí y los EEUU: denuncias de poca colaboración en las investigaciones, falta de compromiso con una actuación militar en Iraq, visados a estudiantes saudíes, demandas de familiares de víctimas del 11-S contra ciudadanos saudíes, acusaciones y vínculos eventuales entre la esposa del Embajador de Arabia Saudí en Washington y los autores de los atentados... Las autoridades saudíes, o una parte de ellas, parecen haber comprendido, hace ya tiempo, que el entramado de institutos y fundaciones religiosas que operan en su territorio y en el extranjero pueden constituir un serio problema para sus intereses e incluso para su estabilidad. Sin embargo, su margen de maniobra es limitado pues, como se ha dicho, es en la promoción y "custodia" de la religión donde asientan buena parte de su legitimidad, por lo que tampoco pueden suprimir de un plumazo este conjunto de actividades y vínculos, tanto internos como externos, sin poner en peligro las bases políticas sobre las que se sustenta el régimen.

Hasta qué punto los EEUU empujarán las reformas internas en Arabia Saudí y hasta qué punto estas reformas son posibles sin poner en peligro

al propio régimen no está todavía claro. En cualquier caso, la falta de alternativas y la importancia estratégica de Arabia Saudí en el mercado del petróleo juegan a favor de su estabilidad. Sin embargo, las consideraciones de política interna en EEUU y la indudable influencia que tendrán las familias de las víctimas del 11-S, unido a un contexto de precios del petróleo volátiles y, a medio plazo, la apertura de la cuestión sucesoria, no permiten dar por descontado que el régimen saudí y sus relaciones con EEUU atravesasen una crisis pasajera. La conjunción de una bajada de los precios del petróleo sostenida, que impidiera al régimen hacer frente a sus compromisos con la población, de un alejamiento de los EEUU y de la agudización de la cuestión sucesoria podría, en última instancia, colocar al régimen al borde de su desestabilización.

Las relaciones UE-CCG

La UE, por su parte, no dispone por el momento de una estrategia alternativa, carencia que es urgente solucionar para rebasar el marco actual de relaciones. Al margen de las políticas desarrolladas por los dos países comunitarios más activos en la región (Reino Unido y Francia), las relaciones UE-CCG se enmarcan en el Acuerdo de Cooperación de 1988, entre cuyos objetivos se cita explícitamente la cooperación para mejorar la situación económica y energética mundial, lo que implica una mayor libertad de comercio y unos precios del petróleo estables. Este acuerdo prevé, además, un Consejo Ministerial Conjunto, que se reúne anualmente y en el que se pasa revista a las materias objeto del Acuerdo (energía, industria, comercio, servicios, agricultura, pesca, tecnología y medio ambiente) y se intercambian puntos de vista sobre temas internacionales y regionales de interés común (Proceso de Paz, Irán, Iraq, derechos humanos, no proliferación, etc.).

A pesar de la existencia de este marco, los resultados hasta el momento han sido más bien modestos y en la actualidad el Acuerdo está obsoleto. Los proyectos de cooperación concretos han sido escasos, el diálogo político ha sido más bien formal y los intercambios energéticos y comerciales han dependido más bien de consideraciones bilaterales. Por esta razón, está en negociación un nuevo Acuerdo de Libre Comercio UE-CCG, cuyo mandato, actualizado conforme a las normas de la OMC, se concluyó en julio de 2001 y que ya está teniendo un impacto en la propia organización interna del CCG como Zona de Libre Comercio. En diciembre de 2001, los Jefes de Estado del CCG decidieron adelantar la entrada en vigor de la Unión Aduanera al 2003, en lugar de en 2005. Esta decisión se debe, al menos parcialmente, a

la exigencia comunitaria de negociar con el CCG como un todo, por lo que la entrada en vigor del Acuerdo de Libre Comercio requerirá la existencia previa de una zona de libre comercio en el CCG. Por otra parte, en la última reunión del Consejo Ministerial Conjunto (Granada, febrero de 2002) bajo presidencia española, el CCG y la UE acordaron que, además de la negociación del Acuerdo de Libre Comercio “*que está en el centro de las relaciones UE-CCG*”, concentrarían su cooperación en el ámbito de la energía y en los negocios. En el primero de estos dos campos, se decidió que la Comisión y el CCG organizaran una serie de acciones concretas en el corto plazo (reunión de expertos en energía en 2002, un taller sobre gas, la tercera conferencia UE-CCG sobre tecnología avanzada de petróleo y gas).

Por último, y aunque el Acuerdo de Libre Comercio —cuya negociación puede ser larga teniendo en cuenta que Arabia Saudí todavía no es miembro de la OMC— supondrá un importante paso adelante, existe una incipiente reflexión comunitaria sobre la necesidad de crear un marco más amplio para las relaciones UE-CCG, que rebase lo puramente comercial y permita dar más contenido a las reuniones ministeriales, bastante rutinarias y formales, y que no reflejan la importancia del CCG para la seguridad energética de la UE, la estabilidad regional y el desarrollo económico general. Un reflejo de esta reflexión lo constituye el documento titulado “*The EU and the GCC. A New Partnership*” (58), que aboga por la elaboración de una estrategia comunitaria global, similar a la que existe para el Mediterráneo, que dé cuenta de la importancia del Golfo y que se sume a la actuación bilateral de los Estados Miembros. Con ello se busca dar coherencia a una serie de áreas de actuación como el diálogo político y la seguridad (incluyendo cuestiones como la articulación de Irán, Iraq y Yemen en el conjunto regional), buen gobierno y derechos humanos, recursos humanos y educación, comercio e inversiones, petróleo y gas y mercados financieros. Todo ello proporcionaría la ventaja de colocar las cuestiones energéticas en un contexto más amplio de cooperación para el desarrollo y la estabilidad regionales, lo que tiene una importancia considerable y presenta un alto valor añadido para los países del Golfo, que siempre han buscado evitar, en la

(58) “*The EU and the GCC. A New Partnership*”, Bertelsmann Foundation, Center for Applied Policy Research (eds.). Este documento es el resultado de una iniciativa conjunta del Robert Schuman Center for Advanced Studies en la European University y la Fundación Bertelsmann, que organizaron una serie de reuniones de un grupo de expertos y diplomáticos (entre los que se encontraba el autor del artículo) europeos en Florencia y Munich de marzo a noviembre de 2001. La redacción final del documento correspondió a Giacomo Luciani y a Felix Neugart.

medida de lo posible, una dependencia excesiva de los EEUU, tendencia que presumiblemente se agudizará de confirmarse los vientos de crisis que corren en la relación EEUU-Arabia Saudí.

En relación con la energía, el objetivo de la UE debería ser, como recoge el mencionado documento:

asegurar un abastecimiento estable de petróleo y gas a precios razonables a través de un diálogo centrado en reducir la volatilidad del mercado y mejorar la estabilidad de los precios, del fomento de las inversiones en los sectores del petróleo y del gas en el CCG y el desarrollo de rutas de gas natural hacia Europa. La UE comparte con los países del CCG una gran preocupación por mantener los precios en un abanico que propicie simultáneamente la conservación de la energía, la utilización racional de las energías fósiles tradicionales y el desarrollo de combustibles no tradicionales y de otras fuentes de energía.

Este objetivo debe animar a la Unión Europea a entablar un diálogo con los países del CCG que podría centrarse, recogiendo las propuestas presentadas en el texto anteriormente mencionado, en:

- Estudiar iniciativas conjuntas para promover una mayor transparencia del mercado, teniendo en cuenta que la mayoría de las exportaciones del Golfo se intercambian fuera del mercado sobre la base de un sistema de precios de referencia que contribuye a la inseguridad del mercado.
- Iniciar un diálogo significativo sobre precios para estrechar diferencias y mejorar la comprensión mutua; sobre la base de que sería posible encontrar un consenso en que los precios no deben ser demasiado bajos —lo que tiene un impacto negativo en el desarrollo de fuentes de energía alternativas—, ni demasiado altos —pues descende el crecimiento económico y, a medio plazo, puede provocar que queden reservas sin explotar.
- Promover acuerdos sobre la forma de mejorar la seguridad de la oferta a nivel regional, incluyendo el establecimiento de directrices para la acumulación y liquidación de reservas, así como el apoyo a las inversiones en instalaciones y medios de transporte para evitar cuellos de botella y emergencias.
- Negociar instrumentos para regular y proteger las inversiones cruzadas en energía, mejorando la integración vertical en ambas direcciones (“downstream” y “upstream”, recíprocamente).

- Impulsar un diálogo para colaborar en los aspectos de la seguridad relativos a medio ambiente, especialmente a través de la puesta en práctica del Protocolo de Kioto.

PERSPECTIVAS PARA EL GAS DE ORIENTE MEDIO EN EL MERCADO EUROPEO

Como se señala en el capítulo 3 de este mismo texto, la demanda de gas en la Unión Europea está aumentando y es previsible que continúe haciéndolo. Por otra parte, los suministros exteriores actuales están muy concentrados en unos pocos productores (Rusia, Argelia y Noruega, principalmente), lo que plantea la necesidad de diversificar las fuentes de suministro (poniendo límites a la alternativa, más barata, de optar por el abastecimiento únicamente desde los países más próximos o con infraestructuras de transporte más desarrolladas). En este contexto, la región del Golfo puede contribuir a cubrir una parte sustancial del incremento de la demanda comunitaria de gas natural, diversificando, al mismo tiempo, las fuentes de aprovisionamiento. De hecho, una pequeña parte del GNL que se consume actualmente en la UE proviene ya de países del Golfo (un total de 840 millones de metros cúbicos en 2000, procedentes de Omán, Qatar y Emiratos Árabes Unidos).

Los países del Golfo, incluyendo Irán, Iraq y Yemen, concentran el 33% de las reservas mundiales probadas de gas en cifras de 2001, y prácticamente la totalidad de los analistas coinciden en señalar que, por diversas razones e indicadores, el volumen de reservas reales puede ser muy superior. Sin embargo, aunque el mercado interior de gas está en clara expansión en los países del Golfo, estos últimos juegan un papel en el mercado internacional del gas mucho más reducido de lo que sus reservas podrían permitirles. Esta situación se debe a distintos factores, entre los que destacan el papel inhibitorio que ha tenido el sector petrolífero y la elevada cuantía de los capitales necesarios para construir las infraestructuras que requiere la explotación del gas. Pero de todas formas, existen buenas perspectivas para el gas de Oriente Medio, con Turquía como punto de paso de vital importancia para hacer llegar esas materias primas a los mercados comunitarios. Si se superan los obstáculos económicos y políticos existentes, especialmente en relación con los gasoductos (alto coste e inestabilidad regional), los países del Golfo podrán, además de abastecer un mercado interno con necesidades crecientes de gas, exportar a tres mercados principales: el subcontinente indio, Asia-Pacífico y Europa y el Mediterráneo. Sólo así podrán utilizar con provecho sus grandes reservas.

CONCLUSIONES

A pesar de los esfuerzos que la UE realiza, todos los indicadores apuntan a que a medio plazo no sólo se mantendrá sino que incluso aumentará su dependencia de los recursos energéticos de Oriente Medio. La capacidad actual de la UE para elaborar una estrategia de carácter regional puramente energética es limitada, tanto por la falta de las competencias adecuadas para ello como por el carácter global de estos mercados, que exigen por tanto estrategias también globales. No obstante, existen ámbitos en los que la Unión Europea puede y debe actuar.

En estos momentos, Oriente Medio se encuentra en una encrucijada. Los equilibrios regionales que han prevalecido a lo largo de los diez últimos años, y que en buena medida eran de inspiración estadounidense, están sujetos a una profunda revisión en la que los atentados del 11 de septiembre tienen una influencia directa. La conflictividad regional ha aumentado considerablemente en los últimos dos años y en el debate interno norteamericano existen tendencias que apuntan a un alto grado de unilateralismo.

La Unión Europea debe ser capaz de contribuir a los esfuerzos para estabilizar la región y disminuir la conflictividad en una zona vital para sus intereses no sólo energéticos, sino económicos y de seguridad. Para que esta contribución llegue a ser eficaz, la UE debe dotarse de una visión coherente y global de la zona acorde con los principios de seguridad, estabilidad y prosperidad compartidas, que van más allá de los equilibrios militares y de poder. El Proceso de Barcelona, e incluso la OSCE, con todas sus carencias, proporcionan ejemplos que se pueden utilizar en el futuro. Todo ello requerirá, sin duda, un intenso diálogo con los distintos actores regionales y con los Estados Unidos.

Por último, y en el marco de un fortalecimiento general del diálogo y de los mecanismos institucionales de relación con los países de la zona, en especial Irán y el CCG, la Unión Europea puede desarrollar con provecho un diálogo productores-consumidores de energía, encaminado a mejorar la transparencia del mercado y a estabilizar los precios en un abanico que permita una utilización regional de los recursos energéticos.

CAPÍTULO OCTAVO

PERSPECTIVA GEOPOLÍTICA DE LA ENERGÍA EN EL NORTE DE ÁFRICA

PERSPECTIVA GEOPOLÍTICA DE LA ENERGÍA EN EL NORTE DE ÁFRICA

Por JOAQUÍN CARRASCO MARTÍN

INTRODUCCIÓN

Desde el punto de vista económico existe un abismo creciente entre las riberas norte y sur del Mediterráneo, claramente favorable al Norte. Sin embargo, y por paradójico que parezca, Europa es altamente dependiente de la ribera sur para su aprovisionamiento de gas natural y petróleo. El Norte de África es una de las zonas prioritarias para el suministro de energía de Europa, tal como ya ha quedado reflejado en el análisis realizado en los capítulos anteriores. Todo ello contribuye a que los intercambios comerciales entre la Unión Europea y los países del Norte de África sean cada vez más importantes.

Por su parte, la Unión Europea (UE), muestra una acusada tendencia al aumento en su consumo de energía, siendo cada vez más dependiente del abastecimiento exterior. De ahí se deriva, como recoge el *Libro Verde* adoptado por la Comisión Europea en noviembre de 2000, la preparación de una serie de medidas para traten de paliar dicha dependencia. Unas medidas que se enmarcan dentro de dos grupos; uno de ellos encaminado a controlar el crecimiento de la demanda y, el otro, a gestionar la dependencia de la oferta. Actuar sobre la oferta, concretamente sobre la exterior, requiere mantener y potenciar un diálogo permanente con los países productores, a fin de reforzar las redes de abastecimiento, de forma que ofrezcan una mayor garantía de seguridad de suministro, tanto entre los países miembros como entre éstos y el exterior. En éste último contexto es donde cobran especial relevancia, entre otros, los paí-

ses mediterráneos de la ribera Sur, productores y exportadores de energía que por su proximidad a la UE, desempeñan un papel estratégico singular.

El presente estudio tratará de analizar la geopolítica energética de los países que componen la región del Norte de África, las relaciones comerciales en materia de energía que éstos mantienen con la UE y los riesgos que conlleva la dependencia energética para la UE. Asimismo tratará de manera más específica la significación de estos suministradores para España y; por último, formulará unas recomendaciones orientadas a paliar los riesgos que esa situación de dependencia plantean a la UE. En lo que sigue, se entenderán comprendidos en esta región tanto a Marruecos como a Argelia, Túnez, Egipto y Libia. Se ha excluido intencionadamente a Mauritania porque es el país que menos relevancia tiene en lo relativo a recursos energéticos domésticos, ya que la inmensa mayoría (99%) del consumo comercial de energía en 1999 fue petróleo, en su totalidad importado. Esta situación podría cambiar en un futuro no muy lejano, ya que exploraciones recientes han mostrado indicios positivos. En mayo de 2001, un consorcio de compañías lideradas por la australiana *Woodside Petroleum* realizó un importante descubrimiento de petróleo en el pozo Chinguetti-1, localizado en aguas profundas a 80 Km. mar adentro de la costa mauritana, al sudeste del país, en el que se estiman unas reservas aproximadas de 950 millones de barriles.

Antes de iniciar el análisis individualizado de los mencionados países, conviene hacer referencia al fenómeno que motivó el relanzamiento de la producción de petróleo ocurrido en la región a partir de los años ochenta, cuando se produjo un cambio de orientación en sus políticas energéticas globales, introduciendo modificaciones drásticas en la legislación relativa a los hidrocarburos con la idea de mejorar el marco fiscal y financiero, ofreciendo a las compañías petroleras extranjeras unas mejores condiciones y beneficios y compartiendo además los riesgos asociados a su desarrollo. Como resultado de estas reformas, se realizaron nuevas exploraciones y perforaciones por parte de varias compañías multinacionales y se descubrieron gran cantidad de nuevos yacimientos. Al mismo tiempo, las nuevas condiciones fiscales ofrecidas a las compañías petroleras proporcionan beneficios a los gobiernos anfitriones en forma de capital, experiencia gestora y tecnología. Por su parte, las compañías petroleras internacionales se beneficiarían de nuevas oportunidades de negocio, y además se contribuiría a lograr una mayor diversificación de abastecimiento energético a sus clientes y consecuentemente una mayor seguridad.

Hasta la fecha, y a pesar de las dificultades políticas por las que atraviesan algunos de estos países, el balance es beneficioso para las compañías extranjeras. Sólo en el caso de Argelia, más de dos docenas de compañías extranjeras están invirtiendo actualmente en la exploración y desarrollo del gas natural. Asimismo, 29 compañías petroleras continúan invirtiendo en el desarrollo de hidrocarburos en Libia y, en Egipto, donde las reservas de gas y petróleo son más reducidas, más de 20 compañías exploran activamente y contribuyen al desarrollo de los hidrocarburos, especialmente gas natural. Así pues, el potencial energético presente y futuro como productores y exportadores de petróleo y gas natural de los países del Norte de África, y su proximidad geográfica a Europa, hacen que esta región cobre una especial importancia para el aprovisionamiento energético de la Unión Europea.

SISTEMA ENERGÉTICO DE LOS PAÍSES DEL NORTE DE ÁFRICA

Generalidades

Los países del Norte de África, en su conjunto, cuentan con unas reservas de gas y petróleo relativamente abundantes (aproximadamente el 4% del total mundial en ambos casos), las cuales les permiten no sólo satisfacer las necesidades regionales locales sino también una parte importante de las de los países de la ribera Norte del Mediterráneo. Por lo que se refiere a su producción alcanzan un nivel que actualmente equivale al 4,8% (petróleo) y al 4,3% (gas) de la producción mundial. Desde la perspectiva de la UE las fuentes energéticas de la zona supusieron, en 2001, el 17% de sus importaciones totales de petróleo y el 12% de las de gas (en el caso del gas natural licuado, el 73% del importado por la UE procedía de Argelia y Libia). La dependencia de algunos países de la UE con respecto al gas natural de la zona es patente (España de manera destacada); sin embargo, no hay que olvidar que dicha dependencia tiene un doble sentido, y es aún mayor en el caso de los países productores del Norte de África, para los que sus vecinos del Norte absorben el 90% de sus exportaciones de gas y el 50% de las de petróleo. Los ingresos derivados de los recursos energéticos suponen por tanto, para estos países, el principal medio para financiar su desarrollo. Todo ello crea unas condiciones de complementariedad, cooperación y solidaridad entre las dos orillas del Mediterráneo que, en cierta medida, podríamos considerar irreversibles en el momento actual y a medio plazo.

Para hacernos una idea del potencial energético de la región, en lo que respecta al petróleo y al gas, describimos a continuación los sistemas energéticos de los distintos países que la componen.

Argelia

Petróleo

Argelia tiene unas reservas probadas de petróleo de 9.200 millones de barriles. Con los recientes descubrimientos, los planes de exploración previstos y la mejora de información sobre los campos existentes, se espera que el volumen de dichas reservas se incremente notablemente en los próximos años. Aunque su cuota de exportación, en el marco de la OPEP, ha quedado fijada en 782.000 barriles diarios (B/d) desde principios de enero de 2003, es conocido que su capacidad real está muy por encima de ese nivel. Las autoridades del sector han dado a conocer ambiciosos planes, en los que la compañía estatal *Sonatrach* juega un papel protagonista, para incrementar su capacidad de producción hasta 1,5 millones de barriles diarios en 2004.

El mayor campo petrolífero de Argelia es Hassi Messaoud, que concentra aproximadamente el 70% de las reservas de petróleo del país, aunque también sean destacables los de Rhourde el-Baguel (el segundo mayor de Argelia, localizado al nordeste de Hassi Messaoud), Tin Fouye, Tabankort Ordo, Zarzaitine, Haoud Berkaoui/Ben Kahla, el-Gassi el-Agreb y Ait Kheir. Incluso el campo gasista de Hassi R'Mel (al norte de Hassi Messaoud) también produce alrededor de 18.000 barriles diarios de crudo.

Aunque el petróleo fue descubierto en Hassi Messaoud en 1956, se considera que Argelia está aún subexplorada. Durante los últimos años, se han producido descubrimientos importantes de petróleo, principalmente por parte de compañías extranjeras (en asociación con *Sonatrach*), y se esperan otros nuevos en el inmediato futuro. El Ministro de Energía argelino, Chekib Khelil, declaró en 2001 que su meta era “doblar el número de compañías que operan en Argelia durante los próximos cinco años”. El sector petrolero argelino, al contrario que el de la mayoría de los países de la OPEP, ha estado abierto a los inversores extranjeros durante más de una década. Cabría destacar a este respecto que una de las mayores “joint venture” en Argelia es la sociedad entre *Anadarko*, *Lasmo* y la danesa *Maersk Oil*, para el desarrollo del campo Hassi Berkine South. Por su

parte, la compañía española *CEPSA* ha anunciado un plan de inversión de 1.300 millones de dólares para desarrollar, junto con *Sonatrach*, el campo de Ourhoud (1.000 millones de barriles), dividido en tres bloques operados por *Anadarko*, *CEPSA*, y *Burlington Resources*, y con una previsión de producción de 230.000 barriles diarios.

En 2001, Argelia exportó alrededor de 1,25 millones de barriles diarios, la mayoría de los cuales se destinaron a Europa y a Estados Unidos. Aproximadamente el 90% de sus exportaciones de petróleo crudo van a Europa Occidental; siendo Italia su mercado principal, seguido de Alemania y Francia. Los Países Bajos, España y Reino Unido son otros mercados importantes.

Su potencial energético se completa con la existencia de cuatro refinerías de petróleo y siete terminales costeras (detalladas en el capítulo 5) para la exportación de crudo, productos refinados y gas natural. Por lo que respecta a las refinerías, localizadas en Hassi Messaoud, In Amenas, Argel y Arzew, suponen una capacidad de refino de 450.000 barriles diarios. En enero de 2001 el gobierno de Argel emitió una oferta para una nueva refinería en la región de Adrar, cerca de Sbaa. También pretende modernizar la refinería de In Amenas.

Tras años de guerra civil y de continuas revueltas políticas, Argelia viene experimentando un alza económica significativa, principalmente gracias a las ganancias procedentes de las exportaciones de petróleo desde 1999. Como consecuencia de ello, la deuda externa argelina descendió al nivel más bajo conocido en la última década. A pesar de todo, sigue siendo altamente dependiente del petróleo y de las exportaciones de gas natural, que suponen más del 90% de sus ingresos por exportaciones y alrededor del 30% de su PIB.

En diciembre de 2001, el Fondo Monetario Internacional (FMI) señaló que los altos precios del petróleo proporcionaban a Argelia una oportunidad para progresar en la puesta en marcha de las reformas necesarias para solucionar los importantes problemas estructurales del país. Actualmente, el programa de privatizaciones continúa adelante, a pesar de la oposición de los sindicatos y de algunas de las mayores empresas estatales, incluidas algunas del sector de la energía. A finales de 2001, se promulgó una nueva ley de hidrocarburos, que abrirá el sector energético argelino a la inversión privada nacional y extranjera, aunque la empresa estatal *Sonatrach* aún continuará, muy probablemente, en manos del Estado, aunque se apuntan indicios que dan a entender que el gobierno

está considerando su reestructuración, sin descartar una privatización parcial, para atraer la inversión privada internacional.

Gas natural

Con unas reservas probadas de 4,52 Tcm de gas natural, Argelia figura entre los diez primeros del mundo, con un 3% de la producción mundial. Según estimaciones de *Sonatrach*, el potencial gasista del país está alrededor de 6 Bcm, y constituye aproximadamente el 60% de su producción total de hidrocarburos; mientras que, por otra parte, sirve para cubrir sus necesidades internas (aproximadamente el 95% de la electricidad del país se genera por gas). Su producción gasista, en 2001, alcanzó los 78,2 Bcm. El campo gasista más grande de Argelia es el supergigante Hassi R'Mel, que produce alrededor de la cuarta parte del total del país. El resto de las reservas de gas de Argelia se localiza en otros campos del sudeste y en los depósitos de la región de In Salah, al sur de Argelia. Se trata, asimismo, de un gran exportador de gas, el segundo para la UE, con un volumen total que, desde 2001, supera los 57 Bcm. Su capacidad de exportación por gasoducto es de 23.800 millones de metros cúbicos, a través de los 1.100 Km. que cubre el gasoducto *Transmed*, y de 7.980 millones de metros cúbicos a través de los 1.600 Km. del gasoducto Magreb-Europa.

A raíz del rápido crecimiento de la demanda de gas en la UE, Argelia planea incrementar significativamente su capacidad exportadora en los próximos años (en ese marco encajan las iniciativas para la construcción de dos nuevos gasoductos, ya mencionados en el capítulo 5). A pesar de sus altos costes de operación (en clara desventaja con los de Asia), Argelia fue el segundo mayor exportador de GNL (detrás de Indonesia) en 2001, con el 17% del total del mundo, exportados principalmente a Europa Occidental (Francia, Bélgica, España, Turquía) y los Estados Unidos. En 1999, *Sonatrach* completó la renovación total de sus instalaciones de GNL, elevando su capacidad de producción a alrededor de 28 billones de metros cúbicos por año, con el fin de aumentar sus exportaciones, sobre todo a Europa.

Marruecos

Gas natural

Con unas reservas de petróleo insignificantes (unos 1,8 millones de barriles), y aunque la mayoría de las cubetas sedimentarias (especialmen-

te “off shore” en la plataforma continental atlántica o en aguas profundas fuera de la plataforma), no han sido exploradas, Marruecos está tratando activamente de expandir su sector de petróleo y de gas natural. En la actualidad, el país depende de las importaciones (principalmente de Arabia Saudí, Irán, Iraq, y Nigeria) para casi todas sus necesidades, salvo aproximadamente 200 barriles por día de su yacimiento de Sidi Rhalesum, situado en la cuenca de Essaouira. En cuanto al gas, dispone de unas pequeñas reservas (alrededor de 2.800 millones de metros cúbicos, el 85% localizados en la cuenca de Essaouira, y el resto en las de Gharb y Pre-Rif), a las que podrían añadirse, en todo caso, las posibles reservas adicionales de Talsint. Su producción es asimismo muy reducida y está concentrada en la cuenca de Gharb en el norte, incluyendo el yacimiento de Meskala, al norte de Essaouira.

Esta situación podría cambiar en los próximos años, tras el descubrimiento en agosto de 2000 por parte de *Lone Star* (subsidiaria local de la compañía estadounidense *Skidmore*), de petróleo en Talsint, cerca de la frontera con Argelia. Los informes iniciales indicaron que Talsint contenía unos 20 mil millones de barriles equivalentes de petróleo y gas natural. Más tarde, las cifras se redujeron a tan sólo 100 millones de barriles. Muchos analistas se muestran escépticos de que Talsint contenga cantidades importantes de petróleo y gas y, hasta la fecha, el pozo (Sidi Belkacem 1) sólo parece tener unas reservas de 10 millones de barriles o incluso menos. Además de Talsint, una decena de áreas en Marruecos están siendo exploradas. En marzo de 2000, la compañía petrolera estadounidense *Conoco* obtuvo la “licencia de reconocimiento” petrolero en aguas del Mediterráneo, que Rabat considera “territoriales”. Según *Onarep*, la zona a investigar, llamada “W”, incluye las aguas que circundan Ceuta, Melilla, el Peñón de Alhucemas e incluso la isla de Alborán, situada a 29 millas al Norte de Melilla y 65 al Sur de Almería. El 23 de marzo de 2001, *Conoco* obtuvo la ampliación de este permiso por un año, que le obliga a adquirir datos sísmicos de la zona en dos dimensiones y realizar estudios geológicos para determinar el potencial petrolero así como los lugares más favorables para la perforación.

En octubre de 2001, el gobierno español otorgó, a la misma sociedad, cuatro permisos de investigación de hidrocarburos, situados en la parte española del mar de Alborán, frente a la costa de Marbella, y colindantes con la zona concedida por Marruecos. Estos permisos tienen una vigencia de seis años y obligan a la empresa estadounidense a realizar estudios sísmicos, geológicos y perforaciones. La zona mencionada está poco

explorada y nunca ha atraído el interés de las petroleras por la profundidad de sus aguas (más de 2.000 metros). De todas formas, parece que *Conoco* se ha interesado por Alborán Oeste, porque era fácil y económicamente rentable obtener estos territorios, ya que no existía competencia por parte de otras compañías. Además, los términos fiscales ofrecidos por Marruecos y España eran atractivos y los compromisos adquiridos muy reducidos (el permiso marroquí no obliga a perforar, la parte más cara de la exploración, mientras que el español le cede el terreno por seis años a cambio de realizar solo una perforación). Si finalmente se encontraran hidrocarburos en la zona, y en función de la ubicación exacta de los hallazgos, cabe pensar que habría problemas entre España y Marruecos, dado que no tienen la misma percepción en lo que respecta a la delimitación de sus respectivas aguas territoriales.

Un indicio de ese tipo de problemas ya se ha manifestado en relación con la exploración de un área “off shore” que, tras la concesión por parte del gobierno español a la empresa *Repsol YPF* a finales de 2001, Marruecos declaró que se encontraba dentro de sus aguas territoriales. El área, sobre la cual el gobierno español aprobó nueve licencias de seis años, está localizada cerca de las Islas Canarias, y aproximadamente a 56 millas al noroeste de la región de Tarfaya, en Marruecos. Sin embargo, también existen evidencias del interés por la cooperación, como en el caso de del acuerdo para que, desde octubre de 1998, la Compañía *IPIC* (International Petroleum Investment Company), de Abu Dhabi, y la española *CEPSA* formaran una “joint venture” de participación paritaria, llamada “*CEPSA Maghreb*”, para comercializar y distribuir productos de petróleo y GNL en Marruecos. Los productos son proporcionados por las refinerías de *CEPSA*, en España, y la compañía francesa *Vitogaz* está construyendo un terminal para importación de GNL cerca de Casablanca.

A últimos de 2000 y principios de 2001, la compañía petrolera estatal de Marruecos, *Onarep*, abrió la primera ronda de ofertas para la concesión de licencias de exploración “off shore”. Los permisos para la exploración en ocho bloques en la costa del Océano Atlántico, en el área de Rabat-Safi, han sido prorrogados varias veces para permitir a más compañías petroleras estudiar los datos sísmicos. Así, en octubre de 2001, Marruecos firmó dos polémicos contratos de exploración, ambos “off shore”, con la firma francesa *Total Fina Elf*, en la región del Sahara Occidental, para la zona de Dakhla, y con *Kerr-McGee*, para un área en la costa del Sahara Occidental. Estos contratos son las primeras autorizaciones de Marruecos en el territorio disputado, el cual se cree que es

potencialmente rico en reservas de petróleo. El Frente Polisario, que viene luchando durante años por la independencia de este territorio, protestó por los citados contratos ante las Naciones Unidas (actualmente se está examinando el problema desde una perspectiva legal). El Polisario también apeló a la Unión Europea para la cancelación de los que considera contratos “ilegales” entre Marruecos y *Total Fina Elf*.

En enero de 2000, Rabat anunció que emitiría nuevas exenciones de impuestos y otros incentivos para ayudar a atraer a los inversores extranjeros para explorar el petróleo en el país. En marzo de 2000, modificó su ley de los hidrocarburos para, entre otras cosas, ofrecer la interrupción por un periodo de 10 años del pago de tasas a las empresas petroleras “off shore” y para aumentar las concesiones futuras de petróleo hasta un máximo del 25%.

Por último, Marruecos cuenta con dos refinerías (Mohamedía y Sidi Kacem) con una capacidad combinada de 154.901 barriles diarios. La compañía refinadora *Samir* planea invertir alrededor de 600 millones de dólares durante los próximos 5 años para modernizar sus refinerías y ampliar su capacidad (pasando, en la de Mohamedía, de 125.230 barriles/día a los 160.000).

Túnez

Petróleo

Túnez tiene unas reservas probadas que superan los 300 millones de barriles, y se estima que dispone de reservas recuperables aún mayores. Durante 2001, produjo alrededor de 73.000 barriles diarios, la mayor parte de los cuales fueron de petróleo crudo, lo que representa una disminución del 30% con respecto al máximo alcanzado en 1992 (110.000 b/d). Su demanda doméstica está aumentando rápidamente y Túnez se convirtió en el año 2000 en importador neto de petróleo por primera vez en 20 años. Dado que su capacidad de refino es baja, el país exporta petróleo crudo e importa productos refinados. En cualquier caso, la previsión para 2002 era de un aumento en la producción, debido a la esperada apertura del campo de Izis al sur del Golfo de Gabes. Su mayor yacimiento petrolífero es El Borma, descubierto en 1964 cerca de la frontera argelina, con una producción de 19.920 b/d. El otro yacimiento petrolífero con reservas estimadas por encima de los 100 millones de barriles es Ashtart, cuya producción es de 16.840 b/d. Alrededor del 75% de la producción petrolífe-

ra de Túnez procede de esos dos yacimientos y del campo de Sidi El Kilani (13.260 b/d).

La compañía petrolera estatal *ETAP* (Empresa Tunecina de Actividades Petroleras) intenta fomentar la exploración, sobre todo en la parte norte del país, en la costa norte y en el Golfo de Hammamet, y confía en que podrá lograrse el desarrollo de nuevos campos con la cooperación de compañías independientes. Según sus estimaciones, las compañías de petróleo extranjeras gastaron 120 millones de dólares en exploraciones en Túnez en el año 2001, frente a los 86 millones de 2000. Para facilitar esta vía, reformó sus leyes de los hidrocarburos en agosto de 2000, que incluye medidas de reducción en el régimen de impuestos del 75% al 50% para las empresas extranjeras, reservándose *ETAP* el 40% de las concesiones. Los “royalties” están fijados en el 10%, para el petróleo, y el 8%, para el gas. Las compañías extranjeras que operan actualmente en Túnez son *AGIP-ENI*, *Anadarko*, *Anschutz*, *Lasmo*, *Marathon*, y *Petro-Canadá*.

Gas natural

Las reservas de gas natural de Túnez se calculan en 0,07 Bcm, mientras que su producción en el año 2000 fue de 1.876 millones de metros cúbicos. La mayor parte del gas procede del campo de Miskar, aunque cuenta con otros cuatro más pequeños (El Franning, El Borma, Baguel, y Zinia).

BG (British Gas), el mayor inversor en el sector de la energía en Túnez y operador del campo de Miskar, tiene un acuerdo provisional para suministrar una gran parte de las necesidades domésticas de gas hasta el año 2020. Miskar produce actualmente alrededor del 65% de la demanda total diaria del país. *BG* también está planeando desarrollar el campo de Hasdrubal, con un coste de 330 millones de dólares y realizar exploraciones extensas de hidrocarburos por un periodo de 12 años. El gobierno ha decidido demorar la producción del campo de Hasdrubal hasta 2007, antes del declive del campo de Miskar. Por otra parte, *BG* está dirigiendo la exploración y el posible desarrollo del campo Jugutha. Finalmente, está contemplando el desarrollo del gas natural comprimido como combustible de vehículos, sobre todo para el transporte público. Para atender a su creciente demanda de gas, está previsto que, en 2003, entre en funcionamiento un gasoducto que transporte gas desde Libia.

Libia

Petróleo

Actualmente, Libia tiene 12 campos petrolíferos con unas reservas probadas de 29.500 millones de barriles, la mayoría de los cuales se encuentran en la zona de la cuenca de Sirte. A pesar de los años de producción, se estima que hay un gran potencial de petróleo y gas sin explotar. Su petróleo crudo es de calidad superior (bajo en azufre o "dulce") y a un coste de extracción muy bajo (1 dólar por barril en algunos campos). En 2001, su producción se estimó en 1,5 millones b/d, menos de la mitad de los 3,3 que produjo en 1970. Su deseo de impulsar su rendimiento petrolífero, una vez que se han suspendido las sanciones de la ONU que pesaban sobre el país desde el atentado de Lockerbie y se han aprobado cambios en la legislación de los hidrocarburos, podría contribuir a ello. La suspensión de las sanciones significa que Libia puede ya reanudar las compras de equipo industrial. El reto es mantener la producción en los campos de Brega, Sarir, Sirtica, Waha y Zuetina, y al mismo tiempo iniciarla en nuevos campos como Murzuk/El Sharara (con unas reservas de 2.000 millones de barriles) y Mabruk.

Libia es un importante exportador de petróleo (1,2 millones de b/d), particularmente hacia Europa, a donde dirige el 90% del total; con Italia en cabeza (516.000 b/d en 1999), seguida de Alemania (244.000 b/d en 2000), Francia (60.000 b/d en 2000), España y Grecia. Las ganancias obtenidas, que suponen alrededor del 95% de los ingresos de divisas de Libia, se vieron severamente afectadas por la espectacular bajada de los precios del petróleo durante 1998, así como por la reducción en su producción y exportación, como resultado de las sanciones de EEUU y de la ONU. Sin embargo, con la subida experimentada a partir de 1999, las ganancias se han incrementado en más del doble en 2001 (12.500 millones de dólares). A pesar de ello, Libia espera reducir su dependencia del petróleo como única fuente de ingresos del país, e incrementar la inversión en la agricultura, turismo, pesca, minería y gas natural, al tiempo que intenta ganar posiciones como intermediario económico importante entre Europa y África (de ahí su interés por integrarse en el proceso euro-mediterráneo, y por impulsar la nueva Unión Africana).

Después de algunos años de escasa actividad, debido en parte a las sanciones antes mencionadas, Libia está intentando atraer a las compañías extranjeras con una mejora de los incentivos y condiciones para la

producción. Así mismo, tiene pendiente de aprobación una legislación que concedería a las firmas extranjeras mejores condiciones, incluso el acceso a la exploración, desarrollo de pequeños campos, oportunidades de incrementar la producción en grandes campos y a participar en ofertas de competición internacional. Actualmente, sólo alrededor del 25% de sus campos de petróleo han sido concedidos a operadores extranjeros, aunque planea abrir unos 40 bloques en la cuenca de Sirte y otras áreas a la inversión extranjera. En julio de 2000, la Compañía Nacional de Petróleo (NOC) anunció que abriría alrededor del 70% de sus tierras a la exploración, incluyendo la rica zona petrolífera de Murzuk. Tras la abolición del ministerio de energía del país, la NOC es la encargada de la política energética del país. Esto parece haber dinamizado considerablemente el proceso de toma de decisiones en el sector, aunque la nueva ley de hidrocarburos parece estar retardándose más de lo previsto.

Varias compañías de petróleo internacionales están ya implicadas en acuerdos de exploración y producción con la NOC, siendo la más importante la italiana *AGIP-ENI*, presente en el país desde 1959. Dos compañías estadounidenses (*Exxon* y *Mobil*) se retiraron de Libia en 1982, tras el embargo de 1981; sin embargo, otras cinco (*Amerada Hess*, *Conoco*, *Grace Petroleum*, *Marathon*, y *Occidental*) permanecieron activas hasta 1986, cuando el presidente Reagan les ordenó cesar sus actividades allí. En diciembre de 1999, ejecutivos de las compañías citadas (salvo *Grace Petroleum*) viajaron a Libia, autorizados por su gobierno, para visitar sus antiguas instalaciones (que le permitían producir, antes de las sanciones, alrededor de 400.000 b/d). El director de la NOC, Abdullah al-Badri, declaró que si estas compañías volvían a Libia, les serían devueltos los campos que ellos operaban en el país. Sin embargo, a mediados de 2001, les comunicó su deseo de transferírseles a compañías europeas. En efecto, en mayo de 2001, la prensa informó que la alemana *Wintershall* estaba buscando el permiso de Libia para perforar en yacimientos petrolíferos anteriormente operados por EEUU.

La participación de las compañías extranjeras resulta fundamental para lograr el objetivo de aumentar su capacidad de producción de petróleo, desde los 1,5 millones de b/d actuales a los 2 millones de b/d en 2003 (las principales en la actualidad son la española *Repsol YPF*, la italiana *AGIP-ENI*, la austríaca *OMV*, las alemanas *Wintershall* y *Veba* y la francesa *Total Fina Elf*. Esto restauraría su capacidad de producción al nivel de los años setenta. En mayo de 2000, alrededor de 50 compañías extranjeras fueron invitadas a una reunión para discutir acuerdos de exploración y

producción, dentro de la licencia EPSA IV, que cubre los yacimientos de Urzuk, Sirte, Kufra, Ghadames y Cyrenaica. Serían necesarios unos 10.000 millones de dólares de inversión extranjera hasta el 2010 para lograr esas metas (6.000 millones para exploración y producción, y el resto para refino e industria petroquímica).

Los yacimientos petrolíferos de Libia están conectados a las terminales mediterráneas por una extensa red de oleoductos, siendo los principales los de Sarir-Marsa Hariga (Tobruk), Messla-Ras Lanuf, Waha-Es Sider, Hammada Hamra-Az Zawiya, Amal-Ras Lanuf, Intisar-Zueitina, y Nasser (Zelten)-Marsa el Brega. Además, NOC está considerando ofertas para la expansión del terminal de petróleo e instalaciones de la refinería de Az Zawiya.

El componente más importante de los planes de expansión de Libia es el desarrollo del yacimiento petrolífero de El-Bouri (2.000 millones de barriles), "off shore" en la costa occidental, el mayor del Mar Mediterráneo (alrededor de 60.000 b/d). La compañía *AGIP-ENI* es la operadora de El-Bouri, descubierto en 1976 a una profundidad de 2.500 metros y que se estima contiene 2.000 millones de barriles de reservas de petróleo crudo. Asimismo, El-Bouri contiene grandes cantidades de gas asociadas (70.000 millones de metros cúbicos). Este campo fue adquirido por *Repsol YPF* en 1993 por 65 millones de dólares, y actualmente lidera un consorcio europeo para su explotación en el que se encuentran también *OMV* y *Total Fina Elf*. También se han producido otros descubrimientos en la cuenca de Murzuk, en el Sahara al sur de Trípoli, que generaron altas expectativas iniciales (se esperaba que el rendimiento de 200.000 b/d), pero varios problemas, como las dificultades con el oleoducto hacia el puerto de Az Zawiya, demoraron la consecución de este objetivo. Actualmente, el petróleo de Murzuk/El Sahara se procesa en la refinería de Az Zawiya.

En el campo del refino, Libia tiene tres refinerías domésticas con una capacidad combinada de aproximadamente 343.400 b/d, casi dos veces el volumen del consumo doméstico de petróleo (el resto se exporta), localizadas en Ras Lanuf (Golfo de Sirte), Az Zawiya (noroeste) y Brega, la refinería más antigua de Libia, situada cerca de Tobruk. Además de esto, Libia también opera en territorio europeo, siendo productor directo y distribuidor de productos refinados en Italia (a través de *Tamoil*, basada en Milán, desde donde controla cerca del 5% del mercado minorista nacional de productos de petróleo y lubricantes que son distribuidos a los casi 2.100 estaciones de servicio de esa misma firma), Alemania y Suiza.

También está interesada en la compra de cientos de estaciones de servicio de gasolina "jet" en el Reino Unido.

Gas natural

Se estima que las reservas de gas natural de Libia en 2001 eran de 1,3 Tcm, pero dado que gran parte del territorio está aún sin explorar, se estima pueden llegar a los 2 Tcm. Los mayores campos productores son los de Attahadi, Hatiba, Zelten, Sahl, y Assumud (en diciembre de 2000, NOC anunció el descubrimiento de un campo, con unas existencias de 13.000 millones de metros cúbicos en la cuenca de Sirte, al noroeste de Assumud). En los últimos años se han hecho nuevos descubrimientos en los campos de El Ghadames y El-Bouri, así como en la cuenca de Sirte.

La expansión de su producción de gas sigue siendo una alta prioridad, tanto para intentar (con éxito limitado) usar el gas domésticamente en lugar del petróleo, liberando así más petróleo para la exportación, como para poder incrementar sus exportaciones, particularmente a Europa. Para ello busca la participación e inversión extranjeras, tratando de explotar su gran potencial para el aumento de la exportación de gas a los mercados europeos. En la actualidad, aunque su único cliente es ENAGAS, de España, están en marcha proyectos como el WLPG (Western Libyan Gas Project), una "joint venture" entre AGIP-ENI y NOC para exportarlo a Italia. El proyecto requiere que Libia exporte 8.000 millones de metros cúbicos de gas desde una instalación procesadora, en Melitah, a Italia y Francia durante 24 años, a partir de 2004, a través de un gasoducto de 600 Km. bajo el mar Mediterráneo, a través de Sicilia. Hasta la fecha, Edison Gas se ha comprometido a absorber alrededor de la mitad de ese volumen, y usarlo principalmente para la generación de energía eléctrica en Italia. Además, la italiana *Energía Gas* y la francesa *Gaz de France*, se han comprometido a adquirir asimismo una parte significativa. También AGIP-ENI está promoviendo la conexión de las reservas de Egipto y Libia hacia Italia a través de un gasoducto, según un acuerdo alcanzado en junio de 1997, tras una visita a Libia del presidente Hosni Mubarak. El plan está actualmente en estudio.

A pesar de que, ya en 1971, Libia se convirtió en el segundo país del mundo (después de Argelia) en exportar gas natural licuado, desde entonces sus exportaciones de GNL han venido disminuyendo, debido principalmente a limitaciones técnicas. La planta de GNL de Marsa El Brega,

construida en los años 60 por *Esso*, tiene una capacidad de 3.500 millones de metros cúbicos por año, pero debido a limitaciones técnicas sólo un tercio está disponible para la exportación, principalmente a *ENAGAS* en España. Si se realizaran los planes para la reforma y mejora de la planta (que se vienen aplazando desde 1992), para solucionar el problema de la separación del GPL (que hoy en día debe hacer el cliente), las exportaciones de GNL se podrían triplicar, y los principales clientes serían España, Turquía e Italia.

Egipto

Petróleo

Las reservas probadas de petróleo de Egipto en 2001 alcanzaron los 2.900 millones de barriles, en tanto que su producción alcanzó un promedio de 639.000 b/d de petróleo crudo, bastante por debajo de los 710.000 b/d de 2000 (desde un máximo de 922.000 b/d en 1996). Entretanto, el consumo doméstico de productos del petróleo aumentó de 501.000 b/d, en 1996, a 585.000 b/d, en 2001, como resultado del fuerte crecimiento económico en la segunda mitad de la década. Con estas tendencias, es probable que Egipto se convierta en un importador neto de petróleo a lo largo de la presente década. Sin embargo, también mantiene la esperanza de que la actividad de exploración en nuevas áreas, traiga consigo nuevos descubrimientos de petróleo como para compensar el declive en la producción.

Actualmente, la producción de petróleo proviene de cuatro áreas principales: el Golfo de Suez (aproximadamente el 70%), el Desierto Occidental, el Desierto Oriental y la Península del Sinaí. El petróleo del Golfo de Suez es producido principalmente por *GUPCO* (Compañía Petrolera del Golfo de Suez), una "joint venture" entre *BP* y *EGPC* (Corporación General del Petróleo Egipcia). La producción en los yacimientos de *GUPCO*, iniciada en los años 60 y 70, ha venido disminuyendo rápidamente, por lo que está intentando retardar este declive natural a través de importantes inversiones para reforzar la producción, así como con un aumento de la exploración (*BP* está invirtiendo 450 millones de dólares a lo largo de seis años con ese fin).

El segundo mayor productor de petróleo en Egipto es *PETROBEL*, "joint venture" entre *EGPC* y la italiana *AGIP-ENI*, que opera los campos de Belayim cerca del Golfo de Suez, y también está emprendiendo un pro-

grama de actualización para prevenir la caída de la producción. Otras compañías importantes en la industria de petróleo egipcia son *Badr El-Din Petroleum Company* (EGPC y SHELL); la *Compañía de Petróleo de Suez* (EGPC y Deminex); y *El Zaafarana Oil Company* (EGPC y British Gas). Actualmente, la compañía española *Repsol YPF* está ampliando su rendimiento petrolero en el Desierto Occidental hasta 60.000 b/d; la "joint venture" que ha establecido con *Apache*, opera la concesión de Khalda, que actualmente produce 43.000 b/d.

También están empezando a explorarse las posibilidades de producción "off shore" en el Mediterráneo. La mayor concesión otorgada recientemente fue para *SHELL*, en febrero de 1999, en una extensa zona de aguas profundas, en la costa mediterránea de Egipto. Otras concesiones menores han sido otorgadas a *BP*, *AMOCO*, *Total Fina Elf* y *AGIP-ENI*. Aunque la mayoría de los descubrimientos del Delta del Nilo han sido de gas, se cree que puede haber también grandes cantidades de petróleo en el área. *SHELL* se muestra optimista tras el éxito en sus primeros dos pozos de su concesión "North East Mediterranean Deepwater".

Además de su papel como exportador de petróleo, Egipto tiene gran importancia estratégica debido a la operación del Canal de Suez y del oleoducto *SUMED* (Suez-Mediterráneo), dos rutas para la exportación de petróleo del Golfo Pérsico ya analizadas en el capítulo 5. Tanto el tráfico de buques petroleros como las ganancias han disminuido durante la última década, como resultado de la competición de los oleoductos y la ruta africana por el Cabo de Buena Esperanza. El declive parece haberse detenido recientemente, con un ligero repunte de los ingresos desde 1999, en parte debido a los nuevos precios ofertados por la Autoridad del Canal (SCA), que viene ofreciendo un 35% de descuento a los buques de GNL, e incluso mayores descuentos a los grandes buques de GNL y a los petroleros. Al mismo tiempo, la SCA ha ahondado el canal para poder aceptar a los portadores a granel más grandes del mundo, pero necesitará ser ahondado más aún, hasta unos 20 metros, para adaptarse a los grandes barcos de transporte de crudo (VLCCs).

Por otra parte, Egipto dispone de nueve refinerías con capacidad para procesar 726.250 b/d de crudo, siendo la mayor la de El Nasr, en Suez (146.300 b/d). El gobierno tiene planes para aumentar la producción de productos ligeros, petroquímicos y gasolina de alto octanaje, mediante la ampliación y mejora de las instalaciones existentes. Además, el Ministerio del Petróleo planea construir cinco nuevas refinerías y plantas petroquími-

cas por un valor de 2.500 millones de dólares. La nueva refinería de Alejandría, MIDOR, (con capacidad de 100.000 b/d) comenzó a operar en abril de 2001. Aunque inicialmente se había planeado como un proyecto principalmente orientado a la exportación, la mayoría de sus productos se venden localmente, debido a los aumentos en la demanda doméstica de Egipto.

Gas natural

Aunque las reservas probadas de gas natural en Egipto se calculan en 1 Tcm, el gobierno estima que podrían estar alrededor de los 3 Tcm, basándose en los resultados de los nuevos descubrimientos en la región del Delta del Nilo (donde ya destacaban en Puerto Fuad, Temsah Sur, y Wakah), y otros adicionales en el Desierto Occidental (donde Obeiyed despierta mayores expectativas). En consecuencia, es probable que el gas natural sea el motor primario del crecimiento del sector energético de Egipto en el futuro previsible; para lo cual el gobierno está en proceso de formar una nueva entidad estatal, la EGAS (Egyptian Natural Holding Gas Company), que, separada de EGPC en 2002, será la encargada de gestionar el sector.

Las compañías extranjeras comenzaron una exploración más activa del gas natural en Egipto a principios de los noventa (Delta del Nilo y Desierto Occidental). Hoy, el sector se está expandiendo rápidamente, con una producción que en 2001 alcanzó los 21Bcm. Las principales compañías extranjeras involucradas en su exploración y producción son *BG, BP, AGIP-ENI*, y *SHELL*. *Repsol YPF* y *Apache* también producen gas desde sus concesiones en el Desierto Occidental. Por lo que respecta a la compañías nacionales, la *IEOC* (Compañía Petrolera Egipcia Internacional), subsidiaria del grupo *AGIP-ENI*, es la productora líder de gas natural en Egipto, operando en el Golfo de Suez, el Delta del Nilo y en el Desierto Occidental. En cooperación con *BP* y *AMOCO*, está concentrando sus exploraciones en el Delta del Nilo, donde se espera que se registre el mayor crecimiento en la producción de gas natural en esta década.

La demanda de gas natural ha crecido rápidamente en Egipto debido a que las plantas eléctricas térmicas, que consumen aproximadamente el 65% del consumo total de gas en Egipto, han cambiado de petróleo a gas para su funcionamiento. Al mismo tiempo, el rápido aumento de las reser-

vas de gas ha llevado a la búsqueda de nuevas opciones para la exportación, como factor importante para equilibrar la balanza de pagos de Egipto, en declive por la caída en las exportaciones de petróleo. A finales de 1999, el gobierno declaró que las reservas de gas natural eran más que suficientes para cubrir las necesidades domésticas, y que las empresas extranjeras productoras de gas en Egipto deberían buscar clientes para la exportación. A principios de 2000, se anunció una moratoria en los nuevos acuerdos de compra por *EGPC* para el consumo doméstico, ya que los previamente firmados bastarían para atender la demanda prevista en los próximos años. También se anunció, en septiembre de 2000, una nueva política de precios que incluía precios base y tope, diseñados para proteger a consumidores y productores de los riesgos de los precios indexados con base en los del petróleo.

Por último, cabe reseñar que la empresa española *UNIÓN FENOSA* ha firmado un contrato con *EGPC*, en julio de 2000, para la compra de gas natural para atender un terminal de gasificación de GNL, en Damietta (Delta del Nilo), previsto para completarse a mediados de 2004. Su capacidad se calcula en 3.848 millones de metros cúbicos por año que, en su mayor parte, irá destinado a las plantas de dicha empresa en territorio español.

RIESGOS DERIVADOS DE LA DEPENDENCIA ENERGÉTICA

La UE representa el mercado natural para la energía exportada del Norte de África y, en particular, del gas natural que, como ya se ha mencionado anteriormente está registrando una demanda creciente. La situación de dependencia que de ese hecho se deriva, y la tendencia al alza que se prevé en el futuro, plantea una serie de riesgos para la UE difíciles de asumir. Estos riesgos, que son marcadamente distintos para el petróleo y para el gas natural, se describen a continuación.

Riesgos derivados de la dependencia exterior del petróleo

El 17% de las importaciones de petróleo de la UE provienen de los países del Norte de África (principalmente de Argelia, Libia y Egipto), frente al 31% que proviene del Golfo Pérsico, principalmente de Arabia Saudí. De ello se deduce que, en una primera aproximación, los riesgos de una interrupción del suministro por parte del Norte de África son de menor impor-

tancia que si los comparamos con los que se derivan de una medida similar adoptada por los productores del Golfo Pérsico. Ese tipo de interrupción se podría resolver, en principio, con un ajuste del mercado a nivel mundial, ya que el mercado del petróleo es muy competitivo y está prácticamente globalizado, de forma que la retirada temporal de un productor no causaría el desabastecimiento total, sino que sólo provocaría un aumento coyuntural de los precios, siguiendo las reglas de la oferta y la demanda. En consecuencia, la seguridad de abastecimiento de petróleo está prácticamente garantizada a escala mundial, siempre que se trate de una crisis temporal y localizada; la velocidad de adaptación, en ese caso, a las rupturas del mercado dependerá de la calidad de sus propias estructuras.

Para hacer frente a esas contingencias, la UE debería estar capacitada para reaccionar pronta y eficazmente, evitando una desestabilización mayor en el suministro de petróleo. Esto implica una gestión coordinada de las reservas estratégicas en la Unión Europea y, al mismo tiempo, dotarse de una política exterior orientada a la estabilización política y al desarrollo económico de las áreas suministradoras más importantes, contribuyendo a limitar su dependencia macroeconómica de los ingresos del petróleo.

Riesgos derivados de la dependencia exterior del gas natural

Consciente de su creciente dependencia en este sector, la Unión Europea viene desarrollando y potenciando en la región euro-mediterránea una extensa red de transporte de gas natural, la cual, con toda seguridad, se desarrollará aún más a medio y largo plazo, no sólo dentro del territorio de la Unión, sino también en los países mediterráneos del Norte de África. Esta región tiene, por su parte, necesidad de importantes inversiones en infraestructuras energéticas, con el fin, por un lado, de asegurar la seguridad de aprovisionamiento de sus mercados interiores y, por otro, para poder exportar al mercado europeo.

La dependencia Europea respecto al gas natural está mucho más concentrada (Argelia, Noruega, y Rusia) que en el caso del petróleo. Se trata, por tanto, de una situación aparentemente más controlada, pero no por ello exenta de riesgos. Hay una distinción clásica entre el riesgo a corto plazo y el riesgo a largo plazo. El primero es, esencialmente, un riesgo físico de interrupción del suministro, que puede ir unido al riesgo de acci-

dentos o a fenómenos meteorológicos. También puede ser un riesgo político, vinculado a la posibilidad de que existan problemas en el país exportador o en las zonas de tránsito, o el resultado de una opción intencionada del gobierno del país exportador. En ese sentido, la eventual inestabilidad política en Argelia, por ejemplo, ha llevado a la consideración de que un aumento en las compras por parte de la Unión Europea en este país podría aumentar considerablemente los riesgos a corto plazo. La magnitud del riesgo depende de la entidad y duración de la interrupción. Una interrupción a largo plazo, la de mayor riesgo, sólo podría ser el resultado de un desorden político-militar duradero, lo que se considera bastante improbable incluso en caso de una disolución parcial del Estado. Además, cualquiera que sea el régimen político, y su nivel de inestabilidad, es muy probable que su necesidad de ingresos, por una parte, y la de atraer y mantener a los socios comerciales, por otro, evite cualquier interrupción de suministro a largo plazo.

Hay, en cualquier caso, varias respuestas posibles para paliar estos riesgos, como la potenciación de las redes de transporte, bastante avanzadas ya en la Unión Europea, y el aumento de las capacidades del almacenamiento de gas, que en algunos países comunitarios cubren del 20 al 40% de su consumo anual. Asimismo, las interconexiones de los sistemas de transporte contribuyen a la garantía de los suministros. Además, el riesgo de interrupción por los países de tránsito puede limitarse diversificando las rutas. Este es el caso del proyecto de gasoducto que en un futuro próximo unirá Argelia con España directamente, sin pasar por Marruecos (el ya mencionado gasoducto *Medgaz*). La diversificación de las fuentes de suministro es otra alternativa a considerar. En el futuro, esta diversificación podría llevarse a cabo en parte a través de la estrategia de las compañías petroleras que están explorando nuevas oportunidades en Europa, involucrándose cada vez más en el mercado de gas. De esta manera, en los próximos años, comenzarán a importar GNL desde Egipto, Nigeria y Oriente Medio.

En lo que se refiere al riesgo a largo plazo, corresponde a una situación en la que la demanda no podría satisfacerse por razones políticas o económicas, como la contratación de insuficientes cantidades debido a un mal cálculo del crecimiento de la demanda, y la falta de incentivos económicos para desarrollar proyectos de importación porque los niveles de precios son demasiado bajos.

En resumen, dada la importancia de la futura dependencia comunitaria respecto al gas natural, la seguridad de abastecimiento constituye un

serio problema. Mejorar los niveles de interdependencia y flexibilidad a corto plazo y abrir nuevas oportunidades para la diversificación de las importaciones, evitando la concentración de las compras en pocos proveedores exteriores, parecen ser las soluciones idóneas.

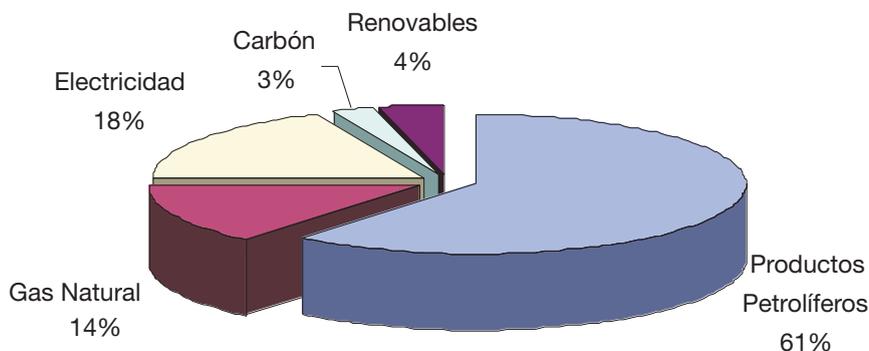
LA ENERGÍA EN ESPAÑA EN RELACIÓN CON EL NORTE DE ÁFRICA

España tiene unos recursos energéticos limitados, que sólo cubren aproximadamente el 26,3% de sus necesidades. En el caso del petróleo y del gas, el grado de autoabastecimiento es mucho menor, el 0,5% y el 2,9% respectivamente. Además la demanda energética está creciendo rápidamente, en paralelo al progreso económico, y ello obliga al gobierno a considerar la seguridad de aprovisionamiento un importante aspecto de su política energética orientándola, tal como recomienda el *Libro Verde* de la Comisión Europea, hacia la disminución significativa de los riesgos inherentes a tal dependencia. En este sentido, una de las principales medidas a considerar es la diversificación de la oferta exterior.

Centrándonos en los países del Norte de África estudiados, y para hacernos una idea del grado de dependencia respecto a ellos, describimos a continuación el consumo y las importaciones de hidrocarburos habidos en España en el año 2001.

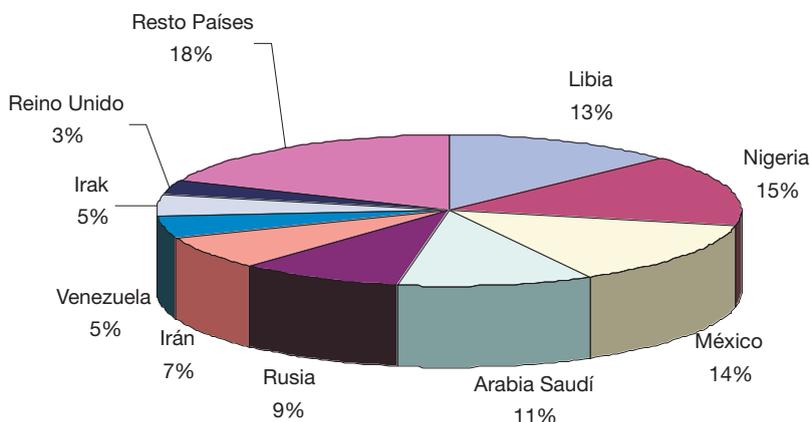
GRÁFICO 1

Distribución del consumo de energía final en España 2001 (%)



Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Ministerio de Economía).

GRÁFICO 2
Importaciones de petróleo en España en 2001 (Mtep)



Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Ministerio de Economía).

Como se ve en el Gráfico 1, la estructura actual de la energía primaria en España está dominada por el petróleo, con un 61% del total, valor porcentual similar al de la Unión Europea. En cuanto al gas natural, éste tiene todavía una escasa participación (13%), en comparación con la media comunitaria, aunque en el futuro se prevé un aumento significativo de este tipo de energía (59).

En el caso del petróleo, en el año 2001 España importó 57,01 millones de toneladas de crudo (Mtep), un 0,8% menos que en el año anterior. Dichas importaciones, según el Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Ministerio de Economía) y como muestra en el Gráfico 2, se repartieron de la siguiente manera: de África (Nigeria, Libia, Argelia y Camerún), el 41,9%; de Oriente Medio (Arabia Saudí, Irán, Iraq y Siria), el 25,0%; de Europa (Rusia, Reino Unido y Noruega) el 14,8%; y de América (México y Venezuela) el 18,4% restante.

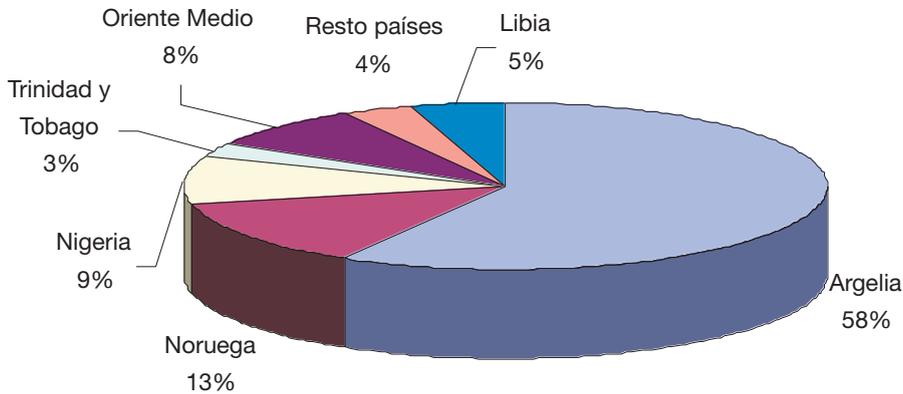
(59) Según la Comisión Nacional de la Energía, la participación del gas natural pasará de un 12,2% del total de la energía primaria consumida en el año 2000, al 18,6% en 2005. Este importante crecimiento será motivado principalmente por los consumos previstos de gas en los ciclos combinados y, en menor medida, por el crecimiento del consumo de gas en el mercado convencional.

A la vista del Gráfico, y como viene siendo habitual desde hace años, la procedencia del crudo se caracteriza por la diversificación, con cerca de veinticinco países que suministran a España, lo que repercute positivamente en la seguridad del suministro a corto y medio plazo. El continente africano, con una importante aportación del Norte de África, constituye la principal región de procedencia de nuestras importaciones de crudo, por delante de Oriente Medio. Por países, el principal suministrador fue Nigeria, con cerca de nueve millones de toneladas, seguido por México, Libia, Arabia Saudí, Rusia e Irán.

En el caso del gas natural, su incorporación al mercado energético en España es relativamente reciente (encontrándose todavía por debajo de los niveles de Reino Unido, Alemania, Italia, Francia y Holanda). Sin embargo, en los últimos años se registra un continuado y fuerte crecimiento que ha llevado a que, en 2001, el consumo alcanzara los 18.227 millones de metros cúbicos, con una importante tasa de crecimiento del 7,8% respecto de 2000. Las importaciones para el conjunto del año se elevaron a 17.527 millones de metros cúbicos, un 2% más que en 2000. Aunque por razones propias de la configuración del mercado internacional y la particular naturaleza de esta fuente energética, la diversificación de suministros en el caso del gas natural sea, como ya se ha comentado, inferior a la del crudo, durante los últimos años se ha incrementado con importaciones procedentes de Noruega, Nigeria, Qatar, Emiratos Árabes Unidos, Trinidad y Tobago..., aparte de las tradicionales procedentes del Norte de África (Argelia y Libia), buena parte de las cuales vienen en la forma de GNL, que en 2001 supuso el 56,5% del total del gas importado por España. Otra medida adoptada con la intención de paliar los problemas derivados de una excesiva dependencia de un único suministrador, ha sido la de establecer que ningún proveedor exterior pueda suministrar más del 60% del total del gas importado, máximo éste que se alcanzó en el año 2000 por Argelia, primer suministrador de gas natural a España.

Analizando las importaciones españolas en el año 2001 por áreas geográficas, recogidas en el Gráfico 3 según los datos del Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Ministerio de Economía), del Norte de África (Argelia y Libia) procede el 62,8%; de Europa (Noruega) el 13,2%; de Oriente Medio (Qatar, Omán y Emiratos Árabes Unidos) el 8,4%; de América (Trinidad y Tobago) el 2,7%; de Nigeria el 9,3%; y del resto de países el 3,6%.

GRÁFICO 3
Importaciones de gas natural en España 2001



Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Ministerio de Economía).

Otro aspecto que incide directamente en la seguridad del abastecimiento es el del transporte. El gas llega a España bien en estado gaseoso, a través de las conexiones internacionales o bien en forma de gas natural licuado, por medio de los terminales de regasificación. El sistema de transporte ya está recogido en detalle en el capítulo 5. Baste decir aquí que el proyecto de construcción del gasoducto *Medgaz*, no sólo incrementará la seguridad de abastecimiento del gas en relación con el Norte de África, sino que también a partir de 2007, cuando está previsto que finalice su construcción permitirá unir a Almería (terminal de la conexión en territorio español) con la frontera francesa, lo que supondrá que llegue a España también el gas procedente del Norte de Europa. Además de los gasoductos, es muy probable que en el futuro se construyan más plantas de regasificación, elevándose así la proporción de suministros de GNL en relación con el gas natural, lo que contribuye también a una mayor diversificación de suministros.

En resumen, a la vista de los datos anteriormente expuestos, y sin perder de vista el objetivo de conseguir una mayor seguridad de abastecimiento en el sistema energético español, se puede afirmar que una red de transporte suficientemente interconectada, una mayor integración de mercados y la promoción de una mayor participación del gas natural en el balance de energía primaria contribuirían a disminuir la dependencia del petróleo, diversificando las fuentes de aprovisionamiento y, por lo tanto, reduciendo los efectos negativos de un hipotético fallo en el suministro de una de ellas.

CONCLUSIONES

Como se ha expuesto en las páginas precedentes, el Norte de África es una región con abundantes recursos energéticos, principalmente gas y petróleo, a pesar de estar todavía subexplorada. Por lo tanto, atesora un enorme potencial para satisfacer, no sólo sus necesidades energéticas propias sino también las de los países europeos. Cabe pensar que el creciente consumo energético que se prevé en los mercados comunitarios en los próximos años, podrá verse compensado en una medida significativa con las buenas expectativas de descubrimiento de reservas mucho mayores que las actuales. Esto implica que la UE incrementará aún más su dependencia de esta región por algún tiempo, a menos que arbitre medidas para evitarlo.

Pero no hay que perder de vista que esa dependencia es recíproca, e incluso mayor para los países del Norte de África, ya que cerca del 90% de sus exportaciones de gas natural y cerca del 50% de las de petróleo, se destinan a los mercados comunitarios, y, además, sus economías son más vulnerables que las de sus vecinos del Norte ante las oscilaciones de los precios de la energía. Existen pues unos intereses convergentes, mientras que la UE necesita garantizar su demanda energética al más bajo coste posible, los países productores del Norte de África necesitan aumentar sus ingresos para financiar su desarrollo. De ahí deriva la necesidad de una cierta “asociación estratégica” entre ambas orillas del Mediterráneo.

Consciente de esta realidad, la UE considera que la energía es un sector de colaboración prioritario en las relaciones entre la UE y los países mediterráneos no comunitarios, entre los que figuran los aquí estudiados (aunque Libia sólo en calidad de observador), integrados todos ellos en la Asociación Euro-Mediterránea, lanzada en 1995 en Barcelona. Entre las razones vinculadas a la seguridad de abastecimiento energético de la UE que explican esta orientación, cabe destacar, por una parte, la proximidad geográfica al flanco sur de Europa, factor crucial para el tránsito de las fuentes de energía de otras regiones vecinas como el Golfo y el Cáucaso, y, por otra, el volumen de petróleo y reservas de gas de que disponen algunos de los socios mediterráneos (especialmente los del Norte de África), lo cual constituye una garantía importante para el suministro a la UE, su principal cliente.

Desde esa óptica, debería interesar a la UE el desarrollo del Norte de África, impulsando la diversificación de su economía y la reducción de su

actual dependencia de las exportaciones de petróleo y gas. La Unión Europea podría contribuir a estos procesos aportando su experiencia, tecnología y los recursos económicos necesarios, a través de los mecanismos e instrumentos establecidos en el Proceso de Barcelona. También debería interesarle la estabilidad de una zona, que sin duda va a convertirse en una prioridad para la UE, e incluso para la OTAN. Basta pensar en las consecuencias de una eventual desestabilización política interna en alguno de los países de la región, o en el empeoramiento de las relaciones bilaterales con los países comunitarios, circunstancias ambas que podrían tener un impacto negativo en la seguridad de abastecimiento energético.

Otro factor de desestabilización lo podría constituir el hecho de producirse hallazgos de petróleo en zonas conflictivas. Como ya hemos comentado, se están llevando a cabo grandes esfuerzos de investigación y exploración tanto en el Mediterráneo Occidental (Mar de Alborán) como en el Atlántico (frente a las costas del Sáhara y de Mauritania). De realizarse hallazgos importantes de petróleo o gas en dichas zonas, se podrían originar conflictos de intereses entre los países implicados, ya que los criterios de territorialidad de las aguas no están claramente definidos o no existe consenso fronterizo. Éste es el caso de Marruecos y España, que mantienen cierta tensión en algunas de estas zonas por la posible existencia de yacimientos de crudo y gas cuya propiedad legítima aún no se ha determinado.

Sin duda, el principal instrumento para fomentar la seguridad y estabilidad necesaria para garantizar nuestra seguridad de abastecimiento energético es el diálogo. Un diálogo ya iniciado y bastante avanzado, pero que necesita ser ampliado en el campo de la política energética e ir acompañado con un refuerzo en la cooperación y ayuda al desarrollo económico de la región vecina del Norte de África, con la que la Unión Europea está abocada a entenderse y con la que España, por proximidad física, vínculos históricos e intereses mutuos, mantiene unas relaciones privilegiadas y, por tanto, puede jugar un papel esencial en el liderazgo de todo tipo de iniciativas de diálogo y cooperación.

BIBLIOGRAFÍA

BP: “*Statistical review of world energy*”; junio, 2002.

COMISIÓN EUROPEA: “*Un nuevo impulso para el proceso de Barcelona*”, COM (2000) 497 final.

- COMISIÓN EUROPEA: *"Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético"*. (2000).
- COMISIÓN EUROPEA: *"Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético"*, COM (2000) 769 final.
- COMISIÓN EUROPEA: *"Enhancing Euro-Mediterranean cooperation on transport and energy"*, COM (2001) 126 final.
- COMISIÓN EUROPEA: *"Cooperación con los países en desarrollo en materia de energía"*, COM (2002) 408 final.
- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA: *Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura*. (2001).
- EURO-MED PARTNERSHIP. *Regional Strategy Paper 2002-2006 and Regional Indicative Programme 2002-2004*.
- EUROPEAN COMMISSION: *"Economic Foundations for Energy Policy"*. (1999).
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: *"North Africa Oil and Gas"*. (1997).
- MARQUINA, A. y GÜNTER BRAUCH, H.: *"Political Stability and Energy Cooperation in the Mediterranean"*, UNISCI. Madrid, 2000.
- MINISTERIO DE ECONOMÍA: *Boletín Estadístico de Hidrocarburos*. (2001).
- www.eia.doe.gov, *"Arab Maghreb Union Countries analysis briefing"*, enero 2002.
- www.eia.doe.gov, *"Lybia Country analysis briefing"*, julio 2001.
- www.eia.doe.gov, *"Egypt Country analysis briefing"*, diciembre 2001.
- www.europa.eu.int.

CAPÍTULO NOVENO

GEOPOLÍTICA DE LA ENERGÍA EN EL ESPACIO EUROMEDITERRÁNEO

GEOPOLÍTICA DE LA ENERGÍA EN EL ESPACIO EUROMEDITERRÁNEO

Por JESÚS A. NÚÑEZ VILLAVARDE Y
ALEJANDRO V. LORCA CORRÓNS

En el clima bélico que actualmente domina la agenda internacional, influida poderosamente por los trágicos acontecimientos del 11 de septiembre de 2001, se percibe una creciente preocupación en las capitales de la Unión Europea (UE). No se trata únicamente de la incomodidad de verse arrastradas por una dinámica que parece conducir inexorablemente a su participación directa en un conflicto no deseado, sino también de que vuelve a ponerse de relieve una de sus más acusadas características: la dependencia energética y su limitadísima capacidad para influir en esos mercados. Al igual que ya ocurrió en 1991 con la operación “Tormenta del Desierto” —emprendida para forzar la retirada iraquí del rico territorio petrolífero de Kuwait, invadido por decisión de Saddam Hussein en su afán por aumentar el control sobre las ingentes reservas de hidrocarburos localizadas en el Golfo Pérsico—, la atención mundial se centra nuevamente en una zona altamente inestable, vital para asegurar la satisfacción de las necesidades energéticas de los Quince y para la que no se ha logrado articular una estrategia propia que permita la defensa de los intereses comunes de sus miembros.

Aunque sean muchas las variables a considerar en este contexto, la que se relaciona con la seguridad del abastecimiento de materias primas energéticas es una de las más notables, sobre todo para un conjunto de países como los comunitarios, que siguen, a pesar de los múltiples intentos desarrollados desde la ya lejana primera crisis del petróleo (1973), necesitando la colaboración de los países productores de la región como

una de sus principales fuentes de suministro. Todo indica, tal como se verá más adelante, que, lejos de disminuir, esa dependencia no hará más que aumentar en los próximos años. Mirando hacia atrás se podría concluir que esta situación no hace más que reflejar una falta de reacción adecuada por parte de las instancias comunitarias para hacer frente a una de sus principales carencias. Volviendo la vista hacia el futuro, cabe imaginar que la toma de conciencia sobre la preocupante realidad percibida en estos últimos tiempos —de la que es buena muestra la publicación en 2000 del *Libro Verde* de la UE “Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético” (60)—, debería constituir un punto de arranque para superar los obstáculos que la situación actual representa para quien, como es el caso de la UE, pretende consolidar su posición como un actor internacional de primer orden en el siglo que comienza.

Al igual que ocurre en cualquier análisis sobre temas de seguridad mediterránea, el estudio de la geopolítica (aunque mejor cabría emplear aquí el término de geoeconomía) de la energía en el espacio euromediterráneo obliga a ir más allá de las estrictas fronteras geográficas que delimitan al *Mare Nostrum*. En el marco de estas páginas debe entenderse como aquél en el confluyen los actuales quince miembros de la UE y los ya designados como candidatos a la ampliación (61), por una parte, junto a los Países Mediterráneos No Comunitarios (62) y los que conforman el Golfo Pérsico o Árabe (63). Todo ello sin olvidar la creciente importancia que están adquiriendo las nuevas repúblicas exsoviéticas del Asia Central, alrededor del mar Cáspio (64). Sin entrar en los detalles de la compleja situación que caracteriza cada una de estas regiones, tema por otro lado abordado en los capítulos 7 y 8 de este mismo texto, se opta en este caso por concentrar la atención en el estudio del papel que el Mediterráneo, en su más amplia expresión, ha jugado, y puede jugar en el futuro, en la estrategia de la Unión Europea para gestionar su ya mencionada dependencia

(60) Comisión de las Comunidades Europeas, Bruselas, 29-11-00, COM (2000), 769 final.

(61) Bulgaria, Chipre, Eslovenia, Eslovaquia, Estonia, Hungría, Letonia, Lituania, Malta, Polonia, República Checa, Rumanía, y Turquía.

(62) En terminología de Bruselas agrupa a Argelia, Egipto, Israel, Libia, Jordania, Marruecos, Siria, Territorios Palestinos y Túnez, junto con Turquía, Chipre y Malta que, en este caso, ya están contabilizados entre los candidatos. Libia- que no está incluido en esta denominación, aunque ya figura desde 1999 como observador en el marco de la Asociación Euro-Mediterránea- es un país evidentemente incluido en este estudio.

(63) Arabia Saudí, Bahrein, Emiratos Árabes Unidos, Irán, Iraq, Kuwait, Omán, Qatar y Yemen.

(64) Azerbaiyán, Kazajstán, Rusia, Tayikistán, Turkmenistán y Uzbekistán, junto con Irán que aparece ya integrado entre los del Golfo Pérsico.

energética. En ese sentido, se pretende dar a conocer cómo ha ido evolucionando la visión comunitaria sobre la región, sus objetivos en ella y las estrategias desarrolladas por Bruselas en la defensa de sus intereses.

HIDROCARBUROS, LA ENERGÍA VITAL DE LA UE

El desarrollo y el mantenimiento de los modelos económicos que se aplican en los llamados países desarrollados se basa, desde una perspectiva energética, en la utilización masiva de los hidrocarburos (petróleo y gas), muy por encima de otras fuentes que siguen ocupando lugares secundarios (carbón, nuclear, eólica, solar...). Ése ha sido su rasgo más característico a lo largo de la mayor parte del pasado siglo y, en función de las previsiones formuladas en estos últimos años, todo hace pensar que esa estructura no se va a modificar sustancialmente en el marco temporal definido para este trabajo (año 2020). Ni el imparable desarrollo tecnológico producido en estas últimas décadas, ni las denuncias de insostenibilidad del modelo económico que imponen las sociedades más desarrolladas, ni la presión que puedan suponer los compromisos adquiridos por la comunidad internacional- como el Acuerdo de Kioto para la reducción de gases de “efecto invernadero”-, parecen suficientes para modificar las bases de un esquema radicalmente desigual que, entre otros factores, contribuye a incrementar aun más la brecha entre poderosos y excluidos o, lo que es lo mismo, a aumentar el nivel de conflictividad tanto interestatal como intraestatal. Así lo indican los datos y las previsiones realizadas por diferentes organismos interesados en el tema:

- El 20% de la población mundial consume actualmente el 80% de los recursos energéticos. La Unión Europea, que no representa más que el 6% de la población del planeta, consume el 15% de los bienes energéticos disponibles. Más concretamente, la UE es el primer importador de petróleo del planeta (19% del consumo mundial) y de gas natural (16% del total mundial).
- En los próximos veinte años se estima que, mientras que la población mundial aumentará un 25% (más del 90% de este volumen se localizara en los países en vías en desarrollo) el consumo energético lo hará en un 50%. Esto se traducirá en un incremento global del consumo anual desde los 9.300 millones de TEP (Toneladas Equivalentes de Petróleo) en el año 2000 —de las cuales 1.800 se asignan a la UE más el total de los países candidatos— a las 15.000, de las que 2.200 serán de la UE ampliada.

- La dependencia energética conjunta de la UE es actualmente de un 50% y, en 2020, pasará al 70%, llegando al 90% en lo que se refiere a los productos petrolíferos. Se prevé un crecimiento anual del consumo energético de la UE del 2%. Esta previsión es el resultado tanto del incremento que se siga produciendo en los Quince como del efecto de una ampliación, que puede llegar a integrar a quince nuevos miembros, todos ellos deficitarios en este terreno y que, en función de su previsible crecimiento económico (5-6% anual) inducido por su integración en la dinámica comunitaria, incrementarán notablemente sus actuales demandas.
- En la actualidad, el petróleo (46%) y el gas (17%) son las principales fuentes energéticas de los Quince, seguidas del carbón (16%), la nuclear (15%) y las renovables (6%). En 2030 se prevé que el petróleo (38%) y el gas (29%) sigan siendo las principales referencias, seguidas del carbón (19%), las energías renovables (8%) y la energía nuclear (6%).
- Para hacer frente a su demanda energética global, la UE se ve obligada a importar el 76% de sus necesidades de petróleo y el 40% de las de gas (junto a más del 50% de sus necesidades de carbón y el 95% de las de uranio natural).
- En 2004 el conjunto de la UE consumirá más del 20% del petróleo producido en el mundo.

Esta situación actual de dependencia, sin embargo, no ha sido un rasgo históricamente asociado a la Europa Occidental. De hecho, no es necesario remontarse mucho en el tiempo para encontrar una larga etapa de autosuficiencia energética en el conjunto de los países que hoy se identifican como miembros del club de Bruselas, llegando hasta el período de entreguerras y, más concretamente, hasta el final de la segunda Guerra Mundial, cuando los Estados Unidos de América toman el relevo en el liderazgo de manos de Gran Bretaña.

Desde esa óptica, es posible establecer un claro paralelismo entre suficiencia energética y poder mundial. Cuando los países europeos eran capaces de satisfacer sus necesidades energéticas contando con sus propios recursos, con modelos de producción que se basaban fundamentalmente en el carbón, su poderío económico y político era incuestionable. No es casual que la pérdida de esa situación de privilegio, en la que nos encontramos todavía, se corresponda con una etapa en la que el sostenimiento de la acti-

vidad económica pasa a descansar en la explotación de los hidrocarburos. En ese momento, EEUU se convierte en el referente mundial, ya no sólo porque él mismo dispone de hidrocarburos en cantidades notables (conviene recordar que se trata del segundo productor mundial de petróleo, tras Arabia Saudí, y que actualmente su producción nacional le permite cubrir el 41% de sus necesidades petrolíferas) sino también porque ha desarrollado una estrategia orientada al control, directo o indirecto, de las principales reservas mundiales de estos productos localizadas en el Golfo Pérsico. En la consecución de este objetivo de liderazgo el Mediterráneo ha jugado un papel importante, fundamentalmente como vía principal de tránsito tanto de buques, que desde el Golfo Pérsico atraviesan el Canal de Suez y Gibraltar, como de punto de llegada de oleoductos y gasoductos que acercan estos productos directamente a la costa oriental mediterránea.

En su afán por recuperar el liderazgo mundial, o al menos por poder consolidarse como uno de los principales actores internacionales, los países de la Europa Occidental han iniciado un proceso que pretende, en última instancia, recrear aquella situación pretérita en la que la región era autosuficiente. Por una parte, sus miembros parecen haberse concienciado de la necesidad de compartir esfuerzos entre antiguos adversarios (tanto la Comunidad Europea del Carbón y del Acero como, sobre todo, el Tratado de Roma son evidentes ejemplos de cómo consolidar un proceso de prevención de conflictos por la vía de la cooperación económica y el diálogo político), conscientes de que se enfrentan a dinámicas que ninguno de ellos puede controlar por separado. Por otra, tratan de aprovechar los lazos establecidos durante la época colonial, en la que principalmente franceses y británicos imponían sus criterios tanto en el Golfo Pérsico como en el Próximo Oriente, para asegurarse el suministro de hidrocarburos. El Diálogo Euro-Árabe, iniciado en 1973, fue, a pesar de la escasez de resultados cosechados, un paso en esa dirección.

Al mismo tiempo, y éste es un ejercicio que no está más que en sus etapas preliminares, Bruselas está tanteando la posibilidad de dar un vuelco total a su situación de dependencia, aprovechando las oportunidades que ofrece la superación de la Guerra Fría. Todas las previsiones apuntan a que en un plazo que varía entre los veinte y los cuarenta años se alcanzará el techo de la producción mundial de petróleo (65), de tal manera que

(65) Definido como el punto en el que se haya llegado a utilizar la mitad de las reservas conocidas y de las que, ahora mismo, se prevé descubrir. En ese momento se entrará en una etapa de crecimiento constante del precio de un recurso que comenzará a ser cada vez más escaso.

a partir de entonces será todavía más significativa la dependencia mundial del petróleo del Golfo Pérsico, donde estarán localizadas las dos terceras partes de todos los recursos disponibles. Antes de que eso suceda, y al margen del interés por desarrollar otras fuentes energéticas (que van desde las renovables hasta la más ambiciosa, basada en el hidrógeno), la UE pretende explorar nuevas vías que le permitan incrementar sus niveles de autosuficiencia.

El acercamiento a Rusia se plantea, en esa línea y a pesar de los evidentes temores que todavía despierta su carácter de antiguo rival, como una oportunidad para superar los problemas que siempre implica la dependencia de fuentes de suministro externo. Así se explica la iniciativa adoptada con ocasión de la VI Cumbre UE-Rusia (París, 30 de octubre de 2000) de poner en marcha una Asociación Energética entre ambas partes, que integra tanto cuestiones petrolíferas como gasísticas o de electricidad, en un intento por fomentar las inversiones en ese sector en territorio ruso, facilitar una mayor armonización de infraestructuras, reglas y procedimientos de actuación y diversificar las fuentes de suministro energético de la UE. Contar con el petróleo y con el gas de Rusia (que en unos meses podría llegar a superar a Arabia Saudí como principal exportador mundial de petróleo, y que incrementa constantemente sus niveles de producción gasística), abre la posibilidad para que Europa vuelva a ser autosuficiente. Si este proceso se consolidara, cabe pensar que se reduciría significativamente el interés que actualmente muestra la UE por la evolución de los países de Oriente Medio. Estaríamos, por lo tanto, en un escenario completamente distinto al actual, en el que Bruselas podría disponer de un mayor margen de maniobra para replantearse sus relaciones con el conjunto de los países del área.

Hasta ahora su discurso, que trata de promover el desarrollo generalizado de regímenes democráticos y de economías de mercado, se ve con excesiva frecuencia relegado por unas prácticas que se traducen en el apoyo interesado de unos líderes locales, sin voluntad política para modificar las reglas de juego impuestas de espaldas a las necesidades de su propia población. La necesidad de garantizar los suministros energéticos procedentes de estos países se impone a los deseos de reclamar determinadas reformas de los modelos, no sólo económicos sino también políticos, de unos regímenes manifiestamente mejorables. En una situación como la que se derivaría del hecho de que la UE llegara a ser autosuficiente en este terreno, Bruselas ya no solamente reduciría su nivel de riesgo ante los episodios de inestabilidad que pudieran producirse en la

región, sino que, además, podría optar más decididamente, si existiera la voluntad política para hacerlo, por promover las reformas que faciliten que estos países lleguen a ser sociedades abiertas y más estables.

Sin embargo, la idea de un acercamiento tan estrecho a Rusia, que aplicando la misma lógica que impone este enfoque debería acabar convertida en un miembro más de la UE, plantea todavía numerosos interrogantes. No estamos, en consecuencia, ante una opción ya decidida, sino en los inicios de un proceso que, siendo inicialmente atractivo para las dos partes, todavía debe superar las reticencias que se derivan del hecho de que, si lo que aquí se apunta llegara a concretarse, supondría pasar a depender en gran medida de Rusia como principal suministrador (precisamente en contra del principio de diversificación de riesgos, que es una de las bases de la política energética de cada uno de los Quince). Es obvio que si Rusia llegase a ser un miembro de pleno derecho de la UE, ese temor dejaría de tener sentido, pero para que ello llegue a ocurrir queda todavía un plazo de tiempo que, probablemente, supere el marco temporal que se analiza en estas páginas. Todo ello sin contar con que el actual afán ruso por incrementar su cuota de mercado en el sector está forzando, a niveles difícilmente soportables a largo plazo, su capacidad productiva cuando, al mismo tiempo, su nivel de reservas no llega a ser ni siquiera la mitad de las que dispone Arabia Saudí. En consecuencia, se trata de una opción a considerar, puesto que se perciben claras señales de acercamiento en este terreno, pero sujeta a tales incertidumbres que obliga a relativizar su importancia descartando, en el marco temporal aquí contemplado, que Rusia pueda convertirse en una alternativa absoluta a los suministradores tradicionales.

EL MEDITERRÁNEO COMO VÍA DE TRÁNSITO Y FUENTE DE SUMINISTRO ENERGÉTICO

De ahí que sea conveniente volver la vista hacia el espacio euromediterráneo, considerando que los países productores de la zona seguirán ocupando una posición importante como suministradores al menos en las dos próximas décadas, por mucho que la UE intente mejorar su posición y reducir el actual nivel de dependencia. En otros capítulos de este mismo texto se analiza en detalle el papel que juega el Mediterráneo como fuente de suministro de petróleo (capítulo 2) y de gas (capítulo 3), y como vía de tránsito de estos productos hacia los mercados comunitarios (capítulo 5). Bastaría reseñar aquí que el 51% del petróleo importado por la UE pro-

cede de los países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), básicamente compuesta por países integrados en nuestra zona de estudio (66). El reparto por países de ese considerable porcentaje estaba, en 1999, encabezado por Arabia Saudí (13%) seguido de Libia (10%), Irán (9%), Iraq (7%), Argelia (4%), Kuwait (2%), dejando para Venezuela y Nigeria el restante 6%. En lo que respecta al gas, y para el mismo año, Argelia aparecía como la segunda fuente de suministro, con el 29% del total de importaciones, entre Rusia (41%) y Noruega (25%).

La variable energética es clave en cualquier análisis de las relaciones entre la Unión Europea y los países mediterráneos. Así lo atestigua, en primer lugar, la iniciativa adoptada en 1973 por la UE y la Liga Árabe, a partir de una propuesta que los representantes de esta última organización presentaron en Copenhague, aprovechando la convocatoria del correspondiente Consejo Europeo que se celebraba en aquella ciudad. Coincidió, no por casualidad, la reunión entre las respectivas *troikas* con el momento en que se iniciaba una más de las guerras entre árabes e israelíes, la del *Yom Kippur*, o, lo que es lo mismo en términos energéticos, la primera crisis del petróleo. Los representantes de los 22 países de la Liga, entre los que evidentemente están los principales miembros de la OPEP, pretendían convencer a sus colegas comunitarios de que a cambio de su respaldo político a las tesis árabes en su confrontación con el Estado de Israel, no sólo no se verían sometidos al embargo con que comenzaban a castigar a EEUU, sino que tendrían garantizado el petróleo necesario a precios razonables. Se trataba de una oferta tentadora, que combinaba factores políticos y económicos, ante la que la UE, sobradamente consciente de su dependencia energética, no podía permanecer insensible. Sin embargo, y a pesar de las expectativas iniciales que dieron lugar a la puesta en marcha de lo que desde entonces se ha denominado Diálogo Euro-Árabe (DEA), apenas llegaron a celebrarse las primeras reuniones de las casi cincuenta comisiones sectoriales que se crearon como fruto de las primeras cumbres, antes de caer en un estado de hibernación del que no despertaría hasta diciembre de 1989.

En esas fechas —coincidiendo con un clima de alta preocupación en las capitales comunitarias más próximas geográfica y anímicamente a la región, ante la creciente inestabilidad existente y la percepción de que se ampliaba

(66) Junto a Indonesia, Nigeria y Venezuela que, obviamente, no encajan en el presente análisis, hay que considerar a Arabia Saudí, Argelia, Emiratos Árabes Unidos, Irán, Iraq, Kuwait, Libia y Qatar.

peligrosamente la brecha que, en todos los órdenes, separa cada vez más a las dos orillas del Mediterráneo— el presidente francés, François Mitterrand, convocó en París una conferencia euro-mediterránea. Como una señal más de descoordinación y de afán de protagonismo, esta iniciativa parecía chocar con otras que estaban empezando a presentarse en aquellos momentos (especialmente la que españoles e italianos defendían, bajo la denominación de una Conferencia de Seguridad y Cooperación en el Mediterráneo, embrión de lo que a partir de 1995 sería la Asociación Euro-Mediterránea (AEM), esquema vigente en la actualidad). En cualquier caso, sus pretensiones de relanzar el DEA —tratando de evitar que los problemas políticos bloquearan la cooperación técnica y económica, reduciendo drásticamente a tres el número de comisiones y estableciendo un marco de diálogo regular entre las *troikas* respectivas— chocaron brutalmente con la realidad impuesta por la invasión iraquí de territorio kuwaití en el verano de 1990. En consecuencia, y hasta la actualidad, el DEA ha vuelto a desaparecer de la agenda y nada apunta a que el futuro inmediato le depare mejor suerte.

Si se pretende extraer un balance provisional del camino recorrido (67), podría afirmarse que la UE ha logrado, a lo largo de estos treinta años, seguir abasteciéndose de hidrocarburos a precios soportables para su potencial económico, tanto desde estos países como de otras fuentes, sin necesidad de tener que ceder radicalmente a las posibles imposiciones planteadas por la Liga Árabe. Sin embargo, esta última ha ido paulatinamente perdiendo peso como interlocutor válido (la II Guerra del Golfo estuvo a punto de provocar su implosión) y en ningún caso ha conseguido arrastrar a Bruselas hacia su causa, más allá de dónde han querido ir los países comunitarios. Así puede interpretarse la Declaración de Venecia (1980), que aunque algunos consideran una aceptación comunitaria de la presión árabe, no debe ser vista más que como el resultado de un proceso de toma de decisiones interna, que ha llevado a la UE a ser la primera organización internacional que claramente optó por reconocer el derecho a la autodeterminación del pueblo palestino y a considerar a la Organización para la Liberación de Palestina como su legítimo representante. No puede afirmarse, por tanto, que la carta energética haya servido como un instrumento útil en manos de la Liga Árabe para forzar la voluntad comunitaria.

Prácticamente al mismo tiempo que se iniciaba el DEA, los entonces seis países comunitarios pusieron en marcha una reforma de sus relacio-

(67) Para un análisis detallado de su desarrollo puede verse: KHADER, BICHARA: *“Europa y el mundo árabe”*, Ed. Agencia Española de Cooperación Internacional. Madrid, 1995.

nes con los que pronto pasarían a ser llamados Países Terceros Mediterráneos (posteriormente denominados Países Mediterráneos No Comunitarios (PMNC), en el marco de la actual AEM). Tras una primera etapa, iniciada poco después de la firma del Tratado de Roma (1957), en la que se establecieron acuerdos estrictamente comerciales, y ante la inminencia de la primera ampliación comunitaria (con la entrada de Gran Bretaña, Dinamarca e Irlanda), se planteó la necesidad de dar un carácter más amplio a las relaciones con estos países. Si en esa primera etapa únicamente Francia tenía intereses directos con sus antiguas colonias magrebíes, ahora era necesario tomar en consideración los que Londres tenía en el Próximo Oriente. Así nació la Política Global Mediterránea (PGM).

La PGM, aprobada en el Consejo Europeo de París en octubre de 1972, estaría en vigor hasta ser sustituida en 1992 por la Política Mediterránea Renovada (PMR). En los dos casos se pretendía ampliar el ámbito de las relaciones euromediterráneas más allá de las cuestiones comerciales, para instaurar un diálogo político regular a diferentes niveles, un diálogo social —principalmente dirigido a eliminar las discriminaciones que sufrían los trabajadores de los PMNC en los mercados laborales comunitarios— y una cooperación económica y financiera —con la puesta en marcha de los Protocolos Financieros, mediante los que la UE decidía financiar determinados proyectos socioeconómicos en estos países. Con la PMR la UE trataría de corregir determinadas orientaciones y prácticas del esquema anterior, y para ello añadió a lo que ya existía en el marco de la PGM la llamada “cooperación descentralizada” —mediante la cual Bruselas financiaba directamente proyectos desarrollados por actores no gubernamentales, al tiempo que fomentaba las relaciones entre las sociedades civiles de ambas orillas en sectores como los gobiernos locales, universidades, medios de comunicación y pequeñas y medianas empresas— y la “cooperación horizontal” —con la que, a diferencia de los fondos de los Protocolos que estaban asignados específicamente a cada PMNC, Bruselas apoyaba financieramente la realización de proyectos dirigidos a incrementar la integración regional, tanto en el terreno medioambiental como en el del transporte. El gasoducto Magreb-Europa, que desde finales de 1996 y a través de territorio marroquí transporta gas argelino hasta España para alimentar el mercado ibérico, es una buena muestra de la implicación directa del Banco Europeo de Inversiones en la región, con una financiación que supone el 40% del importe total del proyecto.

Aunque en determinados aspectos la segunda fórmula mejora a la primera, se trata en todo caso de dos esquemas de relaciones, diseñados

exclusivamente por las instancias comunitarias, que no han servido para solucionar los problemas de la zona. Lo mismo podría decirse a grandes rasgos de la Asociación Euro-Mediterránea (AEM), que sirve de marco para regular las relaciones entre un total de 27 países (los 15 de la UE y los 12 PMNC ya identificados anteriormente). Es preciso recordar que en este último caso, al que en páginas posteriores se hará una referencia más detallada, todo balance es necesariamente provisional, dado que todavía no se han logrado poner en marcha todas las previsiones formuladas en su arranque oficial en la Conferencia de Barcelona (27/28 de noviembre de 1995). En los tres casos (PGM, PMR y AEM) Bruselas ha identificado con aparente claridad sus objetivos esenciales: convertir al Mediterráneo en un espacio de paz y prosperidad compartidas. Sin embargo, parece evidente, a tenor de los resultados cosechados, que desde ninguna perspectiva puede afirmarse que tales objetivos se hayan alcanzado sino que, por el contrario, se confirma que el paso del tiempo se ha plasmado en un mayor nivel de inestabilidad, tanto interna como regional, y en un menor nivel de desarrollo (no existe ninguna otra región del planeta en la que las disparidades sean tan acusadas como las que aquí se dan entre los países de ambas orillas). Aunque ninguno de los tres esquemas de relaciones mencionados abarca a la totalidad de los países que son objeto de consideración en estas páginas, constituyen una buena muestra del enfoque con el que Bruselas se acerca a la región y de ahí que las conclusiones extraídas de su estudio puedan, en gran medida, ser aplicables al conjunto del espacio euromediterráneo aquí definido.

Si en un ejercicio de síntesis hubiera que elegir el rasgo más destacable de la lectura que la UE ha hecho tradicionalmente de su periferia Sur, habría que concluir diciendo que la estabilidad ha sido su preocupación fundamental. En función de este planteamiento, el desarrollo tanto en el terreno económico como, mucho más, en el político ha sido siempre una cuestión relegada en la agenda comunitaria. Esta fijación por la estabilidad responde a una percepción reduccionista, muy asentada en las cancillerías de los países miembros y en los órganos comunitarios, según la cual el Mediterráneo es visto casi exclusivamente como una vía fundamental para el tránsito de los hidrocarburos que desde el Golfo Pérsico alimentan sus sistemas productivos y, de forma cada vez más perceptible, como una fuente de suministro. La estabilidad de los países productores, de las rutas marítimas hasta puertos comunitarios y de los países por los que atraviesan los flujos se ha convertido de este modo en un asunto de tal importancia para los intereses comunitarios que a él se ha subordinado cualquier otra consideración.

Lo que cabe cuestionar de este modelo de comportamiento no es tanto la conveniencia de contribuir a lograr dicha estabilidad sino, principalmente, la manera en que se ha tratado de llevar a cabo. Por una parte, porque se ha apoyado directamente en la existencia de un potencial militar con una capacidad disuasiva abrumadora, con la que hacer frente a cualquier posible oposición procedente de la región. Por otra, porque se ha optado por una visión estática de la estabilidad, tratando de mantener inalterables unas reglas de juego, tanto políticas como económicas, que garantizaban a la UE el control de la región. Además, porque una de las piezas fundamentales para mantener ese sistema se ha basado en el sólido apoyo a unos gobernantes y a unos regímenes que han demostrado sobradamente, desde el acceso a la independencia de estos países hasta hoy, su aversión al cambio de unos modelos altamente desiguales, y que, en consecuencia son en sí mismos generadores de inestabilidad. La evolución de los PMNC, con la convergencia de variados factores negativos (estancamiento económico, acelerado crecimiento demográfico, climatología adversa, crisis de deuda externa...) ha llevado a una situación con un potencial desestabilizador nada desdeñable. La falta de voluntad demostrada reiteradamente por parte de los gobiernos de la región para llevar a cabo reformas profundas, que pongan freno a los privilegios que favorecen a una reducida minoría frente a la acelerada exclusión de la mayoría, explica tanto la frustración de esas poblaciones como el auge de opciones rupturistas de carácter islámico.

En ese proceso de creciente desestabilización, la percepción de la UE en círculos cada vez más amplios de los PMNC es contradictoria. Por un lado, consideran que Bruselas tiene una especial responsabilidad en la creación de sus principales problemas (un discurso, apoyado tanto por los gobiernos como por sus opositores, que pretende explicarlo todo en función de la negativa experiencia colonial, obviando la parte de responsabilidad derivada de la mala gestión realizada por esos mismos gobiernos). Por otro, se considera que es Bruselas quien mejor puede forzar un cambio en los sistemas políticos y económicos de la zona, implicándose para ello en mucha mayor medida de lo que lo ha hecho hasta ahora. Pero además, y ésta debería ser una percepción a la que la UE tendría que prestar más atención, se entiende que los Quince prestan un incuestionable apoyo a los regímenes políticos existentes, actuando como un freno a unas reformas que seguramente provocarían su desplazamiento del poder y que, por lo tanto, llevarían a la necesidad de identificar nuevos interlocutores y de replantear las reglas de juego. En consecuencia, y desde la perspectiva de quienes apuestan por el cambio (los reformistas islámicos

en primer lugar), los países comunitarios quedan descalificados como posibles apoyos para lograr el objetivo de transformación por el que, en cualquier caso, seguirán luchando.

Pocas ventajas pueden extraerse para la UE de una actitud como la que está adoptando. Es difícil no percibir cómo el mantenimiento del *statu quo* actual no hace más que aumentar las tensiones internas en estos países, y cómo se hace más imperiosa la necesidad de reformar desde su raíz unos modelos basados en la monopolización del poder político y económico por unas elites que viven de espaldas a las necesidades de su población. Seguir apostando por una estabilidad que interprete todo cambio como algo negativo no servirá para la defensa de los intereses comunitarios en la zona. Por mucho que tanto los países productores del área como aquellos por los que fluyen los hidrocarburos estén atados a sus clientes comunitarios, en el sentido de que sea cual sea el perfil de sus gobiernos seguirán previsiblemente deseosos de mantener estos mercados (de los que depende gran parte de sus ingresos), Bruselas no puede, pensando en su propio futuro, seguir apostando por la defensa de unas reglas y de unos interlocutores que no ofrecen salidas viables a la situación de deterioro en la que están inmersos la práctica totalidad de los países de la zona.

Por último, no deja de resultar sorprendente la ausencia de referencias explícitas a las cuestiones energéticas, más allá de meras alusiones discursivas, en los esquemas de relaciones euromediterráneas (68). Ni siquiera en la AEM, que Bruselas presenta como la fórmula definitiva para el logro de los objetivos de estabilidad y desarrollo tantas veces reiterados, se vislumbra la posibilidad real de integrar este tema en los acuerdos que se están firmando en estos últimos años. No deja de resultar extraño, como uno más de los rasgos que ponen de manifiesto las dificultades para aunar las visiones particulares de sus miembros y para lograr una mayor sintonía entre los enfoques gubernamentales y los empresariales, que la estrategia para asegurarse el abastecimiento de hidrocarburos haya estado tradicionalmente circunscrita al ámbito estrictamente nacio-

(68) Las menciones, recogidas en la V Conferencia Euro-Mediterránea de Valencia (2002), sobre la conveniencia de que la Comisión y el BEI identifiquen proyectos prioritarios con los socios mediterráneos del Sur que contribuyan a desarrollar sus conexiones mutuas con las Redes Transeuropeas de Energía y la de solicitar propuestas para reforzar la cooperación en relación con la seguridad de las infraestructuras energéticas, en particular la promoción del uso de nuevas tecnologías como GALILEO, no modifican esta realidad.

nal. Ello no ha impedido que, como mera declaración de voluntad, la V Conferencia Euro-Mediterránea, celebrada en Valencia en abril de 2002, reiterara, como en ocasiones anteriores, que:

Los países participantes reconocen el papel esencial del sector de la energía en la asociación económica Euro-Mediterránea y deciden reforzar la cooperación e intensificar el diálogo en el campo de las políticas energéticas. También deciden crear las condiciones marco apropiadas para las inversiones y las actividades de las compañías de energía, cooperando en la creación de las condiciones que permitan a las tales compañías ampliar las redes energéticas y promover las conexiones.

Es un hecho incuestionable que, en el amplio abanico de variables contempladas en los tres esquemas de relaciones mencionados, las cuestiones comerciales adquieren un protagonismo y un nivel de detalle que no admite comparación con el resto de temas políticos, sociales o culturales en ellos mencionados. Por lo tanto, cabría pensar que sería en estos apartados en los que la UE trataría de encajar sus preocupaciones por la seguridad del abastecimiento energético. Sin embargo, los acuerdos comerciales, básicamente inalterables desde su primera concreción en los establecidos en los años sesenta del pasado siglo, siguen aferrados a una visión en la que se consolida una aproximación desigual a los intercambios entre las dos orillas.

En el ámbito industrial se proclama, ya incluso desde los acuerdos comerciales anteriores a la PGM, la intención de permitir la libre entrada a los mercados comunitarios de los productos de este tipo elaborados en los PMNC. Esta norma general, recogida en los mismos términos en los actuales acuerdos de asociación definidos en la AEM, presenta, sin embargo, perfiles preocupantes. Por una parte, existen precedentes, como el que afecta a los productos textiles, que dan a entender que más allá de la teórica apuesta por el desarrollo industrial de estos países ha prevalecido siempre la defensa a corto plazo de los intereses de los productores comunitarios. El tristemente famoso “Acuerdo Multifibras” ha servido durante prácticamente dos décadas para forzar una autolimitación exportadora de los productores textiles de los PMNC, para no dañar a sus contrapartes comunitarias. El compromiso adquirido por Bruselas en la firma de la Ronda Uruguay del GATT (Marraquech, 1994) de restablecer el régimen de libre acceso no entrará realmente en vigor hasta el 1 de enero de 2005, haciendo evidente la resistencia comunitaria a estar a la altura de su propio discurso, según el cual el libre comercio es siempre beneficioso

para todos. Por otra parte, los nuevos acuerdos suponen un cambio fundamental en el tratamiento de los productos industriales comunitarios, puesto que pasan de recibir un trato aduanero de “nación más favorecida” a otro que les garantiza la libre entrada en la totalidad de los mercados de los PMNC. En consecuencia, se prevé que, a corto plazo, esta medida provocará un serio impacto en el tejido industrial de la zona, que se traducirá en un mayor nivel de desempleo y, previsiblemente, en una mayor presión migratoria hacia el Norte.

Más negativa todavía es la lectura que se extrae en el ámbito agrícola. En contra de los fundamentos del libre comercio que defiende la propia UE, se mantiene en este capítulo una aproximación restrictiva que no permite en ningún caso el libre acceso a los mercados comunitarios de los bienes primarios de los PMNC. Las preferencias arancelarias o la ampliación de los calendarios de entrada de estos productos no son medidas suficientes para satisfacer las demandas de los PMNC, ni tampoco para esconder la insostenibilidad del discurso comunitario. Si el libre comercio reporta ventajas estructurales, en términos de competitividad, desarrollo y bienestar, no puede justificarse la excepción agrícola en las relaciones euro-mediterráneas. La defensa de los intereses, legítimos por otra parte, de los agricultores comunitarios no puede basarse en el mantenimiento de una Política Agraria Común (PAC) que ha perdido en gran parte su razón de ser, al menos en los términos en que fue inicialmente formulada, ni en un bloqueo impuesto al desarrollo de un sector que en el conjunto de los países de la orilla sur del Mediterráneo ocupa todavía a una gran proporción de la población activa.

Es en función de estas reglas comerciales cómo se explica que, a pesar de la alta dependencia comunitaria en el terreno energético, aumente permanentemente el superávit comercial favorable a los Quince, hasta superar ya anualmente los 20.000 millones de euros. Ninguno de los tímidos intentos realizados hasta ahora en el marco de las relaciones euro-mediterráneas han permitido ir más allá en la integración real de los flujos energéticos en las reglas contempladas en los acuerdos de asociación.

ORIENTACIÓN ENERGÉTICA DE LA UE

A pesar del notable impacto que las sucesivas crisis energéticas han provocado en las economías occidentales en los últimos treinta años, es un hecho que en las sociedades comunitarias no se ha logrado desarro-

llar la suficiente concienciación sobre la magnitud del problema que se deriva de su dependencia. Al margen del todavía incompleto ejercicio desarrollado en torno a la idea de una Carta Europea de la Energía (69), no fue hasta el año 2000 cuando se logró establecer un marco específico de trabajo común en estas materias. La publicación del ya mencionado *Libro Verde* sobre una estrategia europea de seguridad de suministro energético sirvió, al menos, para fijar la atención sobre una preocupante realidad y para explorar líneas de actuación futura.

Los rasgos que definen a la UE en este campo son bien marcados: un consumo desmedido comparado con el escaso nivel de producción propia; una infraestructura de transporte inadecuada para atender a las necesidades; un limitado desarrollo tecnológico de energías nuevas y renovables; una escasa autonomía energética; la inexistencia de un mercado interior de la energía eficiente (basta reseñar que el comercio intracomunitario de electricidad no sobrepasa el 8% de la producción total)... En términos generales, este negativo panorama se completa con la aseveración, totalmente válida en la actualidad, de que la UE carece de medios para influir en los mercados internacionales de estos productos, lo que la sitúa en una incómoda posición que cuestiona su pretensión de convertirse en un actor de referencia a escala planetaria.

En cuanto a las vías de salida, es justo reconocer que se ha ido desarrollando un ejercicio novedoso en el que han participado un gran número de agentes sociales, económicos y políticos, tratando de facilitar la toma de decisiones a nivel comunitario, a través de la respuesta a las trece preguntas que la propia Comisión formulaba en el citado Libro. Entre las conclusiones provisionales alcanzadas hasta ahora (enero de 2003) destacan, a los efectos del análisis aquí planteado:

- 1.º La necesidad de reducir la dependencia de las importaciones.
- 2.º La pretensión de aumentar la producción propia.
- 3.º La exigencia de diversificar las fuentes de suministro.
- 4.º El interés por reducir los riesgos asociados a esa dependencia.
- 5.º La conveniencia de explorar otras tecnologías.

(69) Firmada en La Haya, el 17 de diciembre de 1991, apuntaba en dirección a la Europa Oriental y hacia Rusia, tratando de fomentar el desarrollo de esos países y señalando vías para incrementar la seguridad de suministro energético de la UE.

Con respecto tanto a las dos primeras como a la última, el texto de la Comisión especifica que “sería poco serio y erróneo concebir la seguridad de abastecimiento como una simple cuestión” ligada en exclusiva a estos aspectos. En consecuencia, dirige preferentemente su mirada hacia el control de la demanda, con la intención de modificarla y orientarla en lo posible. Para ello ya se han puesto en marcha determinadas directivas y decisiones, que habrán de ser seguidas por otras similares, para incentivar el uso de las energías renovables (con la intención de que el 22% del consumo eléctrico de la UE en 2010 sea generado a partir de ellas), para lograr un ahorro energético substancial en los edificios, para promover el desarrollo y el uso de los biocarburantes o para replantear las redes y los modos de transporte (reduciendo el protagonismo de la carretera a favor del ferrocarril). En cualquier caso, las propias estimaciones de la Comisión llevan a plantear que un éxito razonable en estas áreas no lograría más que un ahorro total del 10% en el uso de la energía convencional. Se asume, por lo tanto, que la situación dentro de veinte años seguirá mostrando una significativa dependencia energética de fuentes exteriores, con un mayor peso de los combustibles fósiles en la demanda comunitaria.

A partir de ese punto, se percibe la necesidad de apostar por otro tipo de medidas, ligadas a las conclusiones tercera y cuarta, señaladas más arriba. En la búsqueda de una disponibilidad regular de productos energéticos a precios asequibles y dentro del respeto a los compromisos medioambientales adquiridos (con Kioto a la cabeza) la orientación adecuada, y en eso coincide la mayoría de los actores implicados en la materia, no es tanto maximizar la autonomía energética o minimizar la dependencia como reducir o eliminar los riesgos derivados de esta última. En la tentación de la autarquía, imposible en las condiciones actuales para la UE, ya cayó la administración estadounidense, sin éxito, cuando el entonces presidente Richard Nixon la defendió en 1973, ante el escenario que planteaba la primera crisis del petróleo a los intereses de la superpotencia. La orientación alternativa que parece imponerse en Bruselas para el futuro es la que pasa por un diálogo reforzado con los países productores y la utilización de los enormes recursos (políticos, diplomáticos, comerciales, financieros...) con los que cuenta la Unión Europea para contribuir de manera decidida a estabilizar las relaciones con ellos y a modificar las tendencias desestabilizadoras que sufren la mayoría.

PERSPECTIVAS PARA EL ESPACIO EUROMEDITERRÁNEO

Si, como se ha dicho, el futuro previsible apunta a una mayor dependencia comunitaria de los combustibles fósiles y a que la importancia del Golfo Pérsico y Oriente Medio como fuentes de suministro de estos productos no hará mas que incrementarse en las próximas décadas, parece inmediato concluir que la Unión Europea debe volcar gran parte de su esfuerzo por desarrollar vínculos sólidos de relación con los países productores de la región.

Sin embargo, poco puede reseñarse, en cuanto a resultados, en este campo. La referencia impulsora en este sector viene definida por el III Foro Euro-Mediterráneo de la Energía, celebrado en Granada en mayo de 2000, como continuación a una iniciativa lanzada en Trieste por los ministros del ramo, en 1996. Fue a partir de entonces cuando se definieron las principales prioridades que han iluminado hasta la actualidad los pasos dados por Bruselas. En el marco general establecido por el Proceso de Barcelona (1995), de crear una amplia zona de libre comercio para los productos industriales en el horizonte del año 2010, se han orientado los esfuerzos para fijar compromisos con nuestros socios del Sur en varias direcciones:

- *Acelerar las reformas del marco jurídico y reglamentario del sector energético.*- Lo que implica vencer las fuertes resistencias de los responsables políticos y económicos de estos países para: facilitar la privatización de unos sectores que en su práctica totalidad están en manos del Estado; crear autoridades reguladoras realmente independientes; lograr una separación de las ramas de negocio que hoy se concentran en un solo titular; reducir o eliminar el alto volumen de subvenciones públicas a estas empresas, distorsionando gravemente el funcionamiento de las leyes del mercado...
- *Asociar a estos países a la Carta Europea de la Energía.*
- *Lograr una integración eficaz de los mercados mediterráneos y el desarrollo de las interconexiones.*- Para lo cual es necesario modernizar las infraestructuras existentes y crear otras nuevas en el interior de la mayoría de los países de la región, que sirvan para atender a las necesidades de una población y unas economías en crecimiento. Al mismo tiempo, supone la construcción de infraestructuras de interconexión, tanto entre los países de la orilla Sur y Este del Mediterráneo, como entre éstos y los de la Unión Europea.

- *Integrar en la agenda la apuesta por las energías renovables y las implicaciones del desarrollo sostenible.*

A pesar de estas declaraciones de intención, poco se ha logrado avanzar en la práctica, en consonancia con el clima de conflictividad que caracteriza a la zona y del lento desarrollo de la Asociación Euro-Mediterránea en su conjunto. Al igual que ocurre en otras áreas de acción exterior, la Unión Europea muestra una gran dificultad para actuar con una sola voz y de ahí que en numerosas ocasiones las declaraciones de voluntad plasmadas en sus documentos estratégicos queden, inevitablemente, limitadas en su alcance.

En el caso del Mediterráneo, tanto en lo que afecta a su carácter de vía de tránsito como en su papel de suministrador, la UE no puede pensar que logrará sus objetivos en el ámbito de la energía únicamente mediante la elaboración de normas de armonización, sea en el terreno fiscal o en el de las regulaciones técnicas que posibiliten un transporte más fluido de los productos. Con ser evidentemente necesarias, estas medidas sólo adquieren sentido si van acompañadas de un sostenido esfuerzo por fomentar procesos de reforma global de los modelos existentes en esos países y por modificar el sentido de la aproximación realizada desde Bruselas.

Resulta inviable la pretensión de convertir a la UE en una potencia mundial, dueña de su propio destino, si sus periferias inmediatas están sometidas a un alto grado de inestabilidad y subdesarrollo. Mientras que en lo que respecta al Este se está avanzando en buena medida para integrar a los países sometidos hasta hace poco a la férrea dominación soviética, no se percibe una orientación similar en lo que se refiere a la periferia Sur. El nivel de conflictividad existente en la zona afecta, inevitablemente, a los propios países comunitarios, sin posibilidad alguna de blindarse contra los efectos negativos que su estallido pueda provocar. De ahí que, aunque no sea realista contemplar una integración plena de estos países en la Unión Europea en el período aquí analizado, sí sea necesario apuntar la conveniencia de que Bruselas se adelante a los acontecimientos, impulsando una mayor conexión en todos los terrenos. La AEM concentra en gran medida un enfoque y un instrumental adecuados para posibilitar ese mayor acercamiento que redundaría en beneficio de las dos partes. Lo que falta, hasta ahora, es una mayor voluntad política para pasar de las ideas a los hechos, haciendo posible que el espacio euro-mediterráneo pueda ser efectivamente, algún día, caracterizado como un espacio de paz y prosperidad compartido.

No es solamente el futuro de los PMNC lo que está en cuestión, es también el de la propia Unión Europea. No basta, por lo tanto, con limitarse a una relación con la región que únicamente pretenda extraer de ella sus riquezas, sin implicarse directamente en su futuro. La necesidad de reformas económicas y políticas es imperiosa y Bruselas tiene un gran potencial de recursos disponibles para fomentar ese proceso. Lo que está en juego no es solamente su abastecimiento energético, que cualquier nuevo gobierno de la zona estará decidido a mantener, sino su propia seguridad y la ampliación de un modelo de organización político y económico que se identifica con principios que merecen el esfuerzo.

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

BUCHAN, DAVID: *“The threat within: deregulation and energy security”*, Survival Vol. 44, N. 3, pp. 105/116. (2002).

COMISIÓN EUROPEA: *“Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético”*, Libro Verde de la Dirección General de Energía y Transportes, (2000). http://europa.eu.int/comm/energy_transport/es/lpi_lv_es1.html.

COMISIÓN EUROPEA: Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo sobre *“Aumentar la cooperación euro-mediterránea en los sectores del transporte y la energía”*, COM (2001) 126 final, del 7 de marzo de 2001.

COMISIÓN EUROPEA: Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo sobre *“Preparación de la reunión de ministros euro-mediterráneos de asuntos exteriores en Valencia”* (22/23 de abril de 2002), COM (2002) 159 final, del 13 de febrero de 2002.

COMISIÓN EUROPEA: Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo Informe final sobre el Libro Verde *“Hacia una estrategia europea de seguridad en el abastecimiento energético”*, COM (2002) 321 final, de 26 de junio de 2002.

KHADER, BICHARA: *“Europa y el mundo árabe; primos, vecinos”*, Ed. Agencia Española de Cooperación Internacional. Madrid, (1995).

CAPÍTULO DÉCIMO

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

Como compendio de las ideas, enfoques, propuestas y recomendaciones recogidas a lo largo de las páginas precedentes, el grupo de trabajo ha considerado oportuno resumir en un mismo apartado aquellos aspectos más relevantes, que traten de sintetizar su pensamiento sobre el tema tratado. En ningún caso deben considerarse como conclusiones definitivas, aunque sólo sea por el hecho de que el texto se cierra en diciembre de 2002, cuando está en marcha una dinámica que anuncia cambios importantes en la región de Oriente Medio y, en consecuencia, también en el ámbito de la energía en el espacio euro-mediterráneo. Existen muchas otras variables, incluyendo las de naturaleza interna de una Unión Europea que camina, lentamente, hacia su configuración como un actor político mundial, y las que afectan a la propia estabilidad y desarrollo de los países del Magreb, de Oriente Próximo y del Golfo Pérsico. Todo ello hace que cualquier ejercicio prospectivo como el que aquí se plantea, esté sujeto a innumerables incertidumbres. En cualquier caso, éste es el resultado de nuestro esfuerzo:

- La preocupación de los analistas en los años sesenta era la de enfrentarse a un mundo donde se agotaba la energía y, en particular, el petróleo. Este planteamiento a largo plazo prácticamente ha desaparecido en la actualidad. La teoría de los ciclos energéticos nos muestra, con amplia seguridad dentro del marco temporal en el que se desarrolla este estudio, que ese escenario es a todas luces irreal. Desde ese convencimiento es necesario asumir que la demanda comunitaria, tanto de petróleo como de gas natural, aumentará constantemente hasta 2020 (y más allá) y que también lo hará la dependencia con respecto a los países localizados tanto en el Magreb, como en Oriente Medio (junto a Rusia y el resto de los países del Mar Caspio).
- Los procesos de ajuste en el paso de un tipo de energía primaria a otro (carbón-petróleo-gas) son largos, requieren grandes inversio-

nes y ajustes tecnológicos y, al mismo tiempo, pueden originar crisis y repercusiones en los precios de la energía. Sin embargo, la principal amenaza que percibe la UE en cuanto a su seguridad energética suele plantearse a corto plazo, principalmente por la posibilidad de que se produzcan interrupciones temporales del suministro de energía (petróleo y gas natural, sobre todo). La percepción de esa amenaza está basada en la concentración geográfica de las fuentes de abastecimiento de la UE, en la inestabilidad sociopolítica de esos países y en la progresiva dependencia energética de la UE de estas fuentes de abastecimiento.

- Desde esa perspectiva y tratando de hacer frente a las contingencias negativas que pudiera producir un corte de suministro o el alto grado de dependencia existente, cabría señalar la necesidad de disminuir los riesgos asociados a esa dependencia mediante: a) la creación de reservas estratégicas (como defiende la AIE); b) la diversificación de las fuentes de abastecimiento y, simultáneamente, la reducción de la excesiva dependencia que pudiera darse con un suministrador individual; c) la construcción de infraestructuras suficientes que permitan adoptar rutas alternativas o duplicar las existentes; y d) la aceleración de un proceso de acercamiento de la UE hacia sus zonas de suministro de energía, poniendo en juego todo su potencial económico, político y diplomático para reforzar los intereses comunes con esas fuentes y contribuir a su desarrollo integral (en la medida que esa vía reforzará su estabilidad).
- En esta línea, la UE tendría que hacer un mayor esfuerzo por acercarse política y económicamente a sus áreas tradicionales de suministro y a otras que, como Rusia y el Mar Caspio, emergen con gran fuerza como futuras fuentes, apoyando en ellas la penetración de las empresas comunitarias. Ésta es una tarea urgente, tanto por la competencia que ya se está produciendo con otros actores mundiales interesados en su control (EEUU), como por el hecho de que las reglas de juego están siendo establecidas en la actualidad y posteriormente será muy difícil modificarlas para favorecer los intereses propios.
- Más allá de la preocupación que pueda plantear un corte temporal de suministros, resulta fundamental llamar la atención sobre la inexistencia de una política exterior de la UE. Sin ella, resulta muy difícil poder articular estrategias de actuación para hacer frente a la

fuerte competencia que plantean otros países (EEUU) o para garantizar soluciones a su alta dependencia energética.

- Desde esa visión de política exterior, resulta evidente la importancia de contribuir decididamente al establecimiento de zonas estables y desarrolladas en las periferias (Este y Sur) de la Unión, donde se localizan sus principales fuentes de abastecimiento energético. El petróleo y el gas juegan un papel fundamental en este proceso y la política energética de la UE así debe reconocerlo. Y es que el Mar Mediterráneo, por cuyas aguas pasan más de la mitad de las importaciones comunitarias de petróleo y gas natural, está llamado a jugar un papel cada vez más importante en la política energética de la UE.
- En lo que respecta a los países de la ribera Sur y Este del Mediterráneo es necesario impulsar tanto la Asociación Euro-Mediterránea (Proceso de Barcelona, en marcha desde 1995, pero ralentizada inevitablemente por el bloqueo generado por el conflicto árabe-israelí) como las relaciones con los países del Consejo de Cooperación del Golfo. En ambos esquemas, los temas energéticos deberían ocupar un lugar prioritario.
- El transporte de productos energéticos desde Oriente Medio hasta la UE está fuertemente condicionado por los factores de conflictividad que caracterizan a esa zona. Sólo la finalización del conflicto árabe-israelí, la completa normalización de las relaciones entre Irán y Occidente y la transformación política de Iraq, tareas todas ellas en las que la UE debería implicarse totalmente, permitirán el desarrollo de un esquema de transporte energético distinto del actual y más beneficioso para la Unión.
- Más específicamente, y en función de la notable importancia que seguirá teniendo el pasillo energético por el que circulan los hidrocarburos desde las zonas productoras de Oriente Medio hasta los mercados europeos, a través del canal de Suez, la estabilidad de Egipto debe constituir una prioridad estratégica para la UE.
- Dado que el Mediterráneo se ha convertido en un corredor de transporte de energía, la polución de sus aguas se convierte en un riesgo importante. Aquí la previsión de accidentes, el establecimiento y el cumplimiento de normas exigentes para los buques que navegan por sus aguas se hace cada día más necesaria. Este aspecto puede ser una buena base para la cooperación en temas

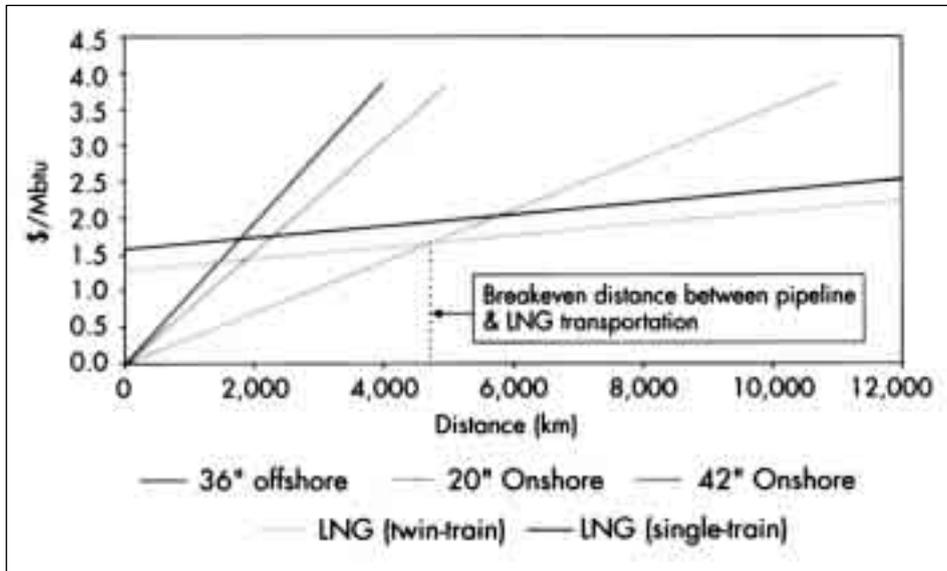
de seguridad entre los países del entorno euro-mediterráneo, dentro del marco de la Declaración de Barcelona y aprovechando las potencialidades del Plan Azul para el Mediterráneo. La rápida exigencia de buques de doble casco es una necesidad cada vez más apremiante.

- El apoyo al desarrollo de las energías renovables, no sólo en territorio comunitario sino también en la ribera Sur del Mediterráneo, es una política que se debería fortalecer.
- La volatilidad de los precios de la energía es siempre un problema a corto plazo pero a medio plazo no parece que vaya a plantear problemas irresolubles. En cualquier caso, las existencias de reservas estratégicas siempre será un elemento estabilizador de los mercados que la UE debe potenciar.
- En el caso del gas natural es aconsejable establecer un equilibrio de aprovisionamiento, ente gasoductos y GNL, para introducir mayor flexibilidad en la cadena de abastecimientos. El gas, como moneda de cambio para la transferencia económica y de tecnología de Norte a Sur, y los programas de la Unión Europea para promoción de las inversiones y el comercio en la cuenca del Mediterráneo pueden contribuir significativamente al desarrollo económico y social de los países del entorno y, a su vez, a la seguridad de Europa.
- En contra de lo que puede pensarse a primera vista, no es mayor la dependencia que tienen los países comunitarios con respecto a sus suministradores energéticos mediterráneos que la que estos últimos tienen de los primeros. La economía de los países productores de la zona es prácticamente de “monocultivo”, de tal forma que la mayor parte de sus ingresos de divisas proceden de sus exportaciones de hidrocarburos. Países productores y consumidores, por un igual, están atrapados en esa relación de interdependencia, por lo que no parece un escenario racional la ruptura de los vínculos que mantienen.
- En resumen, la seguridad energética comunitaria depende mucho más de la capacidad y coherencia de una política energética diseñada en conjunto (todavía en sus primeras etapas), de la defensa de la libertad de los mercados y del apoyo prestado por su política exterior que del comportamiento de los países exportadores de hidrocarburos.

ANEXOS

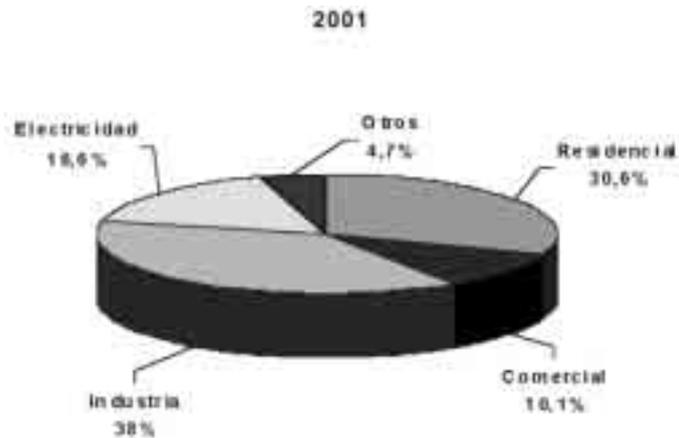
ANEXO «A»

GRÁFICO 1
COSTES COMPARATIVOS DE TRANSPORTE DE GAS (GNL)



Fuente: *World Energy Outlook 2002 - IEA.*

GRÁFICO 2
CONSUMO DE GAS NATURAL POR SECTORES (U.E.)



Fuente: *Eurogas.*

GRÁFICO 3
CONSUMO DE GAS NATURAL POR PAÍSES EN 2000

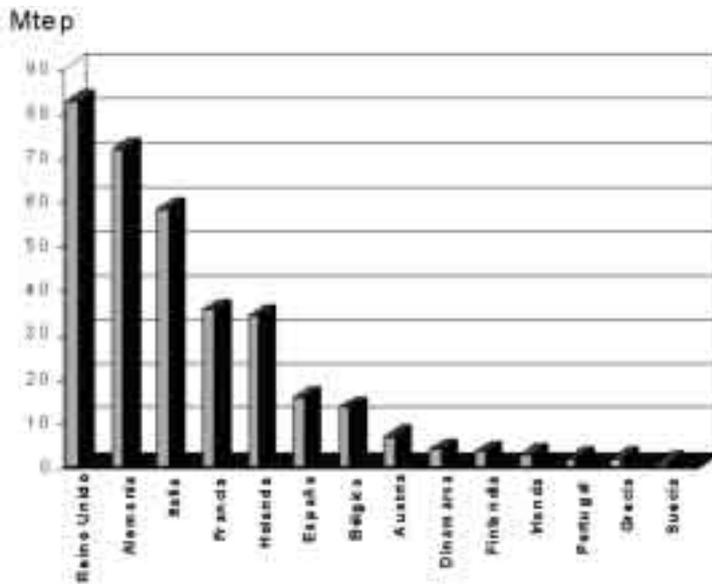
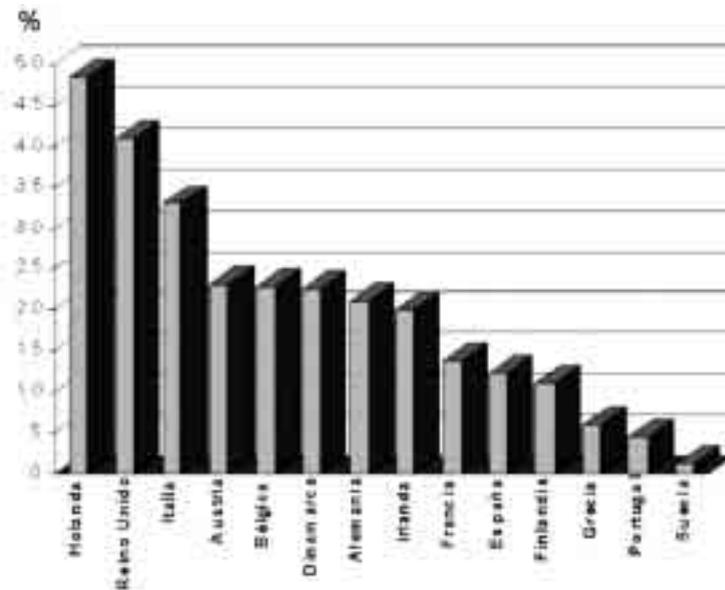
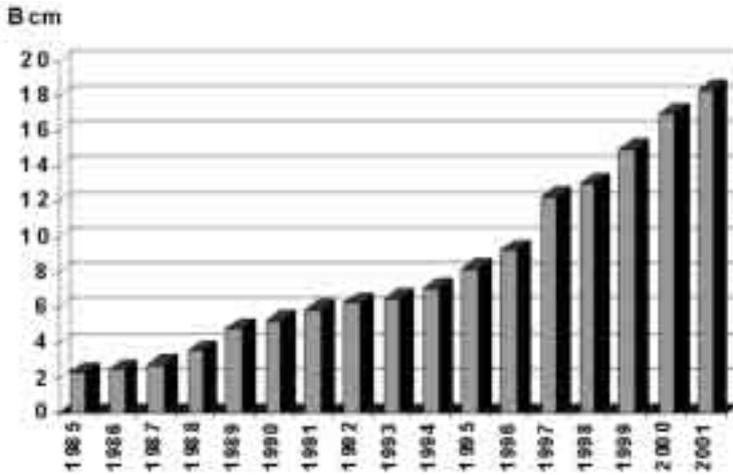


GRÁFICO 4
CUOTAS DE GAS SOBRE LA ENERGÍA PRIMARIA (2000)



Fuente: Sedigas, 2001.

GRÁFICO 5
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE GAS EN ESPAÑA



Fuente: Sedigas, 2001.

GRÁFICO 6
EVOLUCIÓN DE LAS CUOTAS DEL GAS SOBRE LA ENERGÍA PRIMARIA

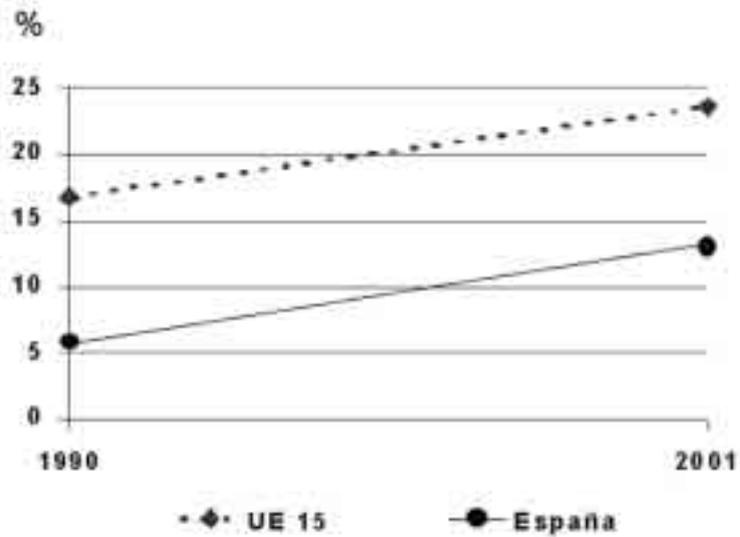
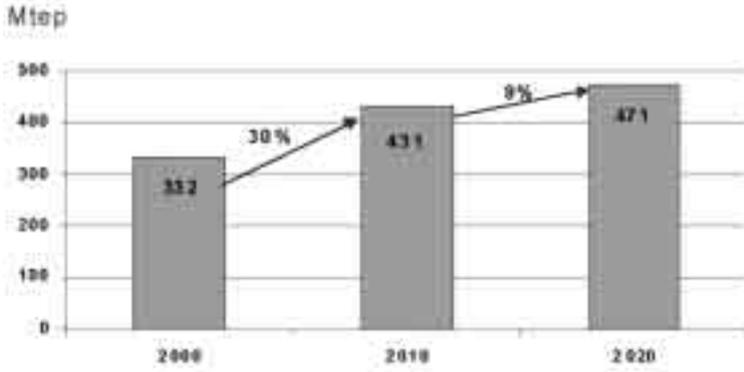


GRÁFICO 7
DEMANDA DE GAS EN LA UNIÓN EUROPEA (UE 15)



Fuente: CNE y elaboración propia.

GRÁFICO 8
PREVISIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTORES (UE 15)

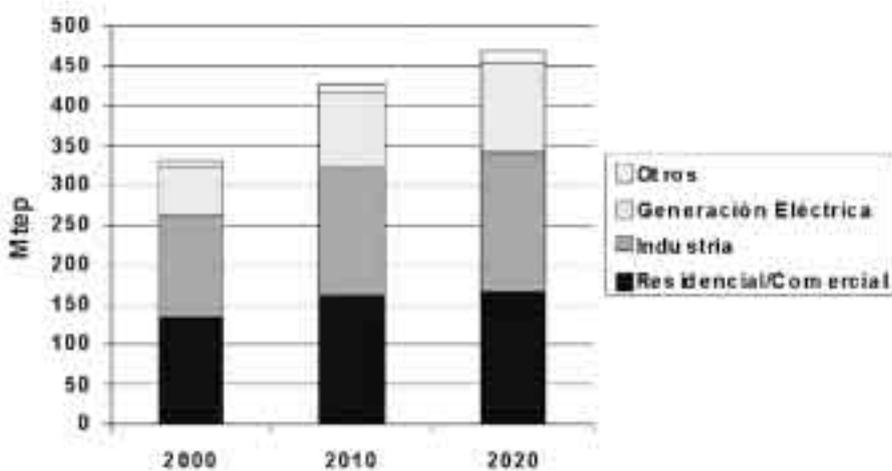
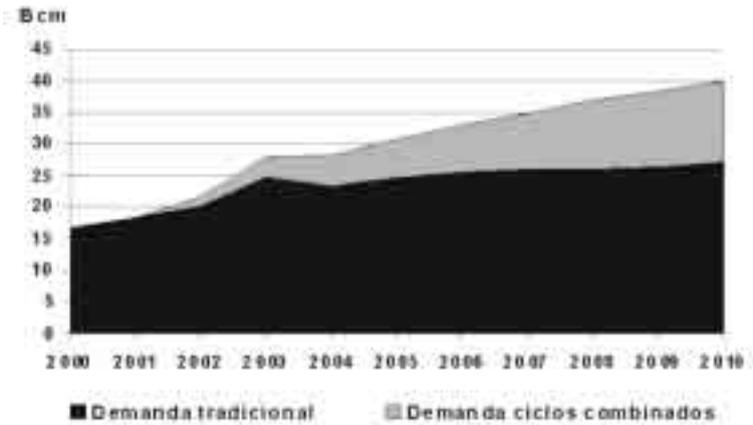


GRÁFICO 9
EVOLUCIÓN ESTIMADA DE LA DEMANDA DE GAS EN ESPAÑA



Fuente: CNE Escenario inferior y elaboración propia.

GRÁFICO 10
PREVISIÓN DE SUMINISTRO Y DEMANDA DE GAS 2000-2020 (UE 15)

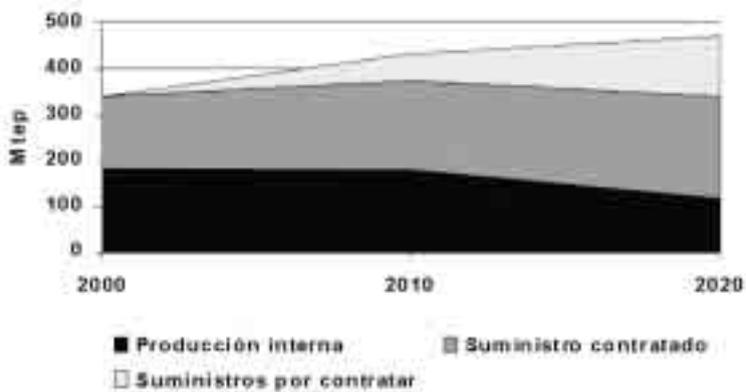
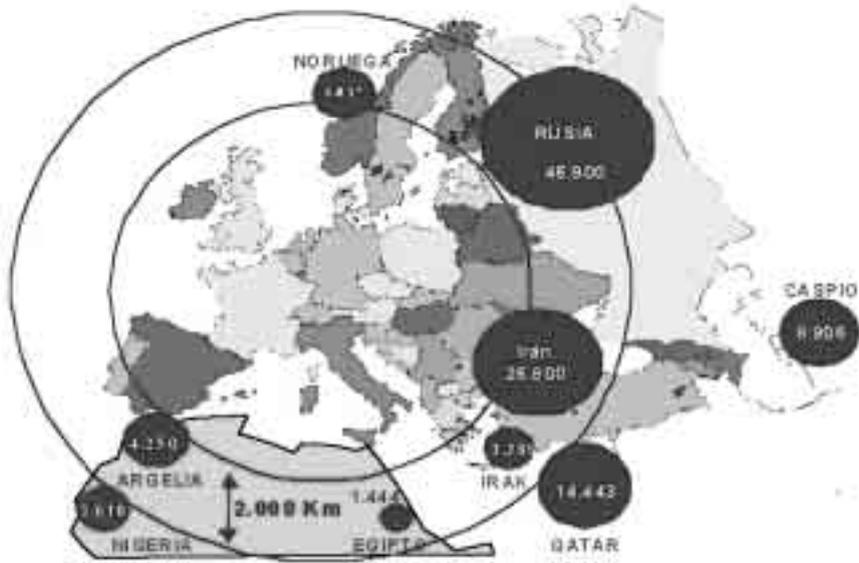
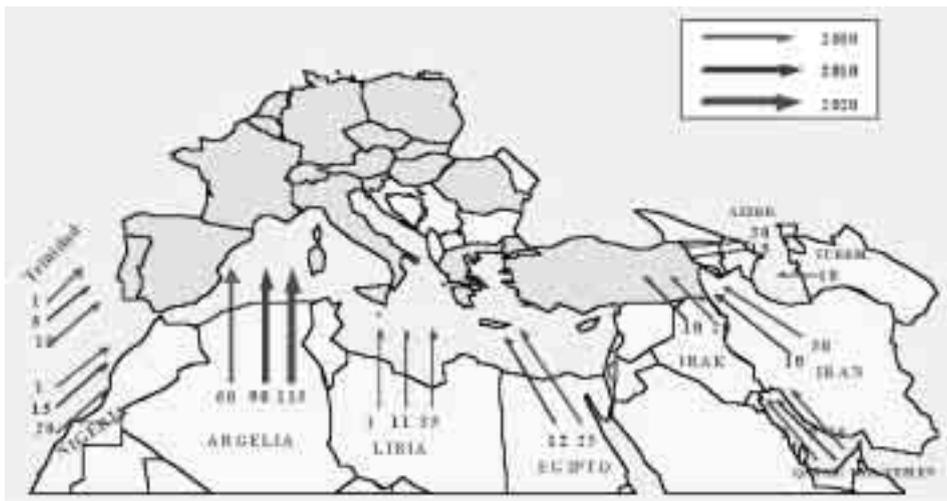


GRÁFICO 11
RESERVAS DE GAS EN EL ENTORNO DE LA UNIÓN EUROPEA (2001) (Bcm)



Fuente: Cedigaz y BP.

GRÁFICO 12
POTENCIAL DE EXPORTACIÓN DE GAS A LA UE30 (BCM)



Fuente: OME, 2001.

GRÁFICO 13
SUMINISTRADORES DE GAS A ESPAÑA (2001)

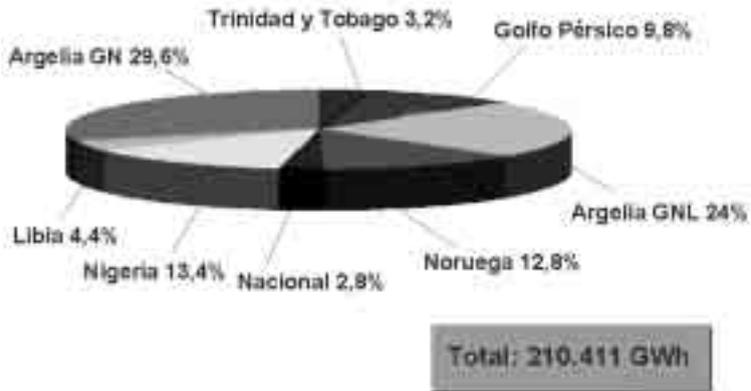
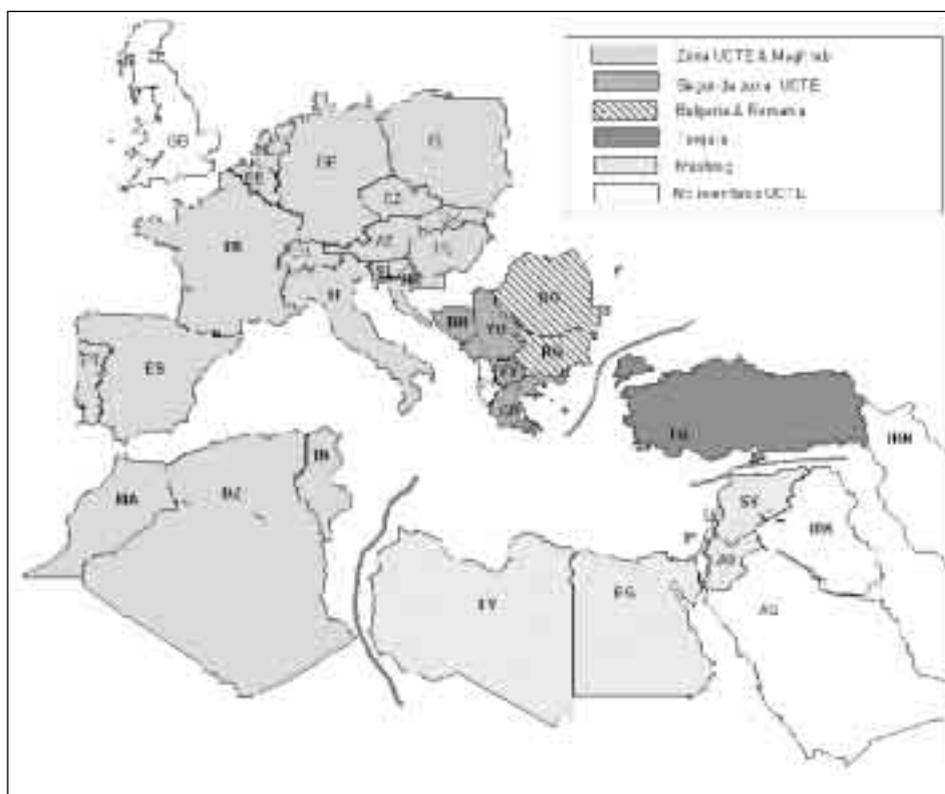


GRÁFICO 14
INFRAESTRUCTURA BÁSICA GASISTA



Según Informe Marco Comisión Nacional de la Energía

FIGURA 1
TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD



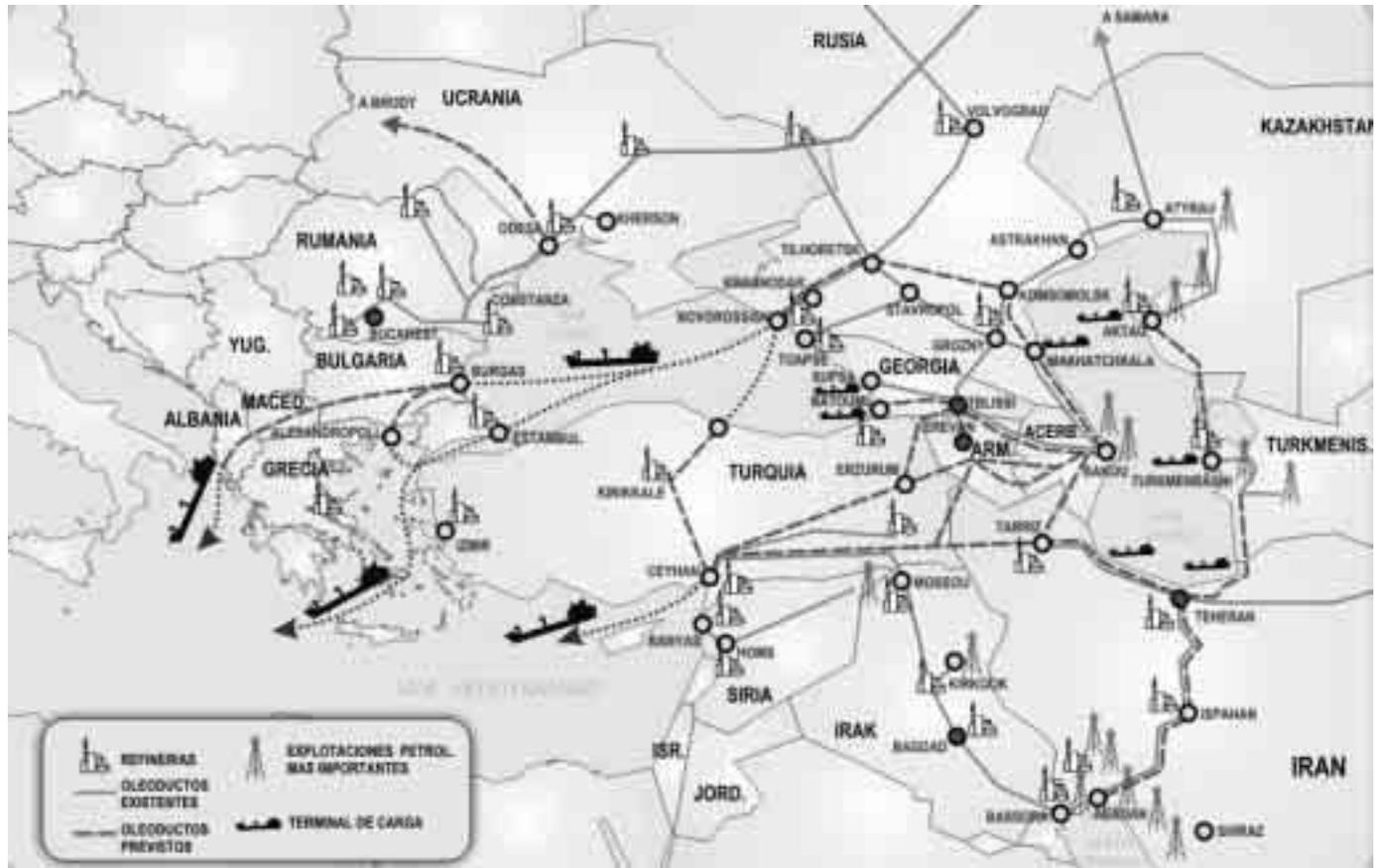
ANEXO «B»

EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS EN EL MEDOC



Fuente: INOGATE, 2002.

EL TRANSPORTE DE PETRÓLEO EN EL MEDOR



Fuente: *Elaboración propia, 2002.*

PRINCIPALES REGIONES RUSAS PRODUCTORAS DE PETRÓLEO



Fuente: IEA, 2002.

PRINCIPALES REGIONES RUSAS PRODUCTORAS DE GAS NATURAL



Fuente: IEA, 2002.

SISTEMA DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS DE NORUEGA



Fuente: NPD, 2002

FLUJOS DE PETRÓLEO DESDE RUSIA A EUROPA



Fuente: IEA, 2002.

FLUJOS DE GAS NATURAL DESDE RUSIA A EUROPA



Fuente: IEA, 2002.

ANEXO «C»

DICCIONARIO ENERGÉTICO

A

Acceso a terceros (Third-party access, TPA).- Un régimen TPA obliga a las compañías que operan redes de transmisión o distribución de gas a ofrecer condiciones para el transporte de gas, empleando sus sistemas, a otras compañías de distribución o clientes particulares.

Aceite crudo (Crude oil).- El aceite que proviene de un yacimiento, después de separarle cualquier gas asociado y procesado en una refinería; a menudo se le conoce como crudo.

Aceite in situ (Oil in place, OIP).- La estimación de la verdadera cantidad de aceite en un yacimiento y, por lo tanto, una cifra superior a las reservas recuperables del yacimiento.

Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency, IEA).- Establecida en 1974 para “monitorear” la situación mundial de la energía, promover buenas relaciones entre los países productores y consumidores y desarrollar estrategias para abastecer energía durante situaciones de emergencia. Sus actuales miembros son: Australia, Austria, Bélgica, Canadá, República Checa, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Japón, Luxemburgo, Holanda, Nueva Zelanda, Noruega, Portugal, España, Suecia, Suiza, Turquía, Reino Unido y Estados Unidos.

Amperio.- Unidad de intensidad de corriente producida por un voltio con una resistencia de 1 Ohm.

Arenas alquitranosas (Tar sands).- Mezcla de arena, agua e hidrocarburos pesados; fuente alterna potencial de hidrocarburos.

Aromáticos (Aromatics).- Hidrocarburos con una estructura de anillo, generalmente con un olor aromático distintivo y buenas propiedades solventes (ejemplo: BTX).

B

Balance energético.- Informe estadístico relativo a los recursos de energía, teniendo en cuenta las pérdidas debidas a la conversión, la transformación y el transporte, así como a los recursos energéticos que sirven a fines no económicos.

Barril (Barrel, bbl).- Una medida estándar para el aceite y para los productos del aceite. Un barril equivale a 35 galones imperiales, 42 galones de EEUU ó 159 litros.

Barril de aceite equivalente (Barrel oil equivalent, boe).- Un término frecuentemente usado para comparar al gas con el aceite y proporcionar una medida común para diferentes calidades de gases. Es el número de barriles de aceite crudo estabilizado, que contienen aproximadamente la misma cantidad de energía que el gas: por ejemplo, 5,8 trillones de pies cúbicos (de gas seco) equivalen aproximadamente a un billón de boe.

Barriles por día (Barrels per day, bpd or b/d).- En términos de producción, el número de barriles de aceite que produce un pozo en un período de 24 horas. Normalmente se toma una cifra promedio de un período de tiempo largo. (En términos de refinación, el número de barriles recibidos o la producción de una refinería durante un año, divididos por trescientos sesenta y cinco días, menos el tiempo muerto utilizado para mantenimiento).

Biomasa.- Se conoce como biomasa todo tipo de materia orgánica que tiene como origen un proceso biológico inmediato. Se puede distinguir entre la biomasa vegetal, que es la materia orgánica producida a partir de la fotosíntesis, y la biomasa animal, producida por los seres vivos que se alimentan de materia vegetal.

Bombardear.- Hace incidir iones, partículas elementales o radiaciones sobre una sustancia con el fin de producir en ella reacciones nucleares.

C

Cambio climático.- Término utilizado para referirse, específicamente, al cambio de temperaturas partiendo de unas condiciones climáticas iniciales. Suele ser asociado con el término calentamiento global y con la contribución del hombre en este proceso.

Carga Base.- Bloque de energía eléctrica objeto de contrato durante todas las horas del día.

Carga Pico.- Bloques de energía eléctrica objeto de contrato en horas de máximo consumo (normalmente de 0900 a 2400h).

Carga Valle.- Bloques de energía eléctrica producidos en franjas horarias de menos consumo, franjas valle (normalmente de 2400 a 0900h y las 24 horas del fin de semana).

Central Eólica.- Central donde se usa la fuerza del viento para mover el eje de los generadores eléctricos y producir energía.

Central Nuclear.- Planta de generación de energía eléctrica a través de un reactor nuclear como fuente de energía.

Central Térmica.- Central donde se usa una turbina accionada por vapor de agua a presión para accionar los generadores eléctricos y así producir energía.

Ciclo del combustible nuclear.- Conjunto de operaciones industriales a las que se someten los materiales fisionables para su aprovechamiento en un reactor nuclear.

Cogeneración.- Producción simultánea de dos o más clases de energía inmediatamente utilizables. Comúnmente utilizado para definir la producción combinada de energía eléctrica y térmica.

Combustibles fósiles.- Son el carbón, el petróleo y el gas natural. Formados por fosilización de plantas o materias orgánicas en tiempos remotos, y conservados por sedimentación.

Consumo.- Cantidad de energía eléctrica utilizada. Se mide en KWh. (Kilovatios hora).

Corriente eléctrica.- Es el flujo de carga eléctrica que pasa por un material conductor; su unidad de medida es el Amperio.

Crudo.- Petróleo extraído del yacimiento, una vez separado del gas y del agua que pueda haber arrastrado eventualmente.

D

Disparo.- Parada forzosa de un reactor impuesta por el funcionamiento de alguno de sus sistemas de seguridad.

Distribuidor.- Sociedad mercantil que tiene la función de distribuir energía eléctrica o gas, así como construir, operar y mantener las instalaciones de distribución destinadas a situar la electricidad o el gas en los puntos de consumo y proceder a su venta a aquellos consumidores finales que adquieran la energía, o a otros distribuidores.

E

Economía energética.- Parte de la economía relativa a la necesidad de energía.

Efecto invernadero.- (Cambio climático).

Energía final o secundaria.- Energía procedente de la conversión de energía primaria.

Energía primaria.- Energía que no ha sido sometida a ningún proceso de conversión.

Energía renovable.- Son aquellas energías que, encontrándose en la naturaleza, se renuevan constantemente, y por ello, constituyen un recurso energético inagotable. Entre estas fuentes energéticas se pueden destacar la biomasa, la energía geotérmica, la energía hidráulica, la energía solar, la energía eólica y la energía del mar (mareomotriz y del oleaje), gases de vertedero, biogás y gases de depuradoras de aguas residuales.

F

Factor de Carga.- Es la producción anual de energía dividida por la producción teórica máxima, si la máquina en cuestión estuviera funcionando a su potencia nominal (máxima) durante las 8.766 horas del año.

Fisión.- Reacción nuclear en la que tiene lugar la rotura de un núcleo pesado, acompañado de la emisión de neutrones y radiaciones, con liberación de una gran cantidad de energía.

Fuel.- Mezcla de hidrocarburos, especificados según características pero que no incluyen fracciones de bajo punto de ebullición y que están destinados a los quemadores de las instalaciones térmicas.

Fuente de energía.- Todo aquello que permite producir energía útil directamente o por medio de conversión o transformación.

Fusión.- Reacción entre núcleos de átomos ligeros que conduce a la formación de un núcleo mas pesado que cualquiera de los iniciales, acompañada de una liberación de partículas elementales y de energía.

G

Gas natural.- Emanaciones gaseosas ricas en metano y que proceden de yacimientos naturales. El término también es usado para designar el gas tratado que se abastece a la industria y a los usuarios comerciales y domésticos y que tiene una calidad especificada.

Gas natural licuado (LNG).- Subproducto del gas natural, tras un proceso que consiste en transformarlo en condiciones liquidas. Mediante este proceso se reduce unas 600 veces el volumen del gas natural con lo que se facilita el transporte.

Gasoducto.- Conducción que asegura el transporte de un gas combustible, a alta presión a larga distancia.

Generador.- Dispositivo utilizado para convertir energía mecánica en energía eléctrica; consta de dos partes: rotor y estator.

H

Hidrocarburos.- Cualquier compuesto o mezcla de compuestos, sólido, líquido o gas que contiene carbono e hidrógeno (carbón, crudo, gas natural).

Hidrógeno.- El más ligero de todos los gases, presente principalmente, combinado con oxígeno, en el agua. El hidrógeno se combina con el carbono para formar una enorme variedad de hidrocarburos gaseosos, líquidos y sólidos.

I

Intensidad energética.- Relación entre el consumo energético y el producto interior bruto (PIB) de un país o región. Puede también referirse a sectores o subsectores de actividad concretos.

J

Julio.- El trabajo desarrollado cuando una fuerza de 1 newton es aplicada a un objeto, desplazándolo una distancia de 1 metro en dirección de la fuerza. Unidad básica de medida en la energía.

L

Licuación.- Operación que consiste en transformar el gas natural en una fase líquida.

Lluvia Ácida.- Forma de contaminación, en forma de lluvia, producida por el consumo de combustibles fósiles y la incorporación de ácido nítrico y sulfúrico a la atmósfera.

M

Mercado spot.- Mercado internacional en donde los productos se intercambian para entrega inmediata (normalmente en plazo inferior a un mes) al precio vigente en el momento (precio spot).

Mercado forward.- Mercado internacional en donde el precio de intercambio de los productos se fija en función de las expectativas del valor de los mismos. Suele darse para intercambios a largo plazo.

O

OAPEP.- Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo (Argelia, Irán, Iraq, Kuwait, Arabia Saudí, Emiratos Árabes Unidos).

OMEL.- Compañía Operadora del Mercado Español Eléctrico. Sociedad mercantil responsable de la gestión económica del sistema.

Opción de compra (Call option).- Opción que otorga al tenedor el derecho, pero no la obligación, de comprar el activo subyacente objeto del contrato al precio de ejercicio.

OPEP.- Organización de Países Exportadores de Petróleo (Argelia, Gabón, Indonesia, Irán, Iraq, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Arabia Saudí, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela).

Operador del mercado.- Entidad responsable de la gestión económica del sistema y del mercado organizado de ofertas de compra-venta de energía eléctrica; funciones asignadas a la compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL, S.A.).

P

Pérdidas de la red.- Pérdidas que se producen en el transporte de energía eléctrica de un punto a otro de la red.

Petróleo.- Mezcla, en proporciones variables, de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, en condiciones normales, y que se presenta en estado normal, sometido a presión y temperatura mas o menos elevadas, en los yacimientos.

Pico (de demanda).- Cantidad máxima de electricidad demandada en un determinado intervalo de tiempo.

Poder Calorífico.- La cantidad de calor completa por la combustión completa de un combustible. Puede ser medido seco o saturado con vapor de agua.

Pool.- Reserva natural localizada en el subsuelo que contiene, o aparenta contener, una acumulación de petróleo. Un yacimiento puede contener mas de un pool.

Potencia.- Cantidad de energía consumida por unidad de tiempo. La unidad de potencia es el vatio (W).

Productos refinados.- Aquellos subproductos del petróleo crudo conseguidos en la refinería.

Protocolo de Kioto.- Acuerdo internacional, adoptado en diciembre de 1997, para limitar las emisiones de gases con efecto invernadero que se producen principalmente por la quema de combustibles fósiles, como petróleo y carbón.

R

Radiación.- Energía o partículas materiales que se propagan a través del espacio como ondas electromagnéticas, como consecuencia de la desintegración espontánea de ciertos núcleos.

Reactor Nuclear.- Dispositivo en el que se puede mantener y controlar una reacción autosostenida de fisión nuclear en cadena.

Recursos energéticos.- Cantidad total de energía presente en la naturaleza, que se puede obtener por medios técnicos.

Red de distribución de energía eléctrica.- Conjunto de líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones inferiores a 220 Kv.

Red de transporte de energía eléctrica.- Conjunto de líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones superiores o iguales a 220 Kv y aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que cumplan funciones de transporte de interconexión internacional.

Red Eléctrica.- Conjunto de líneas y obras conectadas entre sí para la conducción de energía eléctrica.

Refinería.- Complejo de instalaciones en el que el petróleo crudo se separa en fracciones ligeras y pesadas, las cuales se convierten en productos aprovechables tales como la gasolina, lubricantes o queroseno.

Rendimiento energético.- Relación entre la energía útil obtenida en un proceso y la cantidad de energía total puesta en juego en el mismo. A menudo se emplea el término eficiencia como sinónimo de rendimiento.

Reservas posibles (yet to find).- Reservas situadas en zonas para las que no se ha confirmado, por medio de ensayos de producción, la posibilidad de extracción de petróleo, pero cuyas características conocidas indican la presencia de petróleo y la posibilidad de su extracción.

Reservas probables (yet to produce).- Reservas cuya presencia en una zona determinada está demostrada y cuya posibilidad de explotación está claramente reconocida, pero de las que no se dispone de resultados de producción o bien se dispone de resultados insuficientes en esa zona.

Reservas probadas (proved).- Reservas de petróleo explotables económicamente cuya presencia está claramente demostrada.

S

Smog.- Concentración intensa de contaminantes en la atmósfera que se presenta bajo condiciones meteorológicas determinadas.

Sondeo.- Perforación realizada por medios mecánicos principalmente, a fin de establecer puntos de referencia de las condiciones geológicas y/o del reconocimiento de los yacimientos de petróleo y/o de su puesta en explotación.

T

Tensión (alta).- Es una tensión cuyo valor entre fases es igual o superior a una tensión especificada que varía de un país a otro. En numerosos países europeos la alta tensión se define como una tensión estrictamente superior a 1 Kv.

Tensión (baja).- Es una tensión cuyo valor entre fases es igual o inferior a una tensión especificada que varía de un país a otro. En la mayoría de los países se aplica a tensiones de 1.000 V, o menos en corriente alterna entre fases.

TEP (TOE).- Toneladas Equivalentes de petróleo. Método para calcular el valor calorífico o de trabajo de diferentes fuentes de energía en términos de una tonelada de petróleo.

Tonelada (Tm.).- Una tonelada métrica equivale a 1.000 Kg.

Turbina.- Máquina rotativa que convierte la energía cinética de un fluido en energía mecánica.

U

Unidad térmica británica (British Thermal Unit, BTU).- Es una unidad de medida de energía. Representa la cantidad de calor necesario para elevar la temperatura de 1 libra (pound) de agua, 1 grado Fahrenheit.

Uranio.- Elemento químico de número atómico 92 y símbolo U. Por tener presencia de isótopos fértiles y fisibles, se puede emplear en cualquier tipo de reactor nuclear.

V

Vatio (W).- Unidad básica de energía eléctrica, definida como un Julio por segundo.

Vertedero.- Instalación de eliminación que se destina al depósito de residuos en la superficie o bajo tierra.

Y

Yacimiento de gas.- Acumulación natural de hidrocarburos gaseosos en formaciones de rocas porosas subterráneas o en cavernas de la corteza terrestre.

Yacimientos de petróleo.- Roca permeable y porosa que contiene reservas de petróleo explotables. Normalmente contiene tres fluidos: petróleo, gas y agua. Éstas se separan en distintas secciones, en función de sus pesos.

ANEXO «D»

SIGLAS Y ABREVIATURAS

AGIP-ENI.- Compañía petrolera italiana.

AIE (IAE).- Agencia Internacional de la Energía.

AMOCO.- Compañía petrolera estadounidense.

API.- American Petroleum Institute.

Bcm.- Billones de metros cúbicos.

B/d.- Barriles/día.

BG.- British Gas.

BP.- British Petroleum.

BTC.- Baltic Transport System.

Btu.- Unidad Térmica británica (British Thermal Unit).

CCG.- Consejo de Cooperación del Golfo.

CEPSA.- Compañía petrolera española.

CNE.- Comisión Nacional de Energía (España).

COC.- Caspian Oil Company.

COM.- Documento de la Comisión Europea.

CONOCO.- Compañía petrolera estadounidense.

DOE.- Departamento de Energía de EEUU.

EEUU.- Estados Unidos de América.

EFTA.- (European Free Trade Area) Área Europea de Libre Comercio.

EGAS.- Egyptian Natural Holding Gas Company.

EGPC.- Egyptian General Petroleum Corporation.

EIA.- Energy Information Administration (EEUU).

ENAGAS.- Compañía de gas española.

ENI.- Compañía estatal de energía italiana.

ERRF.- Fuerza de Reacción Rápida Europea.

ETAP.- Empresa Tunecina de Actividades Petroleras.

ETSO.- European Transmission System Operators.

FMI.- Fondo Monetario Internacional.

GECF.- (Gas Export Countries Forum) Foro de Países Exportadores de Gas.

GME.- Gasoducto Magreb-Europa.

GNL.- Gas Natural Licuado.

GPL.- Gases de Petróleo licuados.

GUPCO.- Compañía Petrolera del Golfo de Suez.

GW.- Gigavatios.

I+D.- Investigación y Desarrollo.

IEO.- International Energy Outlook.

IEOC.- Compañía Petrolera Egipcia Internacional.

IIASA.- International Institute for Applied Systems Analysis.

ILSA.- Iran Libyan Sanctions Act.

IPIC.- International Petroleum Investment Company (Abu Dabhi).

KV.- Kilovoltio.

Mb/d.- Miles de barriles/día.

Mbtu.- Millones de unidades térmicas británicas.

MEDGAZ.- Proyecto de gasoducto entre Oran (Argelia) y Almería.

MEDOC.- Mediterráneo Occidental.

MEDOR.- Mediterráneo Oriental.

MTEP.- Millones de toneladas equivalentes de petróleo.

MW.- Megavatios.

MWh.- Megavatios/hora.

NOC.- National Oil Corporation (Libia).

NRF.- Fuerza de Respuesta de la OTAN.

OMC.- Organización Mundial del Comercio.

OME.- Observatorio Mediterráneo de la Energía.

ONAREP.- Office National de Recherches et d'Exploitations Pétrolières (Marruecos).

ONE.- Office National d'Électricité (Marruecos).

ONU.- Organización de las Naciones Unidas.

OPEP.- Organización de Países Exportadores de Petróleo.

OSCE.- Organización de Seguridad y Cooperación en Europa.

OTAN.- Organización del Tratado del Atlántico Norte.

OTS.- Oseberg Transport System.

PETROBEL.- Belayim Petroleum Company (Egipto).

PIB.- Producto Interior Bruto.

PNUMA.- Programa de las Naciones Unidas para el Medioambiente.

REE.- Red Eléctrica Española.

REPSOL YPF.- Compañía petrolera española.

SCA.- Suez Canal Authority.

SONATRACH.- Empresa Nacional para la Investigación, Producción, Transporte, Transformación y Comercialización de Hidrocarburos (Argelia).

SUMED.- Suez-Mediterranean Oil pipeline.

Tcm.- Trillones de metros cúbicos.

TRANSMED.- Trans-Mediterranean gas pipeline.

TREN.- Redes Transeuropeas de la Energía.

Twh.- Teravatio hora.

UCTE.- Unión para la Coordinación del Transporte de Electricidad.

UE.- Unión Europea.

VLCC.- Very Large Crude Carrier.

WEPS.- World Energy Projection System.

WLPG.- Western Libyan Gas Project.

ANEXO «E»

FACTORES DE CONVERSIÓN ENTRE UNIDADES DE MEDIDA DE ENERGÍA

PETRÓLEO CRUDO

De:	A:	Toneladas	Barriles	Galones (EEUU)	Toneladas por año
Toneladas		—	7,3300	307,8600	—
Barril		0,1364	—	42,0000	—
Galones (EEUU)		0,0032	0,0238	—	—
Barriles por día		—	—	—	49,7860

Fuente: BP (2002): "BP statistical review of world energy June 2002".

PRODUCTOS PETROLÍFEROS

Productos	De barriles a toneladas	De toneladas a barriles	De barriles/día a toneladas/año	De toneladas barriles/día
GLP	0,086	11,600	31,390	0,032
Gasolina	0,133	7,500	48,545	0,023
Gasóleo	0,133	7,500	48,545	0,021
Fuelóleo	0,149	6,700	54,385	0,018

Fuente: Elaboración propia y BP (2002): "BP statistical review of world energy June 2002".

GAS NATURAL Y GAS NATURAL LICUADO

De:	A: 1.000 millones m ³ GN	1.000 millones de pies GN	1 millón TEP	1 millón de toneladas GNL	1 billón Btu	1 million bep
1.000 millones m ³ GN	—	35,30	0,90	0,73	36,00	6,29
1.000 millones pies cúbicos GN	0,028	—	0,026	0,021	1,030	0,180
1 millón TEP	1,111	39,20	—	0,805	40,400	7,330
1 millón de toneladas GNL	1,380	48,70	1,230	—	52,000	8,680
1 billón Btu	0,028	0,98	0,025	0,020	—	0,170
1 million bep	0,160	5,61	0,140	0,120	5,800	—

Fuente: Elaboración propia y BP (2002): "BP statistical review of world energy June 2002".

MEDIDAS DE ENERGÍA

De:	A:	Kilocalorías	Kilojulios	Btu	KWh
Kilocalorías		—	4,187	3,968	0,001163
Kilojulios		0,239	—	0,948	0,000278
Btu		0,252	1,055	—	0,000293
KWh		860,0	3.600,0	3.412,0	—
TEP		10.000.000	41.870.000	39.680.000	11.628

Fuente: Eelaboración propia y BP (2002): "BP statistical review of world energy June 2002".

ABREVIATURAS

bep: barriles equivalentes de petróleo	GNL: Gas natural licuado
Btu: unidades de calor británicas	KWh: Kilovatios/hora
GLP: Gases licuados del petróleo	TEP: toneladas equivalentes de petróleo
GN: Gas natural	

ANEXO «F»

DIRECTORIO DE PÁGINAS WEB SOBRE ENERGÍA

<http://www.iea.org/>

Página de la Agencia Internacional de la Energía. Los últimos anuarios de esta agencia no son de libre acceso, no están colgados en la red, aunque sí los de años anteriores. Ofrece bastante información mensual, así como estadísticas mensuales. Destacan el *World Energy Outlook 2000 Highlights* (versión resumida de la publicación completa) así como las *Key World Energy Statistics 2001*.

<http://www.shared-analysis.fhg.de/Pub-fr.htm>

Página de un proyecto de la Comisión Europea sobre estudios relacionados con la energía en la UE. Destaca el *European Union Energy Outlook to 2020*.

http://europa.eu.int/comm/energy_transport/en/public.html

Publicaciones de la Dirección General de la Energía y el Transporte (Comisión Europea). Publicaciones diversas y resúmenes de otras publicaciones. Destacan los datos estadísticos de la UE y el *Libro Verde de la Energía* en Europa.

<http://www.opec.org/>

Página de la OPEP, con gran cantidad de información sobre la Organización, incluyendo historia, acuerdos, estadísticas y anuarios, así como publicaciones mensuales electrónicas de libre consulta.

<http://www.bp.com/>

Página de la *British Petroleum*. Ofrece unos anuarios estadísticos sobre EEUU y el resto del mundo. Además, es posible descargar los datos de los anuarios en formato *Excel* para poder trabajar con ellos.

<http://www.iaea.org/>

Página de la Agencia Internacional de la Energía Atómica. Dispone de abundante información general sobre la energía atómica, incluyendo anuarios de libre consulta en muchos idiomas (castellano incluido). También dispone de los acuerdos auspiciados por esta organización, artículos, publicaciones periódicas y análisis sobre las aplicaciones de la energía nuclear; todo ello de libre acceso.

<http://www.cne.es/>

Página de la Comisión Nacional de la Energía (España). Recoge toda la legislación relativa a electricidad, petróleo y gas. Dispone de muchas estadísticas, informes, organización de mercados (agentes, funciones, empresas...), etc. de los tres sectores mencionados. Muy completa. También ofrece una serie de enlaces a sitios de interés.

<http://www.cores.es/>

Página de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (órgano dependiente del Ministerio de Economía, encargado del mantenimiento de las reservas estratégicas españolas de petróleo). Edita el Boletín Estadístico de Hidrocarburos, publicación imprescindible para conocer el consumo petrolífero en España.

<http://www.omel.es>

Página de la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad. Informa sobre toda la normativa y regulación del mercado eléctrico, incluyendo estructura, agentes y funcionamiento. También ofrece todos los informes mensuales sobre el funcionamiento de los mercados, así como de los precios negociados en él, prácticamente en tiempo real.

<http://www.ree.es/>

Página de *Red Eléctrica Española*. Además de la preceptiva información sobre la compañía, dispone de un amplísimo número de publicaciones que pueden ser consultadas electrónicamente de forma gratuita. Entre ellas, destacan los Informes Anuales sobre Operación del Sistema Eléctrico y los Boletines Estadísticos Mensuales, editados en colaboración con el Ministerio de Economía. También es de destacar que la mayoría de los datos estadísticos de sus publicaciones se pueden obtener en formato *Excel*. Imprescindible para conocer el sistema eléctrico español, ya que éste se aborda desde una perspectiva integral, que no tiene cada empresa por separado.

<http://www.unesa.es>

Página de la Asociación Española de la Industria Eléctrica. Tiene una gran cantidad de información disponible electrónicamente de forma gratuita, organizada en diversas publicaciones, entre las que se cuentan las revistas *Electricidad*, *Cuadernos Jurídicos de la Electricidad*, *Energía Eléctrica Informe Internacional*, *Boletines Informativos*, *Memorias Estadísticas Anuales*, *Producción Anual de Centrales Nucleares*, etc. Esta página tiene información muy valiosa, tanto desde un punto de vista estadístico, como jurídico o de opinión.

<http://www.foronuclear.org/>

Página del Foro de la industria nuclear al que pertenecen las empresas relacionadas con el uso de la energía nuclear con fines pacíficos. Tiene algunas publicaciones de libre acceso con información general sobre energía y específica de centrales nucleares, y también dispone de un centro de documentación abierto al público. Además tiene bastantes enlaces con páginas relacionadas.

<http://www.worldenergy.org/wec-geis/>

Página del *World Energy Council* (organización con más de 90 países miembros, localizada en Londres). El último informe de previsión disponible “on-line” es de 1998 (con una proyección hasta 2020). El último realizado es de 2001 (no es de libre acceso). Diversos documentos con temas interesantes. Tratan todas las fuentes de energía.

<http://www.ets-net.org/>

Página del *European Transmission System Operators* (organización que opera el sistema de transmisión de energía a nivel europeo, a la que pertenece *Red Eléctrica Española*). Centrada exclusivamente en este campo de la energía y en temas relacionados con el mercado energético europeo. Hay abundantes documentos sobre la posición de la Asociación en temas relacionados con el mercado eléctrico y datos sobre cuantificación de transferencias energéticas.

<http://www.eurelectric.org>

Página de *Eurelectric* (asociación europea (con socios extraeuropeos) que trata de crear una industria eléctrica única en Europa; entre sus miembros figura, por España, *UNESA*). Dispone de informes de libre acceso “on-line” sobre un variado conjunto de temas relacionados con la elec-

tricidad: mercados, redes, medioambiente, armonización fiscal, entre otros. Página muy completa y fácil de usar.

<http://www.nea.fr/>

Página de la Agencia de la Energía Nuclear de la OCDE. Dispone de un buen número de publicaciones periódicas, informes, regulación..., la mayoría de ellos de libre acceso.

<http://www.ecn.nl/main.html>

Página del *Energy Research Centre of the Netherlands*. Informes y publicaciones sobre los distintos tipos de energías “limpias” (solar, biomasa, eólica, renovables y nuclear). Enlace a diversos sitios “web” sobre energía (“Energy on the internet”). Muy completo.

COMPOSICIÓN DEL GRUPO DE TRABAJO

- Coordinador:* **D. ALEJANDRO V. LORCA CORRÓNS**
Catedrático de la Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales de la Universidad Autónoma de Madrid.
- Secretario:* **D. AGUSTÍN CRESPO PÉREZ**
*Coronel del Cuerpo General de las Armas del Ejército de Tierra (Ingenieros), Escala Superior de Oficiales.
Master en Seguridad y Defensa por el CESEDEN-UCM.*
- Vocales:* **D. JOAQUÍN CECILIO CARRASCO MARTÍN**
*Teniente Coronel del Cuerpo General, Escala Superior de Oficiales, del Ejército del Aire (DEM).
Profesor de Estrategia de la Escuela Superior de las Fuerzas Armadas.*
- D. IGNACIO ANGEL FUENTE COBO**
*Comandante del Cuerpo General de las Armas del Ejército de Tierra (Artillería), Escala Superior de Oficiales (DEM).
Master en Seguridad y Defensa por el Instituto Universitario “General Gutierrez Mellado”.*
- D. ANGEL LOSSADA TORRES-QUEVEDO**
*Diplomático.
Subdirector General de Oriente Medio del Ministerio de Asuntos Exteriores.
Licenciado en Derecho.*

Diplomado en Derecho Comunitario.

D. JOSÉ MARÍA MARÍN QUEMADA

Doctor en Ciencias Económicas

Catedrático de Economía Aplicada – Política Económica.

Vicepresidente de la Universidad “Antonio de Nebrija”.

Director de Relaciones Institucionales de la Compañía Española de Petróleos, S.A. (CEPSA).

D. PEDRO MIELGO ÁLVAREZ

Ingeniero Industrial

Presidente de Red Eléctrica de España

D. PEDRO MORALEDA GARCÍA DE LOS HUERTOS

Licenciado en Derecho.

Licenciado en Ciencias Empresariales.

Director de Relaciones Internacionales del Grupo “Gas Natural”.

D. JESÚS ANTONIO NUÑEZ VILLAVERDE

Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales.

Director del Instituto de Estudios sobre Conflictos y Acción Humanitaria (IECAH).

Editor de la revista “Meridiano CERI”.

D. PEDRO MANUEL RIVERO TORRE

Doctor en Ciencias Económicas y Empresariales.

Vicepresidente Ejecutivo y Director General de UNESA (Asociación Española de la Industria Eléctrica).

Catedrático de Economía Financiera y Contabilidad de la Empresa en la Universidad Complutense de Madrid.

Consejero de Red Eléctrica de España, S.A. (REE).

ÍNDICE

	<i>Página</i>
SUMARIO	7
INTRODUCCIÓN	9
Capítulo I	
MARCO TEÓRICO DE LA ENERGÍA: TEORÍAS Y TÉCNICAS DE ANÁLISIS	19
Modelos teóricos de la energía	21
— Modelos generales	22
— Modelos históricos específicos de energía	23
— Modelos actuales	28
— Modelos de corto plazo	32
— Conclusiones	36
La demanda de energía	37
— La energía y el crecimiento económico	37
— Previsión de demanda	38
— Conclusiones	39
La oferta de energía	40
— Oligopolios de oferta	40
— Oferta rígida	41
El mercado energético	42
Capítulo II	
PETRÓLEO Y MEDITERRÁNEO	49
Introducción	51
La especial consideración geográfica que requiere el petróleo ...	53

La oferta mediterránea tradicional	55
La nueva oferta del Caspio	58
La demanda mediterránea	61
La necesaria orientación de la política petrolífera de la UE, también hacia el Mediterráneo	63
La difícil tarea de establecer previsiones	67
Referencias bibliográficas	69

Capítulo III

EL MERCADO DEL GAS NATURAL	71
Introducción	73
El mercado del gas	75
– Características generales	75
– Sectores consumidores de gas natural	77
– El gas natural como fuente de energía en Europa	79
– Evolución del consumo de gas en la Unión Europea	81
– El suministro de gas a la Unión Europea	83
– Fuentes y medios de suministro en el Mediterráneo	85
La seguridad de suministro	87
– Cambios en la situación	87
– La dependencia del suministro externo	89
– Contribución del GNL a la disponibilidad de gas	92
– El reto de la inversión en el futuro	94
Algunas conclusiones	97
Bibliografía	98

Capítulo IV

LA ENERGÍA ELÉCTRICA: EL ANILLO MEDITERRÁNEO Y EL PROCESO DE LIBERALIZACIÓN EN EUROPA	101
Introducción	103
Las redes de transporte como elemento de interconexión	103
– Los sistemas eléctricos del arco sur del Mediterráneo	104
– El valor del concepto de interconexión	106
– Las interconexiones y el Mediterráneo	110
El proceso de liberalización en Europa	111
El futuro de los mercados energéticos	118
Bibliografía	122

Capítulo V

EL TRANSPORTE DE LOS HIDROCARBUROS EN LA CUENCA DEL MEDITERRÁNEO	123
Consideraciones generales sobre el transporte de hidrocarburos en el Mediterráneo	125
El transporte de energía en el Mediterráneo Oriental	128
— El transporte desde la región del Cáucaso y el Asia Central ..	128
— El transporte de energía desde la región del Golfo Pérsico ...	134
El transporte de hidrocarburos en el Mediterráneo Central y Occidental	137
— Consideraciones generales	137
— La apuesta argelina por los gasoductos	138
— El transporte de hidrocarburos desde Libia y Egipto	141
Los riesgos para el transporte de hidrocarburos en el Mediterráneo ..	145
Conclusiones	148

Capítulo VI

FLUJOS ENERGÉTICOS HACIA LA UNIÓN EUROPEA (LOS CASOS NORUEGO Y RUSO)	153
Los flujos de petróleo en la Unión Europea	157
— El balance petrolero de la Unión Europea	157
— El comercio comunitario de petróleo en el mercado mundial ..	158
— Los proveedores de petróleo de la UE	159
Los flujos de gas natural hacia la Unión Europea	170
— El balance gasístico de la Unión Europea	170
— El comercio comunitario de gas natural en el mercado mundial .	172
— Rutas y proveedores de gas natural de la UE	173
Conclusiones	178
Bibliografía	181

Capítulo VII

VISIÓN ESTRATÉGICA DE LA UE DEL SISTEMA ENERGÉTICO EN ORIENTE MEDIO	183
Oriente Medio-Golfo Pérsico: consideraciones generales	185
— Oriente Próximo	185
— El Golfo Pérsico	187
Las posibilidades de la actuación de la UE y sus limitaciones ...	188
— Convergencias y divergencias UE-EEUU	190

Incertidumbres en la región y cambios en la actitud de EEUU . . .	193
Iraq	194
Irán	198
Consejo de Cooperación del Golfo (CCG), la actuación de los EEUU (tensiones con Arabia Saudí)	203
— Las relaciones UE-CCG	208
Perspectivas para el gas de Oriente Medio en el mercado europeo . .	211
Conclusiones	212

Capítulo VIII

PERSPECTIVA GEOPOLÍTICA DE LA ENERGÍA EN EL NORTE DE ÁFRICA	213
Introducción	215
Sistema energético de los países del norte de África	217
— Generalidades	217
— Argelia	218
— Marruecos	220
— Túnez	223
— Libia	225
— Egipto	229
Riesgos derivados de la dependencia energética	232
— Riesgos derivados de la dependencia exterior del petróleo . . .	232
— Riesgos derivados de la dependencia exterior del gas natural .	233
La energía en España en relación con el norte de África	235
Conclusiones	239
Bibliografía	240

Capítulo IX

GEOPOLÍTICA DE LA ENERGÍA EN EL ESPACIO EUROMEDI- TERRÁNEO	243
Hydrocarburos, la energía vital de la UE	247
El Mediterráneo como vía de tránsito y fuente de suministro ener- gético	251
Orientación energética de la UE	259
Perspectivas para el espacio euromediterráneo	262
Bibliografía consultada	264

Capítulo X	
CONCLUSIONES	265
ANEXOS	271
Anexo “A”	273
Anexo “B”	283
Anexo “C”	293
Anexo “D”	305
Anexo “E”	311
Anexo “F”	315
COMPOSICIÓN DEL GRUPO DE TRABAJO	321
ÍNDICE	323

CUADERNOS DE ESTRATEGIA

Nº	TÍTULO
*01	La industria alimentaria civil como administradora de las FAS y su capacidad de defensa estratégica.
02	La ingeniería militar de España ante el reto de la investigación y el desarrollo en la Defensa Nacional.
03	La industria española de interés para la defensa ante la entrada en vigor del Acta Única.
*04	Túnez: su realidad y su influencia en el entorno internacional.
*05	La Unión Europea Occidental (UEO) (1955-1988).
*06	Estrategia regional en el Mediterráneo Occidental.
07	Los transportes en la raya de Portugal.
*08	Estado actual y evaluación económica del triángulo España-Portugal-Marruecos.
09	<i>Perestroika</i> y nacionalismos periféricos en la Unión Soviética.
10	El escenario espacial en la batalla del año 2000 (I).
*11	La gestión de los programas de tecnologías avanzadas.
*12	El escenario espacial en la batalla del año 2000 (II).
*13	Cobertura de la demanda tecnológica derivada de las necesidades de la Defensa Nacional.
*14	Ideas y tendencias en la economía internacional y española.
*15	Identidad y solidaridad nacional.
*16	Implicaciones económicas del Acta Única 1992.
17	Investigación de fenómenos belígenos: Método analítico factorial.
*18	Las telecomunicaciones en Europa, en la década de los años 90.
*19	La profesión militar desde la perspectiva social y ética.
20	El equilibrio de fuerzas en el espacio sur europeo y mediterráneo.
21	Efectos económicos de la unificación alemana y sus implicaciones estratégicas.

Nº

TÍTULO

- *22 La política española de armamento ante la nueva situación internacional.
- 23 Estrategia finisecular española: México y Centroamérica.
- *24 La Ley Reguladora del Régimen del Personal Militar Profesional (cuatro cuestiones concretas).
- *25 Consecuencias de la reducción de los arsenales militares negociados en Viena, 1989. Amenaza no compartida.
- *26 Estrategia en el área iberoamericana del Atlántico Sur.
- *27 El espacio económico europeo. Fin de la guerra fría.
- *28 Sistemas ofensivos y defensivos del espacio (I).
- *29 Sugerencias a la Ley de Ordenación de las Telecomunicaciones (LOT).
- 30 La configuración de Europa en el umbral del siglo XXI.
- *31 Estudio de “inteligencia operacional”.
- 32 Cambios y evolución de los hábitos alimenticios de la población española.
- *33 Repercusiones en la estrategia naval española de aceptarse las propuestas del Este en la CSBM, dentro del proceso de la CSCE.
- *34 La energía y el medio ambiente.
- *35 Influencia de las economías de los países mediterráneos del norte de África en sus respectivas políticas de defensa.
- *36 La evolución de la seguridad europea en la década de los 90.
- *37 Análisis crítico de una bibliografía básica de sociología militar en España. 1980-1990.
- *38 Recensiones de diversos libros de autores españoles, editados entre 1980-1990, relacionados con temas de las Fuerzas Armadas.
- *39 Las fronteras del Mundo Hispánico.
- *40 Los transportes y la barrera pirenaica.
- *41 Estructura tecnológica e industrial de defensa, ante la evolución estratégica del fin del siglo XX.

Nº

TÍTULO

- 42 Las expectativas de la I+D de Defensa en el nuevo marco estratégico.
- *43 Costes de un ejército profesional de reclutamiento voluntario. Estudio sobre el Ejército profesional del Reino Unido y (III).
- 44 Sistemas ofensivos y defensivos del espacio (II).
- *45 Desequilibrios militares en el Mediterráneo Occidental.
- *46 Seguimiento comparativo del presupuesto de gastos en la década 1982-1991 y su relación con el de Defensa.
- 47 Factores de riesgo en el área mediterránea.
- *48 Las Fuerzas Armadas en los procesos iberoamericanos de cambio democrático (1980-1990).
- *49 Factores de la estructura de seguridad europea.
- *50 Algunos aspectos del régimen jurídico-económico de las FAS.
- *51 Los transportes combinados.
- *52 Presente y futuro de la Conciencia Nacional.
- *53 Las corrientes fundamentalistas en el Magreb y su influencia en la política de defensa.
- *54 Evolución y cambio del este europeo.
- 55 Iberoamérica desde su propio sur (La extensión del Acuerdo de Libre Comercio a Sudamérica).
- *56 La función de las Fuerzas Armadas ante el panorama internacional de conflictos.
- 57 Simulación en las Fuerzas Armadas españolas, presente y futuro.
- *58 La sociedad y la Defensa Civil.
- *59 Aportación de España en las Cumbres Iberoamericanas: Guadalajara 1991-Madrid 1992.
- *60 Presente y futuro de la política de armamentos y la I+D en España.
- 61 El Consejo de Seguridad y la crisis de los países del Este.
- *62 La economía de la defensa ante las vicisitudes actuales de las economías autonómicas.

Nº

TÍTULO

- 63 Los grandes maestros de la estrategia nuclear y espacial.
- *64 Gasto militar y crecimiento económico. Aproximación al caso español.
- *65 El futuro de la Comunidad Iberoamericana después del V Centenario.
- *66 Los estudios estratégicos en España.
- 67 Tecnologías de doble uso en la industria de la defensa.
- *68 Aportación sociológica de la sociedad española a la Defensa Nacional.
- *69 Análisis factorial de las causas que originan conflictos bélicos.
- *70 Las conversaciones internacionales Norte-Sur sobre los problemas del Mediterráneo Occidental.
- *71 Integración de la red ferroviaria de la península Ibérica en el resto de la red europea.
- *72 El equilibrio aeronaval en el área mediterránea. Zonas de irradiación de poder.
- *73 Evolución del conflicto de Bosnia (1992-1993).
- *74 El entorno internacional de la Comunidad Iberoamericana.
- *75 Gasto militar e industrialización.
- 76 Obtención de los medios de defensa ante el entorno cambiante.
- *77 La Política Exterior y de Seguridad Común (PESC) de la Unión Europea (UE).
- *78 La red de carreteras en la península Ibérica, conexión con el resto de Europa mediante un sistema integrado de transportes.
- *79 El derecho de intervención en los conflictos.
- 80 Dependencias y vulnerabilidades de la economía española: su relación con la Defensa Nacional.
- 81 La cooperación europea en las empresas de interés de la defensa.
- *82 Los *cascos azules* en el conflicto de la ex Yugoslavia.
- 83 El sistema nacional de transportes en el escenario europeo al inicio del siglo XXI.
- *84 El embargo y el bloqueo como formas de actuación de la comunidad internacional en los conflictos.

Nº

TÍTULO

- *85 La Política Exterior y de Seguridad Común (PESC) para Europa en el marco del Tratado de no Proliferación de Armas Nucleares (TNP).
- 86 Estrategia y futuro: la paz y seguridad en la Comunidad Iberoamericana.
- 87 Sistema de información para la gestión de los transportes.
- 88 El mar en la defensa económica de España.
- *89 Fuerzas Armadas y Sociedad Civil. Conflicto de valores.
- *90 Participación española en las fuerzas multinacionales.
- *91 Ceuta y Melilla en las relaciones de España y Marruecos.
- 92 Balance de las Primeras Cumbres Iberoamericanas.
- 93 La cooperación Hispano-Franco-Italiana en el marco de la PESC.
- 94 Consideraciones sobre los estatutos de las Fuerzas Armadas en actividades internacionales.
- 95 La unión económica y monetaria: sus implicaciones.
- 96 Panorama estratégico 1997/98.
- 97 Las nuevas españas del 98.
- 98 Profesionalización de las Fuerzas Armadas: los problemas sociales.
- 99 Las ideas estratégicas para el inicio del tercer milenio.
- 100 Panorama estratégico 1998/99.
- 100 1998/99 Strategic Panorama.
- 101 La seguridad europea y Rusia.
- 102 La recuperación de la memoria histórica: el nuevo modelo de democracia en Iberoamérica y España al cabo del siglo XX.
- 103 La economía de los países del norte de África: potencialidades y debilidades en el momento actual.
- 104 La profesionalización de las Fuerzas Armadas.
- 105 Claves del pensamiento para la construcción de Europa.
- 106 Magreb: percepción española de la estabilidad en el Mediterráneo, prospectiva hacia el 2010.

Nº

TÍTULO

- 106-B Maghreb: percepción espagnole de la stabilité en Méditerranée, prospective en vue de L'année 2010
- *107 Panorama estratégico 1999/2000
- 107 1999/2000 Strategic Panorama.
- 108 Hacia un nuevo orden de seguridad en Europa.
- 109 Iberoamérica, análisis prospectivo de las políticas de defensa en curso.
- 110 El concepto estratégico de la OTAN: un punto de vista español.
- 111 Ideas sobre prevención de conflictos.
- 112 Panorama Estratégico 2000/2001.
- 112-B Strategic Panorama 2000/2001.
- 113 Diálogo Mediterráneo. Percepción española.
- 113-B Le dialogue Méditerranéen. Une perception espagnole.
- 114 Apartaciones a la relación sociedad - Fuerzas Armadas en Iberoamérica.
- 115 La paz, un orden de seguridad, de libertad y de justicia.
- 116 El marco jurídico de las misiones de las Fuerzas Armadas en tiempo de paz.
- 117 Panorama Estratégico 2001/2002.
- 117-B 2001/2002 Strategic Panorama.
- 118 Análisis, Estrategia y Prospectiva de la Comunidad Iberoamericana.
- 119 Seguridad y defensa en los medios de comunicación social.
- 120 Nuevos riesgos para la sociedad del futuro.
- 121 La industria europea de defensa: Presente y futuro.

* Agotado. Disponible en las bibliotecas especializadas y en el Centro de Documentación del Ministerio de Defensa.