

Energía y Geoestrategia 2016

Instituto Español de Estudios Estratégicos

Comité Español del Consejo Mundial de la Energía
Club Español de la Energía



MINISTERIO DE DEFENSA



Patrocinado por:



Energía y Geoestrategia 2016

Instituto Español de Estudios Estratégicos
Comité Español del Consejo Mundial de la Energía
Club Español de la Energía



MINISTERIO DE DEFENSA

Foto de portada:
Getty Images

CATÁLOGO GENERAL DE PUBLICACIONES OFICIALES
<http://publicacionesoficiales.boe.es/>

Edita:



<http://publicaciones.defensa.gob.es/>

© Autor y editor, 2015

NIPO: 083-16-249-2 (edición papel)

ISBN: 978-84-9091-151-8 (edición papel)

Depósito Legal: M-5385-2016

Fecha de edición: abril 2016

Imprime: Imprenta del Ministerio de Defensa



NIPO: 083-16-250-5 (edición libro-e)

ISBN: 978-84-9091-152-5 (edición libro-e)

Las opiniones emitidas en esta publicación son exclusiva responsabilidad del autor de la misma. Los derechos de explotación de esta obra están amparados por la Ley de Propiedad Intelectual. Ninguna de las partes de la misma puede ser reproducida, almacenada ni transmitida en ninguna forma ni por medio alguno, electrónico, mecánico o de grabación, incluido fotocopias, o por cualquier otra forma, sin permiso previo, expreso y por escrito de los titulares del © Copyright.

En esta edición se ha utilizado papel 100% reciclado libre de cloro.



ÍNDICE

	<u>Página</u>
Prefacio	
<i>Miguel Ángel Ballesteros Martín</i>	
<i>Arturo Gonzalo Aizpiri</i>	
Introducción	
<i>Claudio Aranzadi</i>	
La publicación Energía y Geoestrategia 2016	11
Las tendencias del escenario geopolítico de la energía	15
Las incertidumbres relativas a la política de descarbonización y al futuro de los precios del petróleo	16
Las previsiones a la política climática	17
La incertidumbre en la previsión de los precios del petróleo	20
Capítulo primero	
Geoestrategia del gas natural licuado (GNL)	27
<i>Enrique Locutura Rupérez</i>	
Introducción	29
La cadena del GNL	30
Características y viabilidad de la cadena del GNL	31
Inversiones en la cadena del GNL	37
Condiciones previas al lanzamiento de un proyecto	37
Inversiones en licuación	38
Inversiones en regasificación	39
Inversiones en buques metaneros	41
Coste medio actual de inversión en la cadena de GNL	41
Precios del gas natural	42
Antecedentes	42
Mecanismos de formación de precios del gas	42
Como se fijan los precios del mercado doméstico por regiones	44
Precios del gas en comparación con otras energías	45

	Página
Precios del GNL.....	50
Mecanismos de formación de precios	50
Evolución del precio del GNL	52
La producción de GNL. Donde se produce y evolución futura	54
Distribución de las reservas de gas	54
Producción actual de GNL en el mundo	55
Nueva capacidad en construcción o en proyecto	55
Inversiones futuras post 2020	56
Demanda de GNL y evolución a medio plazo.....	58
Capacidad de regasificación de GNL en el mundo	58
Los grandes importadores de GNL	59
El futuro del GNL.....	60
El futuro del gas natural	60
Peso futuro del GNL en la balanza energética	60
El futuro de la producción de GNL	60
El futuro de la demanda de GNL	62
Crecimiento del GNL en segmentos y mercados no convencionales	63
El GNL, una industria global en un mundo globalizado.....	64
 Capítulo segundo	
Visión geoestratégica de las rutas marítimas de la energía.....	65
Gonzalo Sirvent Zaragoza	
Introducción	67
El comercio marítimo mundial	67
El libre comercio	67
Antecedentes	68
Situación actual	69
La marina mercante mundial.....	70
Generalidades	70
Flota de petroleros	71
Flota de buques gaseros	72
Las rutas marítimas de la energía	72
Producción, exportación y consumo de petróleo	72
Producción, exportación y consumo de gas natural	74
Principales rutas marítimas	77
Tendencias	79
Principales riesgos y amenazas en las rutas marítimas de la energía	81
Grave crisis internacional o conflicto armado	82
Atentado terrorista con intención de cerrar un paso estratégico	82
Piratería y robo armado	82
Grave accidente que llegara a bloquear un paso estratégico	83
Puntos críticos y zonas de especial interés estratégico	83
Estrecho de Ormuz	83
Estrecho de Bab el-Mandeb	85
Canal de Suez	87
Estrechos del Bósforo y Los Dardanelos	90
Los estrechos daneses	93
Canal de Panamá	94
Estrecho de Malaca	96
Otras zonas de interés	98
La libertad de navegación en el derecho del mar.....	101
La «Seguridad Marítima» de las rutas de la energía.....	103
Concepto de «Seguridad Marítima»	103

	Página
El Conocimiento del Entorno Marítimo	104
Importancia de las fuerzas navales	105
Enfoque integral	106
Conclusiones	106
 Capítulo tercero	
El impacto del yihadismo en el sector energético	109
<i>Ignacio Fuente Cobo</i>	
Los fundamentos ideológicos de la «yihad energética»	111
La actuación de Al Qaeda contra el sector energético en la península arábiga	114
La acción de los grupos yihadistas contra el sector energético sirio	119
La estrategia energética del Daesh en Iraq	126
La actuación yihadista contra el sector energético en el norte de África	133
El control del sector de los hidrocarburos tras las elecciones libias de 2014	138
La violencia yihadista y la destrucción del sector energético	141
Implicaciones futuras de la actividad yihadista en el sector energético	142
 Capítulo cuarto	
Precios del petróleo y geopolítica mundial	149
<i>Raúl Cardoso</i>	
La caída de los precios del petróleo 2014-2015	153
Análisis de la actualidad del mercado internacional del petróleo	153
Análisis de los principales problemas geopolíticos en Medio Oriente y su influencia en el comportamiento de los precios del petróleo	160
Impacto del regreso de Irán al mercado y sus implicaciones geopolíticas: EE.UU, Israel, Arabia Saudita, Siria e Irak	162
Relevancia de Arabia Saudita como suministrador de petróleo crudo	167
Arabia Saudita y la aventura de las renovables	167
China el gran aliado de la demanda de energía	170
Algunas conclusiones	171
 Capítulo quinto	
El nexo agua, energía y alimentos	173
<i>Mariano Cabellos Velasco y Lucila Izquierdo</i>	
Introducción	175
La pobreza en el mundo	175
El nexo agua energía alimentos. Una visión global del desafío	177
¿Qué valor agrega un enfoque conjunto agua-energía- alimentación?	179
Situación actual de los sectores agua energía alimentos en el desarrollo	180
Logros y fracasos de los ODM	180
¿Se han logrado los ODM?	180
El derecho humano al agua: situación y principales retos	181
Los recursos hídricos	182
El acceso al agua	182
El acceso al saneamiento	182
El acceso a la energía: situación y principales retos	183
La seguridad alimentaria: situación y principales retos	185
La agenda de desarrollo post-2015. El acceso universal al agua, a la energía y a los alimentos en los ODS	187

	Página
Componentes del nexo agua, energía, alimentos	189
<i>El binomio agua energía</i>	190
<i>Agua y seguridad alimentaria</i>	192
<i>Energía - alimentos</i>	195
La gestión del nexo agua, energía alimentos	197
<i>Los modelos y metodologías de análisis</i>	198
<i>Posibles conflictos. Los conflictos por el agua, como ejemplo</i>	201
Un gran reto para la sociedad actual	204
El problema específico de las comunidades rurales aisladas	206
<i>Las comunidades rurales aisladas</i>	207
<i>La gestión comunitaria</i>	208
<i>La gestión conjunta de los servicios de agua y energía</i>	209
Casos prácticos de gestión de los recursos del nexo	212
<i>Kenia: La Eco-aldea de Nyumbani</i>	212
<i>Sri-Lanka y Malawi. Agro-silvicultura para la electrificación rural</i>	214
<i>Japón: Producción simultanea de energía eléctrica y cosechas</i>	214
<i>La India: Energía solar sobre los canales</i>	215
<i>Capitales de África Occidental. La agricultura urbana y periurbana</i>	215
Composición del grupo de trabajo	217

Prefacio

Miguel Ángel Ballesteros Martín

Arturo Gonzalo Aizpiri

Un año más tenemos la satisfacción de presentar el que ya constituye el tercer volumen de *Energía y Geoestrategia* con la firme convicción de que los fundamentos que nos impulsaron a embarcarnos en este proyecto están más vigentes que nunca. En efecto, la evolución del contexto geopolítico se nos va revelando, año tras año, como un vector cuya comprensión resulta imprescindible para interpretar correctamente el escenario energético en el que nos movemos.

Hemos pretendido recoger en esta edición algunos temas cuyo análisis resulte de interés bien por su actualidad o por su contenido en sí mismo. Así, el bajo nivel de los precios de petróleo y gas introduce una variable inesperada que hace necesario un análisis riguroso de sus causas y consecuencias geopolíticas. También, en este sentido, queremos dar una visión de la situación de un recurso como el gas natural licuado (GNL) a escala global. Por otro lado, la persistente amenaza yihadista complica aún más el panorama energético mundial y pone de relieve a su vez la necesidad de asegurar la seguridad de las vías marítimas por donde discurre el comercio global. Como en otras ocasiones, creemos que también es relevante incluir el análisis de un aspecto con un alto impacto en el desarrollo de la sociedad, tal como la influencia geopolítica del llamado «nexo agua, energía y alimentos».

Esperamos que este nuevo volumen contribuya a mantener el interés por estas cuestiones que ocupan el escenario energético y geoestratégico internacional y que resulte una herramienta útil para todos aquellos que se acercan a esta colección en búsqueda de las claves que permitan interpretarlas.

Para terminar, queremos agradecer el apoyo y compromiso de las empresas patrocinadoras, Cepsa, Enagás, Iberdrola y Repsol, que han venido contribuyendo cada año a la consolidación de este proyecto.

Introducción

Claudio Aranzadi

La publicación *Energía y Geoestrategia* 2016

Esta nueva publicación de *Energía y Geoestrategia* dedica cuatro artículos a abordar cuestiones relacionadas fundamentalmente con el suministro de hidrocarburos: «Visión estratégica de las rutas marítimas de la energía» (Gonzalo Sirvent), «El impacto del yihadismo en el sector energético» (Ignacio Fuente), «Precios del petróleo y geopolítica» (Raúl Cardoso) y «Geoestrategia del gas natural licuado (GNL)» (Enrique Locutura). La publicación se completa, siguiendo la línea del número precedente, con un artículo sobre un factor decisivo del desarrollo económico: «El nexo agua, energía y alimentos» (Mariano Cabellos y Lucila Izquierdo).

La atención prestada a la geopolítica de los hidrocarburos está justificada. Es cierto que las estrategias globales de descarbonización para combatir el cambio climático van a exigir a lo largo de este siglo una intensa reducción del peso de los combustibles fósiles en el *mix* de recursos de energía primaria, lo que va a inducir una inflexión en los patrones de reflexión de la geopolítica de la energía. Un mundo en el que las energías renovables sean el recurso energético primario dominante, permitirá un elevado grado de autoabastecimiento energético en todos los países, trasladando el énfasis de los requerimientos de la seguridad energética desde la garantía de abastecimiento exterior de combustibles a la gestión interior eficiente de un sistema energético más electrificado e intensivo en energías descarbonizadas; este progresivo cambio de perspectiva

está siendo ya objeto de análisis bajo la denominación de «geopolítica de las energías renovables».¹

Sin embargo, este cambio de paradigma en las restricciones que impone la seguridad energética a las estrategias de los diferentes actores que operan en un marco global (empresas o estados) y la reorientación cualitativa que podría suponer en las políticas energéticas, la acción diplomática y las políticas de defensa, requerirá un plazo muy largo para materializarse. La Agencia Internacional de la Energía,² prevé para 2040, en el escenario compatible con un aumento de la temperatura no superior a 2°C en relación al periodo preindustrial, un peso de las energías fósiles en la demanda global de energía primaria del 60% (16% carbón, 22% petróleo, 22% gas natural); la demanda mundial de petróleo prevista alcanza los 74,1 mb/d (83,4 mb/d incluyendo los biocombustibles) y la de gas natural se mantiene por encima de los 4.000 bcm. Estas cifras indican que en la primera mitad del siglo XXI, el suministro de hidrocarburos continuará siendo un factor geoestratégico central y deberá, por tanto, seguir recibiendo una atención especial en los análisis de la geopolítica de la energía.

En este sentido, el artículo de G. Sirvent, «Visión Geoestratégica de las rutas marítimas de la energía», aborda un factor esencial de la seguridad global del abastecimiento de hidrocarburos (gas y petróleo): la garantía del libre tráfico marítimo. G. Sirvent expone detalladamente la estructura específica del tráfico marítimo de hidrocarburos, las actuales rutas de petroleros y metaneros y su previsible evolución, analiza la importancia estratégica y los riesgos y amenazas que afectan a los principales puntos focales o de estrangulamiento (*choke points*) en diferentes lugares del globo, y examina los componentes de una estrategia global de cooperación dirigida a garantizar unos estándares aceptables de seguridad marítima. Todos los desafíos estratégicos señalados en el artículo de G. Sirvent mantendrán su vigencia a medio y largo plazo. Como indican las cifras de la AIE el peso de los hidrocarburos en la demanda global de energía primaria seguirá siendo elevado a largo plazo, incluso en el escenario de política de descarbonización más exigente que considera la Agencia, y continuará existiendo una desigual distribución geográfica de centros de producción y consumo. Por supuesto, el mapa de flujos de comercio internacional de hidrocarburos seguirá modificándose, en función de los cambios de la geografía de producción y consumo (p.ej.: la mayor importancia de la cuenca atlántica como área de producción y de Asia como región consumidora), pero la intensidad del tráfico marítimo de hidrocarburos seguirá siendo elevada y la necesidad de protección de la seguridad marítima (y, en concreto, de los *choke points* señalados en el artículo) se mantendrá como prioridad estratégica, aunque las estrategias de colaboración internacional para garantizar la libre navegación, tanto en el terreno diplomático como militar, puedan variar en función de los cambios geopolíticos y de las modificaciones de la geografía energética.

¹ Ver p.ej.: Ssholten D. and Bosman R. (2013). *The geopolitics of renewable energy: a new shift or landslide in energy dependencies?* Drift.

² *World Energy Outlook 2015*. International Energy Agency (2015)

Una contribución decisiva al dinamismo del comercio marítimo de hidrocarburos en un horizonte a largo plazo proviene precisamente del desarrollo del GNL que es analizado extensamente en el artículo de E. Locutura «Geoestrategia del Gas Natural Licuado». El gas natural es el único combustible fósil cuya demanda global experimenta un aumento en el horizonte 2040, incluso en el escenario de más exigencia medioambiental considerado por la AIE², (aunque, en este escenario, la demanda global tiende a estabilizarse a finales de los años veinte, como consecuencia del avance en las políticas de descarbonización) y, como señala E. Locutura, el peso del GNL en la demanda de gas natural aumenta significativamente desde el 10% actual al 20% en 2040. Este fuerte desarrollo del GNL tiene importantes repercusiones en la geopolítica de la energía, ya que facilita el tráfico de gas natural a largas distancias, promoviendo la convergencia hacia un mercado globalizado de gas (actualmente fragmentado en mercados regionales, esencialmente Norteamérica, Europa y Asia). Esta tendencia a la globalización de las transacciones y acercamiento de precios, permite una asignación más eficiente de los recursos a nivel internacional (en algunos casos incluso posibilitando el acceso a la producción o el consumo de determinados países) y un incremento de los niveles de seguridad energética por el aumento de las opciones de diversificación tanto a productores como a los consumidores (Europa puede reducir la dependencia de Rusia con el aumento de sus importaciones de GNL de otras procedencias, como los EE.UU, pero Rusia también puede beneficiarse del aumento de su capacidad de exportación de GNL para diversificar su oferta). E. Locutura analiza en su artículo los rasgos específicos, —técnicos, económicos, institucionales y contractuales— que explican el potencial de desarrollo del GNL, sus riesgos (p.ej.: la evolución de los costes de inversión de las plantas de licuefacción), sus innovaciones tecnológicas (p.ej. plantas flotantes) y su papel en el progresivo desarrollo —avanzado en EE.UU y en progresión en Europa— de mercados organizados *spot* y derivados (hubs) y nuevas formas contractuales. La evolución de los diferentes factores de desarrollo del GNL que examina Locutura (y en concreto la competitividad de la cadena de oferta de GNL), condicionará, conjuntamente con factores de carácter estrictamente geopolítico, la elección del *mix* adecuado (GNL/gas por gaseoducto) del suministro de gas a las regiones consumidoras, pero también las estrategias exportadoras de los países productores.

El artículo de R. Cardoso «Precios del petróleo y geopolítica», tomando como punto de referencia el actual episodio de caída de los precios del petróleo (2014-2015), realiza un minucioso análisis de la interrelación de los factores económicos y geopolíticos en la determinación de los precios del petróleo. R. Cardoso, que examina con detalle los fundamentos de la estrategia de abandono del papel de *swing producer* por parte de Arabia Saudí, deja de lado las llamadas teorías conspirativas (utilización de los bajos precios del petróleo como arma contra los aliados de El Assad, Rusia e Irán) y se concentra en la racionalidad económica y energética de la postura saudí y de la decisión por parte de la OPEP en noviembre de 2014 de no ajustar a la baja la producción para equilibrar el mercado. El artículo repasa el efecto de las caídas de los precios en el desplazamiento de la producción a costes elevados, dentro de la estrategia de la OPEP de

preservar las cuotas de mercado como objetivo prioritario al de mantenimiento de los ingresos. Consta que el ajuste a la baja de la producción de petróleo no convencional en EE.UU. está siendo más lento que el ajuste de la inversión, y que el sacrificio presupuestario de los países productores —sobre todo para aquellos que carecen del colchón de un importante volumen de activos financieros— es muy notable. Pero aun así, la continuación de la corrección a la baja de la producción de alto coste y la recuperación de la demanda permitiría aseverar que la estrategia de la OPEP está funcionando. R. Cardoso menciona también factores que podrían retardar el retorno a un equilibrio del mercado (una mayor oferta de Irán como consecuencia del fin de las sanciones y un posible aumento de la producción libia). El artículo realiza un amplio repaso de la compleja situación geopolítica de Oriente Medio y expone los fundamentos de una nueva línea estratégica de la política energética saudí dirigida a convertir este país en un gran productor de electricidad de origen renovable (solar).

I. Fuente —“El impacto del yihadismo en el sector energético”—, en su artículo, examina detalladamente las interrelaciones entre la evolución del yihadismo desde comienzos de siglo y el cambiante papel estratégico del sector energético en los planteamientos y las acciones de los principales grupos yihadistas, primero Al Qaeda y luego Daesh (Estado Islámico). Fuente explora los fundamentos ideológicos de la estrategia energética del yihadismo en publicaciones y declaraciones del islamismo radical a partir de 2004 así como en sus actuaciones concretas y la justificación de las mismas. Muestra que en el periodo protagonizado por Al Qaeda predomina una estrategia de destrucción de las infraestructuras petrolíferas dirigida a impactar económicamente en sus objetivos o debilitar su reputación. La principal novedad geoestratégica —analizada extensamente por I. Fuente— es la utilización de los recursos de petróleo y gas, por parte de un «califato islámico» territorializado y que desde 2013 controla un amplio territorio en Siria e Irak rico en hidrocarburos, como un arma económica para financiar su proyecto político y su acción militar. El autor del artículo examina el elevado grado de pragmatismo de Daesh en la gestión de los recursos petroleros y gasísticos que controla (detallando su colaboración económica con los otros grupos opositores a El Assad, pero también con sus enemigos militares, los kurdos y el propio El Assad). I. Fuente expone también las diferencias entre la estrategia de Daesh en Siria e Irak (centrada en el aprovechamiento pragmático de los recursos energéticos que controla) y su franquicia en Libia (hasta ahora, presidida por el oportunismo y las acciones terroristas puramente destructivas), aunque señala que la evolución futura de la situación política y militar podría provocar radicales cambios estratégicos en ambos escenarios.

El artículo de M. Cabellos y Lucila Izquierdo «El nexo agua, energía y alimentos» introduce una reflexión sobre las barreras de acceso, sobre todo en países en desarrollo, a tres recursos básicos que, además, están estrechamente relacionados entre sí. Los autores exponen múltiples ejemplos de esta relación: la agricultura como el sector productivo mayor consumidor de agua y la energía como el sector industrial que más agua utiliza, el posible dilema producción de

biocombustibles/producción de alimentos, la posible utilización de generación eléctrica distribuida y energías renovables como ayuda a la extracción de agua en localizaciones aisladas y promoción de técnicas de cocinado más eficientes y limpias medioambientalmente, etc. Una aproximación integral al desarrollo coordinado de estos recursos permite una estrategia más eficiente de remoción de las barreras de acceso a los mismos y, por tanto, también una más eficaz lucha contra la pobreza. Como se ponía de manifiesto en el estudio sobre el acceso universal a la electricidad realizado por C. Sallé en el número precedente de *Energía y Geoestrategia*, la promoción del desarrollo de estos recursos básicos no es únicamente un imperativo de equidad. Su escasez extrema es además una fuente de inestabilidad política, migraciones forzadas y potencial conflictividad, por lo que el estudio del llamado «nexo agua-energía-alimentos» reclama un lugar en la reflexión geopolítica. Basta recordar las dificultades para acordar un mecanismo eficiente y equitativo del reparto del agua entre israelíes y palestinos.³ Por otro lado como señala W. Kälin⁴ los potenciales efectos del cambio climático pueden afectar negativamente al acceso al agua y a la producción de alimentos convirtiéndose en desencadenantes de conflictos armados y violencia. En general, los procesos de degradación medioambiental inciden directamente en el nexo agua-energía-alimentos y su perturbación puede constituir una fuente de tensiones geopolíticas.

Las tendencias del escenario geopolítico de la energía

En las precedentes publicaciones de *Energía y Geoestrategia* se insistía en las dificultades para pronosticar, tanto en el corto como en el largo plazo, la evolución del marco geopolítico de la energía. Se señalaba la intrínseca complejidad de este marco, con una enmarañada red de *feed-backs* entre sus factores más relevantes y una característica causalidad bidireccional entre factores estrictamente geopolíticos y factores puramente energéticos. La calidad de las previsiones vendría afectada no solo por las limitaciones inherentes a los modelos económicos y energéticos sino además por la específica complejidad añadida por las interrelaciones de carácter geopolítico.

Carlos Pascual⁵ desarrolla un marco analítico que permite introducir orden en el abigarrado universo de la geopolítica de la energía. Mediante lo que él denomina *Rules of Six* clasifica en seis tipos de tácticas las intervenciones (con intencionalidad geoestratégica) de los países en los mercados energéticos y al mismo tiempo define seis tipos de factores de mercado preponderantes cuya incorporación más o menos acertada a las estrategias de intervención explica el éxito o fracaso de estas. La matriz de resultados que se derivan de estas *Rules*

³ Brooks D., and Trottier J. (2012). *An agreement to share water between israelis and palestinians: The Foeme Proposal, EcoPeace/Friends of Earth Midle East*.

⁴ Kälin W. (2008). «The climate change-displacement nexus» Speech. Brookings.

⁵ Pascual C. (2015). «The new geopolitics of energy». Columbia/Sipa (Center on global energy policy). September 2015.

of Six permite a C. Pascual una clarificación en el diagnóstico de una amplia serie de acontecimientos significativos en la historia de la geopolítica de la energía y una mejor comprensión de los nuevos acontecimientos a medida que se van produciendo pero, incluso en el marco de este más sofisticado instrumental analítico, las previsiones sobre la evolución futura del escenario geopolítico de la energía continúan teñidas de una importante incertidumbre.

Desde el cierre de la anterior publicación de *Energía y Geoestrategia* se han producido acontecimientos de gran relevancia en el ámbito de la geopolítica de la Energía. Basta mencionar el Acuerdo de París entre las partes del UNFCCC (COP 21) en Diciembre de 2015, el Acuerdo de julio 2015 sobre el programa nuclear de Irán entre este país y los países miembros del Consejo de Seguridad de la ONU más Alemania (P5+1) o la persistencia de un perfil de precios bajos del petróleo a lo largo de 2015. Podría también añadirse otra serie de acontecimientos geopolíticos con efectos indirectos, pero relevantes, en el escenario energético internacional: el acuerdo Minsk 2 relativo a Ucrania (febrero de 2015), el acuerdo en Ginebra sobre un plan de transición para Siria (noviembre 2015), el acuerdo político sobre Libia en Skhirat (Marruecos) auspiciado por Naciones Unidas, la tensión política ruso-turca y, por supuesto, la permanente tensión en la región de Oriente Medio. A pesar del importante número de acuerdos internacionales con incidencia en el escenario energético que se han firmado a lo largo del año 2015, resulta difícil diagnosticar una disminución del riesgo geopolítico en el sector energético una vez terminado el año, y menos aún, anticipar cómo evolucionará esta variable en el año 2016. Las tendencias a corto plazo –y, por supuesto, a medio y largo plazo– de los factores geopolíticos relevantes en 2015 que han sido señalados, presentan en todos los casos, en mayor o menor grado, notables incertidumbres.

Las incertidumbres relativas a la política de descarbonización y al futuro de los precios del petróleo

Entre los acontecimientos que se han mencionado como más característicos del año 2015 desde una perspectiva de la geopolítica de la energía, hay dos que revisten especial significación. En primer lugar, el Acuerdo de París en la COP 21; este acuerdo plasma por primera vez una estrategia de colaboración de alcance mundial para enfrentar una externalidad negativa global de la gravedad que representa el cambio climático. En segundo lugar, la persistencia del perfil de bajos precios del petróleo que se inicia con el derrumbe de precios a partir de Julio de 2014; este fenómeno es especialmente relevante porque en sus determinantes y sus efectos se concentran algunos de los factores más definitorios del panorama geoestratégico de la energía. Por ello la exploración de las incertidumbres que se ciernen sobre el futuro tanto de la política para abordar el cambio climático como de los precios del petróleo es especialmente pertinente.

En ambos casos, además, se ha puesto de manifiesto la cautela con la que deben manejarse los modelos utilizados ya sea con fines de previsión o como ins-

trumentos auxiliares de la política económica. La incapacidad de los modelos econométricos más comúnmente utilizados para prever la gran recesión iniciada en 2008 ha sido una clara ilustración de las limitaciones de los mismos.⁶ Los modelos econométricos no son buenos predictores de acontecimientos muy infrecuentes. Acontecimientos que se producen cada medio siglo difícilmente podrán ser previstos por modelos estimados con series temporales de datos más cortas. En estos casos, el marco analítico adecuado es el que ofrece la historia económica. En todo caso, lo que suele resultar más problemático es la utilización —ya sea como instrumentos de previsión o como auxiliares de la política económica— de modelos probabilísticos como si ofreciesen la explicación precisa de una causalidad determinística. Es habitual, sobre todo en los debates políticos, cuando se alude a una previsión, mencionar una sola cifra (normalmente la media de la variable que se considera) sin tener en cuenta el margen de error (p. ej.: con una medida como la desviación típica). Los olvidos de suministrar una medida de la incertidumbre en la previsiones son, sin embargo, políticamente relevantes; afectan a la mayor o menor rotundidad de las afirmaciones y al grado de legitimidad de las propuestas que soportan.

Las previsiones a la política climática

Puede encontrarse un primer ejemplo en algunas discusiones suscitadas en torno al tratamiento de la incertidumbre en determinados modelos utilizados como marco analítico para la política de descarbonización. Estas reservas no provienen de personas escépticas en relación al fenómeno del cambio climático sino de expertos claramente partidarios de una estricta política de reducción de emisiones, que pretenden dar una fundamentación más consistente a esta política. En la publicación *Economía y Geoestrategia 2014* (Introducción), se exponían las reservas que R. S. Pindyck⁷ expresaba en relación a la solidez metodológica de los modelos IAMs (*Integrated Assessment Models*), comúnmente utilizados para estimar el «coste social» de las emisiones de CO₂ y a la utilización de los mismos como generadores de un cierto género de legitimidad científica.⁸ Pindyck,⁹ en un

⁶ Sims C.A. (2012). «Statistical modeling of monetary policy and its effects», *American Economic Review*, ofrece una clara explicación de las limitaciones de los modelos DSGE para prever acontecimientos como la reciente gran recesión tanto por razones estadísticas inherentes a los modelos como por insuficiencias en su especificación.

⁷ Pindyck R.S. (2013). «Climate change policy: What do the models tells us? ». *Journal of Economic Literature*.

⁸ Stern N. (2013). «The structure of economic modeling of the potential impacts of climate change: Grafting gross underestimations of risk onto already narrow science models», *Journal of Economic Literature*, desde una perspectiva diferente, (señala la dificultad de la especificación de modelos que deben prever el efecto de fenómenos climáticos afectados por una gran incertidumbre ya que carecen de precedentes históricos, dado que en los últimos siete u ocho milenios las fluctuaciones de temperatura han variado en 1°C/1,5°C en torno a la media) también indica las limitaciones de los modelos utilizados.

⁹ Pindyck R. S (2015). «The use and misuse of models for climate policy». NBER Working Paper. April 2015.

nuevo artículo, retoma y afina sus críticas a la fiabilidad de dichos modelos, tanto los de «sensibilidad climática» (que relacionan concentración de CO₂ en la atmósfera y aumento de la temperatura) como los de «función de daño» (que relacionan el aumento de la temperatura con las reducciones en el PIB, el consumo, etc.). Considera que lo verdaderamente relevante para estimar el «coste social» de las emisiones de CO₂ es la probabilidad y el posible impacto de un efecto climático catastrófico (p.ej. el provocado por aumentos de temperatura superiores a 5°C) y que los modelos IAM no pueden dar cuenta correctamente de esos resultados catastróficos; propone considerar una gama plausible de efectos catastróficos (medidos por las reducciones que experimentaría el PIB) y las correspondientes probabilidades plausibles asignadas a cada efecto catastrófico (siendo «plausible» lo que una suficiente variedad de economistas y científicos climáticos consideran aceptable). A partir de estos datos se calcularía el valor presente de los beneficios resultantes de evitar dichos efectos catastróficos o reducir las probabilidades de que ocurran. Si estos beneficios son suficientemente elevados y su estimación suficientemente robusta en relación a cambios razonables en los parámetros utilizados para su cálculo, existiría una base sólida para acometer estrictas políticas de reducción de emisiones; el siguiente paso sería estimar las reducciones de las emisiones de CO₂ necesarias para evitar los resultados catastróficos y, con los datos de los beneficios y del volumen de reducción de emisiones requerido, calcular (por simple división) el «coste social» de las emisiones de CO₂. Como muestran los planteamientos precedentes, Pindyck⁷ concebiría, por tanto, la política de reducción de emisiones «como una forma de seguro: la sociedad debería pagar por una garantía de que una catástrofe de baja probabilidad no ocurrirá (o es menos probable)». Frente a la utilización de sofisticados modelos de reducida fiabilidad (que conducen a estimaciones del «coste social» de las emisiones de CO₂ muy diferentes en función de distintas hipótesis, cuya selección, como ocurre, por ejemplo, con el tipo de descuento utilizado, es controvertida), Pindyck⁹ considera su planteamiento, «simple, transparente y fácil de comprender».

Por otro lado, el planteamiento de Pindyck es más consistente con las previsiones de carácter probabilístico realizadas por el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático que los postulados de políticas de *fine tuning* (que implícitamente reposan sobre una concepción determinística de las relaciones de causalidad). Como se señala en la publicación precedente de *Energía y Geoestrategia*, el IPCC (en el quinto informe de sus grupos de trabajo de 2014¹⁰) considera que para alcanzar el objetivo de limitar el crecimiento de la temperatura en el S. XXI con respecto al periodo preindustrial en 2°C (con una probabilidad de entre el 60-70%) deberán reducirse las emisiones globales de gases de efecto invernadero para 2050 entre un 40% y un 70%. El planteamiento de Pindyck permitiría, por tanto, conjugar un adecuado tratamiento de las incertidumbres que afectan a las previsiones de los modelos utilizados en las políticas de cambio climático con una fundamentación más consistente, y más simple, de dichas políticas.

¹⁰ IPCC(2014).«Fifth Assesment Synthesis. Report Approved Sumary for Policymakers».

Los márgenes de incertidumbre asociados a la utilización de los modelos mencionados se reducen lógicamente cuando los objetivos de política climática se plantean en términos de techos al aumento de temperatura y no en términos de daños evitados. Este es el caso del Acuerdo de la COP21 donde el objetivo fijado es conseguir un crecimiento de la temperatura global significativamente inferior a 2°C y continuar los esfuerzos para limitar el aumento de la temperatura a 1,5°C por encima de los niveles preindustriales. Incluso con este planteamiento, subsiste el margen de incertidumbre asociado a la modelización de la «sensibilidad climática»; de hecho, como ya se ha mencionado, las estimaciones del IPCC (que sustentan metodológicamente el Acuerdo de París) son de carácter probabilístico. El Acuerdo, implícitamente, considera un único perfil de emisiones para cada límite de temperatura, seleccionando seguramente una determinada hipótesis de probabilidad. Aunque esta es la única vía práctica que permite valorar el impacto del agregado de «compromisos nacionales» (*intended national determined contributions*) sobre la temperatura en el largo plazo, no debe perderse de vista que existen márgenes de incertidumbre en las estimaciones, lo que puede tener relevancia política cuando se discuta la cuantía de la corrección a la baja de los «compromisos nacionales» (que el Acuerdo considera que conducen a aumentos de la temperatura superiores a los 2°C) y que previsiblemente será muy exigente si se pretende alcanzar un crecimiento máximo de la temperatura de 1,5°C.¹¹

En cualquier caso, las incertidumbres más relevantes no corresponden al marco analítico utilizado sino a los problemas políticos e institucionales que el proyecto de gobernanza articulado en el Acuerdo deja abiertos. El Acuerdo de París es un gran éxito diplomático y el máximo compromiso político que grandes países emisores como EE.UU., China e India podían aceptar. Con el Acuerdo suscrito por 195 países, la relevancia de la política climática queda consagrada universalmente y los planteamientos de los «climaescépticos» se ven aislados internacionalmente. Pero numerosos interrogantes políticos persisten. En primer lugar, se trata de un acuerdo *legally binding* que implica «compromisos nacionales» que no son jurídicamente vinculantes para cada país. En cierto modo, recuerda el compromiso de penetración de energías renovables para 2030 asumido en el Consejo Europeo de 23 y 24 de octubre de 2014 (donde se acuerda que el objetivo de penetración del 27% es vinculante a escala de la Unión, pero se permite que los Estados Miembros tengan flexibilidad para fijar objetivos nacionales). En ambos casos, el cumplimiento del objetivo dependerá de la calidad de la gobernanza puesta en práctica, algo mucho más complejo para el desarrollo de un acuerdo de 195 países que para la gestión de un compromiso en la UE, con una maquinaria institucional consolidada. Es cierto que los mecanismos de revisión (cada cinco años) y de transparencia que el Acuerdo de París prevé van a representar una forma de «presión moral», análoga a la que existe para el cumplimiento por parte de las empresas de los códigos de gobierno corporativo mediante la exigencia del *comply or explain*, pero el mantenimiento persistente

¹¹ La implícita aceptación por parte de los 195 firmantes del Acuerdo de la autoridad del IPCC como referencia analítica común facilitará, sin embargo, los procesos de discusión.

a medio y largo plazo de una política rigurosa de control de emisiones de gases de efecto invernadero va a estar decisivamente condicionado por contingencias políticas domésticas, algo que es claro en el caso de los EE.UU.

En segundo lugar, aunque habrá que esperar los próximos informes del IPCC, puede anticiparse que los compromisos asumidos son muy exigentes. Si los expertos estiman que los «compromisos nacionales» presentados a la COP21 conducirían a un aumento de la temperatura global cercano a los 3°C, parece razonable pensar que las correcciones a la baja de esos compromisos serán notables, sobre todo si se asume el objetivo de limitación a un aumento de temperatura de 1,5°C. Basta pensar que el escenario energético más exigente en términos medioambientales que viene manejando la Agencia Internacional de la Energía (correspondiente con una política de descarbonización del sector energético compatible con un aumento máximo de la temperatura global de 2°C) requiere radicales avances en la descarbonización del sector eléctrico, la electrificación y sustitución de productos petrolíferos por gas en el transporte, la eficiencia energética, etc.¹² Algunos de estos requisitos serán difíciles de asumir en tres grandes países emisores de CO₂ (EE.UU., China e India). En tercer lugar, la implementación de un acuerdo global de reducción de emisiones debería ir acompañado de una armonización de los mecanismos utilizados para su control (*command and control*, *cap and trade*, o impuesto) de manera que no se distorsione la competencia internacional y la localización eficiente de nuevas inversiones. Sin embargo, el avance hacia una institucionalización global de estos mecanismos, es incipiente incluso en el ámbito de la deliberación. Existe otro buen número de cuestiones que quedan abiertas después de la firma del Acuerdo (p.ej. la instrumentación de la financiación en los países en desarrollo), lo que configura un escenario en que la voluntad política y la capacidad de gestión de los diferentes actores (estados y organismos multilaterales) condicionarán la hoja de ruta dirigida a alcanzar los objetivos acordados. En este sentido, un liderazgo consistente de EE.UU., China, India y la UE (que representarán conjuntamente más de los dos tercios de las emisiones) será una de las claves del éxito.

La incertidumbre en la previsión de los precios del petróleo

Los precios del petróleo son una variable explicativa fundamental de la evolución económica de países productores y consumidores. Su comportamiento es, además, casi un paradigma del tipo de causación bidireccional que caracteriza la relación entre factores geopolíticos y factores puramente energéticos. Una buena previsión de la evolución futura a corto, medio y largo plazo de dichos

¹² La AIE que ofrece varios escenarios en su publicación anual *World Economic Outlook*, con previsiones a largo plazo (2040) de las principales variables energéticas globales denomina a este escenario consistente con un calentamiento máximo de 2°C, escenario 450. Es previsible que, después de los compromisos asumidos en el Acuerdo de París, la Agencia Internacional de la Energía elabore un nuevo escenario compatible con un límite de aumento de la temperatura de 1,5°C, que lógicamente incluirá esfuerzos adicionales a los exigidos en el escenario 450.

precios debería formar parte, por tanto, del instrumental requerido para la elaboración de estrategias por parte de los operadores en el entorno energético global. Sin embargo, como ocurría con los ejemplos de apartados anteriores, los modelos de previsión utilizados en este caso tampoco conducen a resultados satisfactorios. La sorpresa que ha supuesto para la mayoría de los analistas el episodio de fuerte caída de los precios del petróleo desde julio 2014 y la duración del escenario de precios bajos, es una muestra de las insuficiencias de los modelos utilizados en su previsión.

La explicación más generalizada recurre a los fundamentales (un exceso de oferta mayor que el esperado a consecuencia esencialmente del fuerte aumento de producción de petróleo no convencional en EE.UU. y de la debilidad de la demanda provocada por el menor crecimiento económico de China y, posteriormente, de las economías emergentes, así como por el cuasi estancamiento europeo). Este diagnóstico es correcto; Raúl Cardoso lo expone con detalle en este volumen. También es el núcleo de la explicación de la AIE² que señala además la apreciación del dólar y la desaparición de factores singulares –en concreto en el sector de refino– que impulsaban al alza los precios en el periodo 2008-2013. Por supuesto, en este diagnóstico se asigna un papel fundamental en el mantenimiento del exceso de oferta de crudo a la posición de la OPEP, y en concreto Arabia Saudí, que en Noviembre de 2014 confirma su negativa a reequilibrar el mercado. El carácter más o menos acertado de esta estrategia es, sin embargo, objeto de controversia, como lo es su trasfondo geopolítico.

Un diagnóstico centrado en los fundamentales es acorde con la lógica económica y coherente con el análisis de gran número de modelos econométricos. Por ejemplo A. Merino y R. Albacete,¹³ con un modelo propio, muestran que los inventarios de crudo de la OCDE, explican el 53% de la evolución del precio del petróleo¹⁴ lo que indicaría que los fundamentales poseen gran poder explicativo. Sin embargo, el poder predictivo de los modelos más corrientemente utilizados para prever la evolución futura de los precios del petróleo es más bien bajo, como muestra la no anticipación de la intensidad y perfil temporal del actual episodio de bajos precios del petróleo, por un gran número de expertos.

C. Manescu e I. Van Robays¹⁵ analizan nueve tipos de modelos y evalúan la precisión de sus predicciones. Su conclusión es que, si se considera el conjunto del periodo analizado y diferentes horizontes de previsión, las previsiones que ofrecen los precios en el mercado de futuros o que derivan de la hipótesis de la serie temporal como un *random walk*, no son consistentemente mejoradas por las previ-

¹³ Merino A. y Albacete R. (2011). «Análisis del precio del petróleo: De los fundamentos a las expectativas de los mercados financieros», en *Los nuevos mercados energéticos*. Fundación de Estudios Financieros.

¹⁴ La actividad financiera, medida por las posiciones largas de los inversores no convencionales explicaría el 20%; los valores pasados del precio del crudo un 14%; la capacidad ociosa de la OPEP un 7% y los residuos del modelo el 6% restante.

¹⁵ Manescu C. and I. Van Robays (2014). «Forecasting the Brent oil price. Addressing time-variation in forecast performance» *W. P. Series* n° 1.735. September 2014. European Central Bank.

siones que se obtienen utilizando los modelos más elaborados. Dado que existen diferencias, sin embargo, en el poder predictivo de los modelos para periodos de tiempo individuales u horizontes específicos de previsión, los autores proponen una combinación de cuatro de los modelos considerados que mejoran la precisión de las previsiones. Pero, incluso con este procedimiento, muestran su cautela sobre el posible mantenimiento de esta mayor precisión en el futuro, dados los cambios existentes en el patrón de comportamiento de los precios del petróleo a lo largo del tiempo. A. M. Husain y otros,¹⁶ señalan las limitaciones de los modelos econométricos que no incluyen factores explicativos que reflejen los cambios de expectativas y de estrategias de los principales actores del mercado –incluyendo la OPEP– y, aunque mencionan el papel explicativo de los fundamentales, subrayan la no anticipación de la intensidad de la caída del precio del crudo en la segunda mitad de 2014 por los mercados de futuros y por la mayoría de expertos.

El grado de precisión en las previsiones de los precios del crudo utilizando los precios del mercado de futuros es una cuestión controvertida. D. Nixon y T. Smith¹⁷ exponen las razones contrarias a la utilización de los precios en el mercado de futuros para predecir los precios *spot*. En primer lugar, la existencia de una «prima de riesgo» difícil de evaluar. En segundo lugar al tratarse, en el caso del petróleo, de un activo físico, la existencia de un *net convenience yield* (diferencia entre el beneficio de detentar la propiedad del activo y el coste de almacenarlo) cuya cuantía es también difícil de estimar. Ambos efectos pueden modificar sensiblemente la curva de futuros en relación a la curva teórica correspondiente al no arbitraje (sin embargo, los autores señalan el valor predictivo de los cambios en la pendiente de la curva de futuros). En cualquier caso, es claro que, como ya se ha mencionado, el mercado de futuros del petróleo no anticipó la intensidad de la caída del precio del crudo a partir de Julio 2014; el precio a medio plazo (4 años) se mantuvo entre los 90/100 \$/barril hasta prácticamente la corrección de la OPEP en Noviembre 2014.¹⁶

En los artículos mencionados^{15, 16} se señala que los cambios en el patrón de comportamiento estratégico de los principales actores en el mercado de crudo y en el entorno geopolítico (no adecuadamente incorporados a la especificación de los modelos econométricos) merma el poder predictivo de estos. Aunque existen técnicas para paliar estas insuficiencias (Manescu y Van Robays¹⁵ sugieren el empleo de una combinación de modelos), los mismos autores advierten de que, incluso en este caso, nada garantiza una superior precisión más allá de la muestra temporal utilizada (el nuevo entorno estratégico y geopolítico puede mostrar una modificación sustancial no anticipada). Un buen número de expertos coinciden en considerar que estamos experimentando un cambio estructural de estas características que debe ser tenido en cuenta, tanto al analizar la deriva de los precios del crudo

¹⁶ Husain A. M., Arezki R., Brener P., Haksar V., Helbling T., Medas P., Sommer M. and An I.M.F. Staff Team (2015). «Global implications of lower oil prices». IMF Staff Discussions Note. July 2015.

¹⁷ Nixon D. and Smith T. (2012). «What can the oil futures curve tell us about the Outlook for oil prices? Research and analysis» *Quarterly Bulletin 2012 Q1*. Bank of England.

a partir de la segunda parte de 2014 como al intentar prever la evolución de estos precios en el corto, medio y largo plazo. S. Dale¹⁸ señala que deben reconsiderarse cuatro principios que se suponían básicos en el análisis de los mercados y precios del crudo: el carácter de recurso agotable del petróleo, la baja elasticidad de las curvas de oferta y demanda, el patrón direccional este-oeste de los flujos de petróleo y el papel de la OPEP como estabilizador del mercado de petróleo; una argumentación semejante se encuentra en A. Halff.¹⁹

La concepción del petróleo como un recurso agotable se está poniendo en cuestión debido a las restricciones a largo plazo que impone al consumo de combustibles fósiles la política de descarbonización derivada de los acuerdos de reducción de emisiones de gas de efecto invernadero (en concreto los compromisos asociados en el Acuerdo de la COP21 de Diciembre de 2015 en París). Por supuesto, los recursos de crudo son finitos, pero los avances tecnológicos han permitido incrementar el volumen de recursos hasta una cifra tal²⁰ que ha comenzado a provocar la preocupación, en empresas y países productores, no por un escenario de escasez física, sino por una potencial situación de sobreabundancia de petróleo a largo plazo, debido a la limitación de su demanda por imperativos de la política de descarbonización. La Agencia Internacional de la Energía²⁰ se hace eco de esta preocupación que podría concretarse en una mayor percepción, por parte de países y empresas productoras, del riesgo de que una parte significativa de sus inversiones en el desarrollo de nuevos recursos puedan convertirse en inversiones «varadas» (*stranded investments*); la AIE considera, sin embargo, que en el horizonte 2040, la parte más importante de las nuevas inversiones irá dirigida a sustituir un porcentaje muy elevado de los pozos actuales que habrán completado su declive y cuya producción será necesaria para cubrir una demanda de petróleo que en 2040 se prevé alcance los 74,1 mb/d, en el escenario compatible con un incremento de la temperatura limitado a un máximo de 2°C. La percepción de un riesgo de inversiones «varadas» (*stranded investments*) será probablemente más aguda en el futuro, sobre todo cuando se cuantifiquen las nuevas limitaciones en el consumo de petróleo que requeriría el objetivo de limitación del aumento de la temperatura a 1,5°C. A. Halff¹⁹, en este sentido, menciona las declaraciones del ministro saudí del petróleo, Ali Naimi, con su referencia a un mercado de petróleo *Black Swan*, que describiría el riesgo de que Arabia Saudí se pudiese encontrar en 2030 o 2040 instalada sobre mar de petróleo sin ningún valor. En todo caso, incluso si se resta importancia a las posibles inversiones «varadas» (*stranded investments*),

¹⁸ Dale S. (Chief Economist B. P.) (2015). «The new economics of oil». *The Oxford Institute for Energy Studies*. October 2015.

¹⁹ Halff A. (2015). «OPECs Policy Challenge in the age of shale oil» Commentary. Columbia/Sipa/. Center on Global Energy Policy. December 2015.

²⁰ La Agencia Internacional de la Energía, en su *World Economic Outlook (2013)* cifra estos recursos («remaining recoverable oil resources») en casi 6 billones de barriles (un 55% de los cuales son recursos no convencionales) con una demanda de crudo en 2040 estimada en el WEO (2015), para el escenario de mayor exigencia medioambiental, de 74,1 mb/d.

como señala S. Dale¹⁸ esa nueva concepción del petróleo como recurso no exhaustible conduciría a una revisión a la baja del perfil de precios a largo plazo.

Los otros tres factores que, según Dale, explican el cambio estructural en el escenario global petrolífero, se encuentran estrechamente interrelacionados, aunque tanto este autor como A. Halff subrayan el papel central que en este cambio ha jugado el desarrollo del petróleo no convencional en los EE.UU., que ha sido, en gran medida, un factor determinante, tanto del cambio direccional de los flujos internacionales de abastecimiento de crudo (y sus efectos geopolíticos) como de la modificación del entorno en que operan los principales actores estratégicos (esencialmente Arabia Saudí y la OPEP). El rápido proceso de aumento de la tasa de autoabastecimiento de petróleo en EE.UU. ha agudizado la tendencia a un incremento de la intensidad relativa de los flujos de suministro para satisfacer la demanda asiática; esta tendencia se mantendrá (más allá de la corrección en parte transitoria y en parte estructural, del crecimiento económico chino) con la consolidación a largo plazo de China, y de forma creciente India, como dos polos esenciales de la demanda global de petróleo. Estos cambios direccionales en los flujos de suministro de petróleo incidirán en el patrón global de las políticas de seguridad del transporte marítimo (que expone en su artículo G. Sirvent), provocando una mayor implicación estratégica, tanto diplomática como militar, de las grandes potencias asiáticas en esta tarea. Resulta más incierto el efecto que el autoabastecimiento energético puede provocar en la política exterior de los EE.UU. donde esta situación podría considerarse un incentivo a la reducción de la presencia americana, diplomática pero sobre todo militar, en la región que continuará siendo central en el suministro global de petróleo a largo plazo: Oriente Medio. Sin embargo, como ya se señalaba en un precedente volumen de esta publicación, los avances de EE.UU. en el autoabastecimiento de crudo suponen un significativo cambio en los estándares de seguridad energética de este país, pero no lo aíslan económicamente de un mercado plenamente globalizado como es el del petróleo. Además, a menos que se consolidase una improbable deriva aislacionista en la política exterior de los EE.UU., carecería de sentido un retraimiento norteamericano en relación a una región que continuará siendo estratégica para el suministro global de petróleo (aunque la dirección de los flujos de suministro pueda cambiar) y por tanto clave para la seguridad energética y la estabilidad mundial.

El desarrollo del petróleo no convencional en EE.UU. es además una clave decisiva para la comprensión del supuesto cambio de patrón de comportamiento estratégico de la OPEP (y más concretamente de Arabia Saudí) en 2014-2015. Este análisis se encuentra, de entrada, con una dificultad añadida. Como señalan B. Fattouh y otros,²¹ que realizan una amplia revisión de la literatura, no existe consenso en la formulación de un modelo explicativo del comportamiento estra-

²¹ Fattouh B., Poudineh R., Sen A. (2015). «The dynamics of the revenue maximization market share trade-off: Saudi Arabia's oil policy in the 2014-2015 price fall». *OIES Paper: WPMG1*. The Oxford Institute for Energy Studies. October 2015.

tégico de Arabia Saudí desde mediados de los años 80. De hecho, tanto S. Dale¹⁸ como R. McNally²² cuestionan la caracterización de la estrategia de Arabia Saudí como el ejercicio continuo y sistemático del papel de *swing producer*; consideran que la intervención en el mercado por parte de Arabia Saudí en 2008 para invertir la fuerte caída de los precios respondía a una política de actuación transitoria y que este tipo de actuación responde más a una política de cobertura de emergencias que a una verdadera estrategia de *swing producer* dirigida a estabilizar el mercado en periodos prolongados. De todos modos, independientemente de cual sea el diagnóstico correcto, la expansión de la producción de *shale oil* en EE.UU. es seguramente la variable más relevante para explicar el patrón de actuación estratégica de la OPEP formalmente anunciado en Noviembre de 2014 y confirmado en diciembre de 2015, más allá de la explicación del comportamiento estratégico de Arabia Saudí como el intento de utilización política del arma del petróleo (que, como recuerdan B. Fattouh y otros²¹, este país nunca ha repetido desde 1973).

Los autores mencionados coinciden, con diferentes matices y énfasis, en subrayar el radical cambio en el escenario estratégico del mercado de petróleo provocado por las nuevas tecnologías de extracción del *shale-oil*, cuyas peculiaridades señalan: las nuevas explotaciones poseen un ciclo de inversión y un periodo de declive más corto que en las instalaciones convencionales y una más alta proporción de los costes variables en los costes totales (en detrimento del peso de los coste fijos); su curva de aprendizaje está presentando una aguda pendiente, el tamaño corporativo medio es muy inferior al de la producción convencional de crudo y su estructura de financiación también es diferente. Para estos autores, el resultado más decisivo de estos factores diferenciales sería el significativo aumento de la elasticidad de oferta de este segmento de la producción de petróleo en relación al de la producción convencional con elevados *sunk costs* (que implican un ajuste más lento de su producción tanto a la baja como al alza). B. Fattouh y otros²¹, en el marco de su análisis del *trade-off* entre la maximización de los ingresos y el mantenimiento de la cuota de mercado, muestran que la hipótesis de una alta elasticidad de la oferta es una condición relevante para justificar la racionalidad económica de la estrategia saudí. De igual manera A. Halff¹⁹, sobre la base de esta mayor elasticidad de la oferta (tanto a la baja como al alza) justifica la racionalidad del mantenimiento de la actual política de la OPEP hasta lograr un ajuste suficiente de la oferta protagonizado por la producción de *shale-oil*, e invertir esa estrategia una vez equilibrado el mercado, teniendo la producción de *shale-oil* el papel relevante en el nuevo ciclo ascendente, lo que finalmente podría consolidar a medio plazo una estructura de mercado en la que los perdedores de cuota serían los países de fuera de la OPEP con explotaciones de costes elevados y tecnologías de extracción convencionales.

Si alguna variante de estos escenarios es la correcta, el diagnóstico dominante entre los expertos (en concreto la opinión que Raúl Cardoso mantiene en su

²² McNally R. (2015). «Welcome back to boom-bust oil prices» Commentary. Columbia/Sipa. Center on Global Energy Policy. October 2015.

artículo de esta publicación), que consideran la estrategia de Arabia Saudí y de la OPEP como «racional» desde el punto de vista económico, es seguramente acertada. La producción de *shale oil* (con retraso en relación a las inversiones) parece estar siguiendo el camino del ajuste a la baja que, de acuerdo con las consideraciones precedentes, debería ser más rápido que el de las explotaciones convencionales, al igual que sería más rápido también el ajuste al alza una vez reequilibrado el mercado. Este nuevo escenario, en que el reequilibrio del mercado correspondería a la producción de *shale oil* en EE.UU. (no por una decisión política o estratégica, sino por el resultado del puro juego de las fuerzas de mercado) facilitaría una consolidación de la estrategia de Arabia Saudí de no operar como *swing producer* y preservar su cuota de mercado. Sin embargo, también la estabilidad de esta estrategia presenta incertidumbres. La introducción en el mercado de una oferta complementaria de crudo procedente de Irán, una vez finalizadas las sanciones, (y una eventual mayor corrección que la esperada en el perfil de crecimiento económico de China), tenderían a prolongar el periodo actual de bajos precios. Por imperativos de carácter geopolítico, Arabia Saudí se vería compelida a confirmar su estrategia y no facilitar el acomodo de la nueva oferta de su principal rival en la región. Pero por otro lado, si el actual escenario de precios bajos se prolonga excesivamente (debido a la sobreoferta de Irán y quizá de Libia), los problemas presupuestarios de los países productores (incluida Arabia Saudí) tenderían a provocar una revisión de la actual estrategia de la OPEP.

Como se ha venido indicando, la previsión de los precios del petróleo a corto, medio y largo plazo presenta enormes incertidumbres debido tanto a insuficiencias de los modelos utilizados como a las modificaciones estructurales en el escenario global del sector petrolífero derivados de los cambios tecnológicos, geopolíticos y de comportamiento estratégico de los principales actores. Por supuesto, en última instancia, los fundamentales económicos (exceso de oferta o demanda, y costes) determinan los precios, pero estos, durante un periodo de duración incierta, seguirán la actual senda bajista (con el probable suelo establecido por los costes operativos de los productores marginales) mientras se mantenga el exceso de oferta, y, una vez restablecido el equilibrio en el mercado, recuperarán un perfil más ajustado al coste marginal a largo plazo (*breakeven price* de los productores de más alto coste). Como señala la Agencia Internacional de la Energía²⁰, en 2040, a pesar del aumento previsto de la cuota de mercado de la OPEP, los países de fuera de la Organización (que concentran la producción de alto coste) representarán aún cerca de la mitad de la producción global y la sostenibilidad de esa estructura de oferta exigirá lógicamente un perfil de precios a largo plazo que permita recuperar los costes totales de los productores marginales. Claro que con esta perspectiva, se define una amplísima banda de fluctuación (casi de 100 \$/b) dentro de la que previsiblemente evolucionarán los precios del crudo en un horizonte de medio y largo plazo, pero con un perfil temporal de la senda de precios que, como se ha señalado, vendrá determinado por factores cambiantes que, como la historia ha mostrado, son extraordinariamente difíciles de modelizar.

Geoestrategia del gas natural licuado (GNL)

Enrique Locutura Rupérez

Resumen

La industria del GNL nació en la segunda mitad de siglo pasado para poder transportar el gas natural en forma líquida desde los centros de producción a aquellos centros de demanda no accesibles por gasoducto. Su desarrollo ha permitido comercializar las reservas de países alejados de los mercados –por ejemplo Qatar– así como acceder a una energía primaria básica a países no conectados a las redes de gasoductos –por ejemplo Japón, y en su momento España–. La tasa de crecimiento del GNL más que duplica la del resto del gas y se estima que antes del 2050 duplicará su actual cuota del 10% del total del gas comercializado en el mundo, con lo que consolidará su papel de globalización del mercado de energía y contribuirá de forma decisiva a su diversificación y a la seguridad de suministro de muchas regiones del mundo.

Palabras clave

Gas natural licuado (GNL), Licuación, Regasificación, Buques metaneros, Cadena del GNL, *Henry Hub*, *National Balanced Point (NBP)*, *Oil Parity*, *Oil-Gas Decoupling*, Seguridad de suministro, Diversificación.

Abstract

The LNG industry was born in the second half of the last century in order to enable the transport of natural gas in its liquid form from the production centres to demand centres that are not accessible by gas pipeline. Developing this technology has meant that reserves from countries a long way from their markets (such as Qatar) are now able to be commercialized, it has also given access to this basic pri-

mary energy to countries that are not connected to gas pipelines (for example Japan, and formerly Spain). The growth rate of LNG more than doubles that of the rest of gas, and it is estimated that by 2050 its current quota of 10% of all gas marketed in the world will more than double. This fact will therefore consolidate its role in globalization of the energy market, and will contribute decisively to diversification and to the security of supply to many of the world's regions.

Keywords

Liquefied Natural Gas (LNG), Liquefaction, Regasification, Methane Tankers, LNG chain, Henry Hub, National Balanced Point (NBP), Oil Parity, Oil-Gas, Decoupling, Security of supply, Diversification.

Introducción

Como fuente de energía primaria, el gas natural ha venido creciendo en importancia desde la segunda mitad del siglo pasado. El carbón fue la fuente de energía clave en el siglo XIX, y fue el factor determinante de la revolución industrial. En el siglo XX, el petróleo se convirtió en la principal fuente de energía, desplazó totalmente al resto en el transporte, tanto marítimo como terrestre, y permitió el desarrollo del transporte aéreo. A partir de la segunda mitad de ese siglo, el gas natural consolidó con fuertes tasas de crecimiento su papel cada vez más relevante como fuente de energía, basado en la abundancia de sus reservas, su competitividad tanto en precio como en la alta eficiencia en los procesos de su utilización, y sobre todo por sus decisivas ventajas medioambientales. Ante la imperiosa necesidad de reducir las emisiones de CO₂, el gas se consolida como herramienta fundamental en la estrategia de reducción de emisiones. El gas natural, junto con las energías renovables, serán sin duda las energías del siglo XXI.

El gas natural tardó más que el resto de energías fósiles en desarrollarse, a pesar de sus ventajas anteriormente apuntadas, por la dificultad de su manejo, transporte y almacenamiento, que necesitaron el desarrollo de tecnologías más sofisticadas, que las que precisaban el carbón y el petróleo, y el despliegue de grandes proyectos de inversión. El proceso de gasificación de un país necesita décadas para su desarrollo.

El transporte y almacenamiento del gas natural puede hacerse con este en fase gaseosa o fase líquida. En fase gaseosa, el gas se comprime, y se transporta y distribuye a través de gasoductos desde los centros de producción hasta su consumo. Los almacenamientos necesarios para reservas se realizan en antiguos yacimientos de gas o petróleo, en domos salinos u otras formaciones geológicas. Este sistema, con el que nació y se desarrolló la industria gasista, es factible cuando los yacimientos de gas están relativamente próximos a los centros de consumo, como ocurre en los EE.UU. o en Europa central –conviene recordar que muchos países europeos han contado en el pasado con yacimientos relativamente importantes de gas, y que todavía en la actualidad la Unión Europea se autoabastece de gas en un 32%–. Estas limitaciones impedían que regiones con enormes reservas de gas –como Oriente Medio, archipiélagos como Indonesia o Trinidad Tobago– las pudieran desarrollar, y que países muy alejados de las reservas de gas –países isleños como Japón, o aislados de las grandes redes de transporte, como España– tuvieran acceso a tan importante fuente de energía, con la consiguiente pérdida de competitividad. El desarrollo del gas natural licuado –denominado en adelante GNL– ha sido decisivo para el desarrollo energético de muchos países, tanto productores como importadores de gas. En la actualidad, el GNL representa aproximadamente el 10% de la demanda mundial de gas natural, y el 30% del mercado internacional, y es previsible que en el futuro no muy lejano supere el 50% del mismo.

La cadena del GNL

La tecnología que permitió el desarrollo del GNL, se inició en los años cuarenta del siglo pasado en EE.UU., con la construcción de pequeñas plantas de licuefacción de gas natural, con el propósito de extraer del mismo los gases nobles –principalmente helio– que en algunos yacimientos de gas acompañan al metano en proporción significativa. El gas natural licuado, en este caso un subproducto de la producción de gases nobles, pronto se vio que podía utilizarse para almacenar gas en forma líquida –con la consecuente reducción del volumen necesario–, en zonas de EE.UU. donde no se daban las condiciones geológicas para mantener almacenamientos convencionales, y hacer frente a las puntas de consumo, con las llamadas plantas de *peak shaving*. No fue hasta la década de los sesenta cuando comenzó a utilizarse la tecnología para el transporte marítimo de gas mediante la llamada cadena del GNL. Esta cadena consta de cuatro elementos: Reservas, planta de licuación, buque metanero de transporte y planta de regasificación, a los que se suma un quinto eslabón, el del comprador o compradores

En la planta de licuación, el gas natural, a través de un complicado proceso de compresión, expansión e intercambio de calor –similar a los procesos clásicos de refrigeración– se convierte en un líquido a -162°C ., a presión atmosférica, que se almacena en tanques atmosféricos, para su posterior carga en buques para su transporte, ya viable, ya que el volumen del gas se ha reducido 600 veces. Se trata del elemento de la cadena más intensivo en capital, ya que puede representar más del 80% de la inversión en la cadena. Existen diferentes tecnologías en el mercado, aunque existen algunas restricciones para su adquisición. Aunque hay más compañías que comercializan el proceso, solo cuatro tienen experiencia probada en plantas de escala competitiva. Las dos norteamericanas, Air Products y Phillips, representan más del 90% de la capacidad instalada, y la administración norteamericana impone en la práctica serias limitaciones de licencia. La empresa alemana Linde tiene experiencia limitada y solo una planta en operación, y por último Shell no vende la tecnología, y solo licencia en proyectos que desarrolla o en los que participa. Esto ha limitado la posibilidad de que algunos productores de gas hayan podido desarrollar sus proyectos de GNL.

Al ser las plantas de licuación muy intensivas en capital, el tamaño de una planta es un factor determinante para su viabilidad y rentabilidad. Una planta puede tener uno o más trenes. Los primeros trenes instalados en el mundo, como los de Arzew en Argelia (1964), tenían una capacidad de producción de 0,3 Mtpa (millones de toneladas métricas/año). Entre los años 70 y 1990 la capacidad económica aumentó a un entorno entre 1 y 2 Mtpa. En los años 90, la tecnología dio un salto, y la capacidad saltó a los 3 Mtpa, a mediados de los años 2000 a un entorno entre los 4-5 Mtpa, y en la actualidad los trenes que se proyectan se mantienen en ese rango, aunque en los macroyacimientos de gas, como los de Qatar, se han instalado trenes de 7,9 Mtpa, los mayores hasta la fecha. En la mayoría de las plantas en estado de proyecto la capacidad se limita a los 4 o 5 Mtpa, ya que la reducción en costes unitarios de inversión se contrapesa por los

mayores riesgos que todo incremento de inversión conlleva, y por la dificultad de armar una cadena con capacidades tan elevadas, que solo se justifican en yacimientos gigantes.

El transporte del GNL se lleva a cabo en los llamados barcos metaneros, buques de doble casco que transportan el gas en tanques atmosféricos a -162°C . El primer transporte tuvo lugar en 1959. El coste de este transporte se ha reducido sustancialmente al incrementarse rápidamente la capacidad que pasó de los pocos miles de metros cúbicos iniciales a los buques actuales, con una capacidad superior a los 100.000 metros cúbicos. La mayoría de los barcos construidos en la última década tienen una capacidad en torno a los 140.000 metros cúbicos, cuyas dimensiones les permiten la utilización de las grandes rutas marítimas, y la carga y descarga en la gran mayoría de terminales. En cualquier caso continúa la tendencia a la construcción de barcos de mayor capacidad. Los mayores construidos hasta la fecha son los llamados *Qatar-max*, que pueden transportar hasta 162.000 metros cúbicos. Muchos de los que están actualmente en construcción tienen una capacidad aún mayor, hasta de 170.000 metros cúbicos, y los nuevos barcos en cartera hasta los 180.000 metros cúbicos.

Las plantas de regasificación constituyen el tercer elemento de la cadena del GNL. Construidas en terminales marítimos adecuados a la recepción de metaneros, constan de dos elementos: tanques de almacenamiento, que reciben y almacenan el GNL y la unidad de regasificación, a la que el gas se bombea desde los tanques y en los que se regasifica por intercambio de calor, inyectándose posteriormente a las redes de distribución de gas natural.

Gran parte del éxito que la industria del GNL ha tenido desde su inicio, ha sido su magnífico historial en materia de seguridad. A pesar de ser el gas natural un producto potencialmente peligroso, y de que en la actualidad operan más de treinta y cinco plantas de licuación, más de trescientos cincuenta metaneros y más de cien plantas de regasificación, la industria no ha reportado, desde sus inicios en los años 60, más que dos accidentes relevantes, una explosión en una planta de regasificación en 1979 en EE.UU., con un fallecido, y la explosión en 2004 en la planta de licuación de Skikda, en Argelia, a consecuencias de la cual murieron 27 personas y se produjo la práctica destrucción de tres de sus trenes. Cifras estas muy reducidas en más de cincuenta años, y que la sitúan entre las industrias más seguras del mundo.

Características y viabilidad de la cadena del GNL

Cabe preguntarse por qué se habla de la cadena del GNL, y no tanto de la cadena del gas, o del petróleo. La respuesta está en la gran diferencia en el nivel de integración entre los distintos agentes económicos que la hacen posible y después participan, como después se verá, durante muchos años en la misma.

A título comparativo, analicemos brevemente las estructuras de las industrias del petróleo y el gas en comparación con las del GNL.

La industria del petróleo es considerada como una de las más integradas, ya que unos de sus agentes más importantes, las grandes petroleras multinacionales, exploran y producen petróleo y gas, contratan su transporte –en el pasado eran propietarias y operaban una gran parte de la flota que necesitaban–, refinan el petróleo, y posteriormente distribuyen los productos y por último los venden, directamente o a través de su red de estaciones de servicio al consumidor final. Esta integración, por muy importante que sea, en la actualidad, es económica, no física, y la viabilidad económica de cada etapa no viene casi nunca determinada por esa integración. Con carácter general, las petroleras exploran y producen petróleo en todo el mundo con el objetivo de abastecer el mercado, no sus mercados, y tengan o no refinerías o mercado final en esa área geográfica. Solo procesarán su petróleo en sus refinerías si les conviene, pero lo más normal es que lo vendan a otra empresa, algo similar sucede entre refino y comercialización. Las transacciones se materializan mediante contratos o en el mercado *spot*, pero no comprometen a las partes más que por un periodo de tiempo reducido, y por otra parte un posible incumplimiento no pone en grave riesgo la inversión realizada. La estructura de la industria, fuera de la OPEP, es bastante homogénea.

La industria del gas –fuera del GNL–, es bien distinta de la del petróleo, y también presenta grandes diferencias regionales.

La industria gasista en EE.UU. es una de las actividades económicas con mayor intervención pública, vía regulación. Los gasoductos de transporte están sometidos a regulación federal, y las compañías de distribución de gas están reguladas a nivel de estado. La producción y el transporte, por ley, no están integrados, y en la mayoría de los estados tampoco puede haber integración entre productores y distribuidores de gas. La comercialización mayorista está liberalizada, y los productores pueden por tanto participar por esa vía en el mercado. Las relaciones comerciales se materializan a través de contratos de larga duración solo si se trata de garantizar la viabilidad de una nueva inversión o asegurarse una capacidad de transporte, pero el mercado se rige con contratos de media o corta duración, y con el tiempo se ha venido incrementando el volumen de transacciones puntuales o *spot*. Aunque debido a la extensión del territorio y las restricciones en las redes de transporte existen grandes diferencias regionales, se trata de un mercado relativamente integrado, a diferencia de cómo veremos el mercado europeo.

Con excepción de Holanda y el Reino Unido, el resto de países de la Unión Europea se han visto desde el principio obligados a asegurar el suministro mediante contratos con tres países básicamente, Rusia, Argelia y Noruega. En esos tres países, tanto la producción como las exportaciones a Europa están en manos de tres compañías nacionales, la Gasprom rusa, la argelina Sonatrach, y la noruega Statoil. Hasta muy recientemente, el desarrollo de la industria del gas en los países de la UE se ha venido desarrollando a través de estrategias exclusivamente nacionales y en su origen, con monopolios públicos –la original British Gas en el Reino Unido, Gas de France, el Eni en Italia, Enagás en España, etc.–

encargados de gasificar en el país respectivo, desarrollar la red de transporte, y asegurar mediante contratos el suministro. Dentro de cada país, la distribución del gas se ha configurado de forma distinta, aunque siempre con una presencia importante del sector público a nivel estatal, regional o municipal.

Con la excepción de España y Portugal, aislados de las redes europeas, el resto de países continentales se han visto obligados, en una relación de fuerte dependencia, a comprar la mayor parte de sus necesidades de gas a los tres productores antes citados, que se han preocupado de mantener el mercado europeo fragmentado, con rigurosas cláusulas de restricción del destino del gas. A pesar del evidente desequilibrio entre las partes, el sistema funcionó desde el principio de forma bastante satisfactoria. A pesar de sus deficiencias, los monopolios fueron originalmente necesarios para desarrollar esta industria. Los distintos países de Europa Central se han, mal que bien, coordinado para desarrollar una red de transporte y almacenamiento de seguridad que cumple razonablemente con sus fines. En interés de las dos partes, las relaciones comerciales se han desarrollado con contratos de largo plazo, que les han permitido planificar y viabilizar las grandes inversiones que tanto los países productores como los de la UE, han tenido que realizar para al final dotar a Europa de un nivel de potencial gasificación similar al de EE.UU. Los tres grandes proveedores han demostrado con el tiempo ser proveedores muy fiables, asegurando en todo momento el suministro, y los problemas puntuales recientes derivados de las relaciones entre Rusia y Ucrania se han saldado hasta el momento sin consecuencias relevantes para la seguridad del suministro.

Desde el punto de vista de los precios, y dada la estructura de la industria y la situación de dependencia antes citada, el nivel medio de precios en el largo plazo en Europa ha sido mayor que en EE.UU. pero ello no ha mermado de forma sustancial la capacidad del gas para sustituir a otras fuentes de energía.

Los condicionantes negativos inherentes al desarrollo del sistema gasístico europeo –excesiva dependencia exterior, fragmentación del mercado, excesiva integración vertical y persistencia de monopolios nacionales, y, como consecuencia, excesivo nivel de precios– han sido el objeto de una serie de políticas de liberalización y fomento del mercado único por parte de las autoridades comunitarias. Las cláusulas de restricción de destino se declararon ilegales por la UE, y, en teoría, una vez que el gas ha entrado en su territorio, el comprador puede recomercializarlo o llevarlo al punto de destino que prefiera. Los grandes monopolios se han visto obligados a desinvertir parte de sus activos. En particular se han dado pasos para regular a nivel comunitario –como sucede en EE.UU.– la actividad de transporte y obligado a los estados miembros a separar, a través del denominado *unbundling*, primero las redes de transporte y posteriormente las de distribución, de las actividades de producción y comercialización.

Aunque todavía sin resultados concretos, se ha esbozado un programa destinado a mejorar y optimizar las grandes redes de transporte, y crear nuevas redes, como la que uniría la península ibérica con el sistema europeo.

Estas medidas están dando, aunque lentamente, sus frutos, aunque quedan muchos pasos que dar, especialmente, en la diversificación de las fuentes de suministro. Para ello, hay dos vías posibles: el GNL—cuyo desarrollo en Europa se tratará más adelante— y la materialización de algunos de los proyectos de conectar Europa por gasoducto vía Turquía con países asiáticos con grandes reservas, como algún país caucásico, países ribereños del mar Caspio e incluso Irán. Estos proyectos, de los que el más definido hasta el momento es el llamado proyecto Nabucco, se encuentran por el momento en estudios muy conceptuales y de pre-viabilidad, y aunque con el tiempo es probable que alguno se materialice, la complejidad de estos proyectos, el volumen de las inversiones necesarias, y las dudas acerca de la estabilidad política de esta zona del mundo y de cuál sería la reacción de Rusia —hasta ahora un proveedor muy fiable—, hacen pensar que Europa no va a recibir gas por gasoducto de esa zona del mundo en los próximos veinte años. La única alternativa de diversificación viable a corto y medio plazo pasa por el GNL.

La industria del GNL presenta condicionantes que la distinguen claramente de la del petróleo y la del gas canalizado. Al conjugar los intereses del productor con reservas de gas que no puede monetizar en su entorno, y de un consumidor de gas que no se puede abastecerse en el suyo, o no quiere aumentar su dependencia de sus proveedores, establece relaciones de colaboración suprarregionales, con frecuencia entre dos continentes distintos, lo que la convierte en un paradigma de la globalización.

En consecuencia, esta industria, en su conjunto, escapa de las regulaciones nacionales o comunitarias, y del control de las autoridades de competencia. De este modo, la compra de BG —British Gas— por Shell, y la consiguiente creación de un gigante en el mundo del GNL, puede realizarse sin ningún escrutinio en esa materia.

Para que un proyecto de GNL sea viable, es necesario que el promotor del proyecto consiga establecer una cadena con cinco eslabones:

- Reservas e instalaciones de producción del gas, y sistema de transporte hasta la planta de licuación.
- Planta de licuación.
- Flota de metaneros para el transporte de gas.
- Planta o plantas de regasificación.
- Comprador o compradores que consuman o comercialicen el gas.

Para materializar una cadena siempre será necesaria nueva capacidad de licuación, bien mediante la construcción de un nuevo complejo —*grass roots*—, o la ampliación de uno existente —*brown roots*—. También suele ser necesaria la inversión en nuevos metaneros por parte del vendedor o del comprador, dependiendo de que la compra del gas se realice a la entrada de la planta de regasificación —compra CIF— o la salida de la planta de licuación —compra FOB—.

En el caso de la planta de regasificación, y en función del destino del gas, puede ser necesaria una nueva planta, o la ampliación de una existente, aunque en la actualidad muchos destinos cuentan con suficiente capacidad de regasificación y puede esta ser contratada como servicio.

El coste y complejidad de estos proyectos hace que ninguna compañía, por importante que sea, tenga las fortalezas suficientes para acometerlos en solitario, por lo que la cadena se materializa a través de acuerdos contractuales de larga duración, normalmente 15 o 20 años.

Los distintos agentes en la cadena pueden participar en uno en varios, y en proporción distinta, de los distintos consorcios que la configuran, y en la práctica cada cadena de GNL tiene una configuración distinta.

En estos acuerdos contractuales, la relación va mucho más allá de una relación cliente proveedor. Las relaciones son estratégicas. En un proyecto de GNL, uno se casa con sus socios y las consecuencias de un divorcio serían casi fatales. La falta de cumplimiento de cualquiera de los participantes pone en grave riesgo el proyecto durante la vida del mismo, por lo que son muy importantes, además de su solvencia y la conjunción de objetivos, la evaluación de los riesgos y las medidas potenciales para mitigarlos, y la mutua confianza fundamental.

Hay que destacar por otra parte que en estos proyectos, algún o todos los elementos de la cadena tienen que conseguir financiación para sus inversiones. Prácticamente todos los proyectos de plantas de licuación, tienen un esquema de *Project Finance*, por lo que los consorcios financieros que se crean para financiar el proyecto someten los acuerdos a un exhaustivo escrutinio. Todos los participantes en la cadena deben por tanto contar, además de con la confianza de sus socios, con la de los financiadores.

De estos acuerdos, los más importantes son los contratos de compraventa del GNL.

En estos contratos, además de los aspectos económicos, los más relevantes son la duración de los contratos, el destino final del gas, y las penalizaciones por incumplimiento.

Los aspectos relativos a los precios se tratan en el apartado relativo a los precios del gas.

En la negociación de la duración de los contratos, en ocasiones determinada por el volumen de reservas disponible, se debe asegurar la adecuada rentabilidad de los distintos elementos de la cadena. Con un precio del gas a la entrada de la planta de licuación muy barato es posible acordar una duración más reducida. En los proyectos en los que los componentes fundamentales de la cadena, sobre todo la planta de licuación, son proyectos *grass rooty* sin infraestructuras portuarias previas, es necesario alargar los plazos de los contratos. En este tipo de proyectos, un contrato con duración de veinte años es normal. En otras situaciones, pueden acortarse los plazos, pero, excepto para renovaciones de contratos

o ampliaciones de capacidad, que requieren menores inversiones unitarias, y por tanto periodos de recuperación más bajos, la duración de los contratos suele exceder los 10 años.

La flexibilidad en las cantidades retiradas son también importantes, sobre todo para el comprador que prefiere la mayor flexibilidad posible, ya que tiene que asumir las fluctuaciones de la demanda final, mientras que al vendedor le interesa producir el gas licuado de la forma más uniforme posible.

Las cláusulas de destino son también importantes. En general, al vendedor, sobre todo en el caso de los grandes productores, que quieren proteger sus mercados, le interesa un destino lo más definido posible –en algunos casos hasta determinando la planta de regasificación a la que se destina el gas–. Al comprador, le interesa la libertad de destino, ya que le permite adaptarse mejor a la evolución de la demanda –pensemos que estamos hablando de contratos con varios años de duración– y así evitar penalizaciones por incumplimiento. Al mismo tiempo, puede aprovechar situaciones en las que puede aprovechar las grandes distorsiones de precios que, como después se verá, se suelen producir en los mercados para enviar el GNL a otros mercados, y obtener así un beneficio extraordinario. En muchos contratos se pacta que en estos casos ese beneficio extra se reparta entre vendedor y comprador.

Las cláusulas de penalidad por incumplimiento constituyen un elemento esencial en una cadena tan intensiva en capital y con tantos actores siendo las más relevantes y de uso generalizado en la industria, las de *delivery or payo ship or pay*, que castigan al vendedor si no entrega el gas contratado, y de *take or pay*, al comprador que no retire el mismo. En España, tuvimos un problema de *take or pay* en los primeros años ochenta, cuando por retrasos en la construcción de la red nacional gasista, originados por la severa recesión que en esos momentos sufría la economía española, no se pudo cumplir con los volúmenes de compra del primer contrato de GNL que España había firmado con Argelia. Esta llevó a España a un arbitraje internacional, y España tuvo que hacer frente a unas fuertes penalidades económicas.

En una planta de licuación en la que se han construido varios trenes, coexisten varias cadenas, con lo que la estructura final alcanza un alto nivel de complejidad. A título de ejemplo, veamos el caso de Atlantic LNG, en Trinidad y Tobago, cuyo primer tren de licuación, Atlantic 1, entró en operación en 1999, con una capacidad de 3 Mtpa, en base a un consorcio de cuatro compañías, BP, BG (British Gas), Repsol, Cabot, pequeña empresa norteamericana y NGC, la empresa nacional de gas trinitaria. Posteriormente se construyeron tres trenes más, el último de los cuales entró en operación a finales de 2005, con lo que la capacidad total de Atlantic LNG en la actualidad es de 14,9 Mtpa. Recientemente, Repsol y Cabot vendieron sus participaciones en Atlantic, respectivamente a Shell y CNP, una empresa china, sin que el complejo esquema de participaciones y contratos se modificara, y cuya composición se detalla a continuación:

- Tren 1 (Atlantic 1): Capacidad nominal 3 Mtpa. Entrada en operación en 1999. Socios en la planta de licuación: BP (34%), BG (26%), Shell (20%), CNPP (10%) y NGC (10%). Atlantic 1 adquiere el 100% del gas a un consorcio BP-Repsol, y funciona en régimen de planta *merchant*, con lo que se queda con el margen de comercialización del GNL, y vende con contratos de largo plazo el gas a Gas de France Suez (60%) y a Gas Natural (40%).
- Tren 2 (Atlantic 2): Capacidad nominal 3,3 Mtpa. Entrada en operación en 2002. Socios en la planta de licuación: BP (42,5%), Shell (25%), BG (32,5%). Este tren funciona en régimen de maquila, por lo que los márgenes de comercialización revierten a los suministradores del gas, aunque el GNL es formalmente comercializado por Atlantic. Los suministradores del gas son el consorcio BP-Repsol (50%) y BG (50%). Contratos de compraventa de gas, a largo Plazo con: BG (44%), Shell (20%), Gas Natural (21%), Gas de France Suez (10%) BP (5%).
- Tren 3 (Atlantic 3): Capacidad nominal 3,3 Mtpa. Entrada en operación en 2003. Socios en la planta de licuación: BP (42,5%), Shell (25%), BG (32,5%). Este tren funciona en régimen de maquila similar al del tren 2. Los suministradores del gas son el consorcio BP-Repsol (50%) y BG (50%). Contratos de compraventa de gas a largo Plazo con Shell (43%), BG (24%) Naturgas (filial de EDP) (23%) y BP (10%).
- Tren 4 (Atlantic 4): Capacidad nominal 5,2 Mtpa. Entrada en operación en 2003. Socios en la planta de licuación: BP (42,5%), Shell (25%), BG (32,5%). Este tren funciona en régimen de maquila. Comercializan directamente los socios. Los suministradores del gas son: BP (37,8%), Repsol (22,2%), BG (28,9%) y CNPP (11,1%), que retiran el GNL proporcionalmente a su participación.

Inversiones en la cadena del GNL

Condiciones previas al lanzamiento de un proyecto

Para asegurar el éxito de un proyecto de GNL, es necesario contar en primer lugar con reservas de gas suficientes, que aseguren el suministro de los volúmenes de gas necesarios para la vida del proyecto, y un precio competitivo del gas a la entrada del tren de licuación. Como en todo proyecto muy intensivo en capital, son vitales, tanto una correcta estimación de las inversiones necesarias, como contar con la imprescindible experiencia en la ejecución de proyectos muy complejos—tanto en la etapa de diseño como en la de construcción— en entornos con frecuencia remotos, con deficiencia de infraestructuras, y por tanto con costes de construcción mucho más elevados de lo esperado. Es asimismo necesario contar desde las etapas previas del proyecto con los socios adecuados para la comercialización del GNL, con unos contratos cuyas bases estén suficientemente definidas, y asegurar lo antes posible la financiación. Todo ello complementado con un análisis exhaustivo de los riesgos del proyecto.

Lo anterior parece una obviedad, pero, como después veremos, no se ha cumplido en muchos de los proyectos más recientes, ya que muchos de los proyectos iniciados han fracasado o se han terminado con grandes retrasos y sobrecostes, en algunos casos superiores al 50%, que minan la rentabilidad de cualquier proyecto.

Inversiones en licuación

En el CAPEX de una cadena de GNL, el elemento más importante, por representar hasta un 80% de la inversión necesaria, es el complejo de la planta de licuación, que incluye la propia planta como los tanques de almacenamiento y la infraestructura portuaria.

La tecnología de las plantas de licuación de gas natural es relativamente mucho más joven. Desde su nacimiento en los primeros años sesenta, en los primeros treinta años se construyeron trece plantas –casi todas de un solo licenciataria del proceso (Air Products)–. Al finalizar el siglo pasado, había solamente cuatro contratistas de ingeniería y construcción con experiencia, dos norteamericanas –Bechtel y Kellogg– y dos japonesas –Chiyoda y JGC–, y un número reducido de propietarios y operadores de plantas. En definitiva, poca experiencia acumulada, a pesar de lo cual, a lo largo de esa primera etapa, y hasta los primeros años de este siglo, se cumplieron las expectativas de la curva de experiencia, y los costes de inversión unitarios en el periodo 2000-2006 se situaron en torno a los 300 dólares por tonelada, con lo que la inversión en una planta de 5 Mtpa estaba en el entorno de los 1.500 millones de dólares.

A partir del año 2006, la situación cambió radicalmente, y se produjo una imprevisible escalada de costes, que, en el periodo 2007-2014 elevó los costes medios unitarios a 550 dólares por tonelada, para la construcción de un nuevo tren en un complejo de licuación preexistente –proyecto *brownfield*–, y a 1.200 dólares por tonelada en un complejo *grass roots*, con lo que la inversión media para una nueva instalación de 5 Mtpa pasó a ser de 6.000 millones de dólares.

La situación no parece que cambie a corto plazo, ya que la estimación promedio de la inversión en los proyectos que entrarán en funcionamiento en los próximos seis años, es decir en el periodo 2015-2020, de acuerdo con los anuncios hechos por las compañías que los promueven, estará en el entorno de 600 dólares por tonelada para un nuevo tren –proyecto *brownfield*–, y a los 1.400 dólares por tonelada para un proyecto *grass roots*, con lo que una nueva planta de 5 Mtpa costará como promedio 7.000 millones de dólares. Si tenemos en cuenta que, en los proyectos de este tipo, son mucho más frecuentes los sobrecostes que lo contrario, es muy probable que la inversión media final termine siendo mayor. La inversión prevista para el único proyecto de *floating LNG*, actualmente en construcción, alcanza una cifra próxima a los 1.800 dólares por tonelada. El *floating LNG* es un concepto novedoso, pero que está destinado a desempeñar un importante papel en el futuro del GNL, y que posteriormente comentaremos.

Ejemplos muy llamativos de plantas que recientemente han entrado en funcionamiento, o están todavía en construcción, pero que se han encontrado con sobrecostes espectaculares, son los de las plantas de Snohvit, y Gorgon. La planta de Snohvit, con una capacidad de 4,3 Mtpa, fue construida por un consorcio de varias compañías en Noruega, en el mar de Barents, con Statoil como principal accionista y operador. Construida en una zona fronteriza, por sus condiciones climáticas, la planta entró en funcionamiento en 2007, con un notable retraso, y su inversión unitaria, 2.000 dólares por tonelada, ostenta a la fecha el récord de mayor inversión unitaria. La planta de Gorgon, en Australia, es una planta gigante, con una capacidad de 15,6 Mtpa. La construye un consorcio de seis compañías, por una parte Chevron (47.3%) Exxon (25%), Shell (25%), es decir, tres de las mayores petroleras del mundo, con amplísima experiencia en GNL, y por tres compañías japonesas productoras de electricidad, que compran el gas, Osaka Gas (1,47), Tokyo Gas (1%), y Chubu Electric Power (0,42%). Se trata, como puede verse, de un consorcio de primerísima clase. El primer tren entrará en operación a principios de 2016, los dos trenes restantes están en una avanzada etapa de construcción. En este caso la inversión se estima implique unos costes unitarios de 1.800 dólares por tonelada.

Es difícil explicar una escalada de costes tan importante en una industria tan experimentada como la del petróleo y gas. Lo normal, en una tecnología joven, aunque ya asentada, es que los costes de inversión desciendan en lugar de aumentar, a medida que crece el número de plantas construidas y aumenta la experiencia acumulada. Un estudio excelente de las causas del fenómeno, y de qué puede hacer la industria para revertir la tendencia y reducir los costes es el publicado por el Oxford Institute For Energy Studies: *LNG Plant Escalation*, cuyo autor es Brian Songhurst. Es recomendable que quien quiera profundizar en este tema lo consulte.

Una de las razones que se analizan en el citado estudio es que algunas de estas plantas, se han construido en localizaciones muy desfavorables, algunas de ellas en la frontera de la tecnología –condiciones climáticas límite, como en Snohvit, o altísimos costes locales de construcción, como es Australia en la actualidad–. En estos casos, la rentabilidad de una planta de GNL exige contar con un gas muy barato a la entrada de la planta de licuación.

Inversiones en regasificación

Al igual que ha sucedido con las plantas de licuación, los costes de inversión de las plantas de regasificación se han incrementado sustancialmente en los últimos años; los costes medios –estabilizados en torno a los 100 dólares por tonelada en los primeros años– comenzaron una brusca escalada al finalizar la década, que los ha llevado a superar ampliamente los 200 dólares por tonelada, y a que los de las plantas actualmente en construcción superen los 300. Aunque la inflación de precios no ha sido tan acusada como las de las plantas de licuación, la han impulsado similares circunstancias, un boom de nuevos proyectos,

un número reducido de empresas constructoras con la tecnología y experiencia necesaria para construir los tanques de almacenamiento, por cuyos servicios compiten simultáneamente las plantas de licuación. También ha contribuido la tendencia a utilizar barcos de mayor capacidad, lo que ha obligado a aumentar la capacidad de almacenamiento de las plantas para la misma capacidad de regasificación. A una mayor moderación del incremento de costes frente a los de la licuación ha contribuido el factor geográfico, ya que las plantas de regasificación se ubican en zonas más desarrolladas y por tanto, en general, con menores costes de construcción.

Este hecho, y la probable moderación del crecimiento de la capacidad de regasificación en el mundo, como veremos después, con amplia sobrecapacidad en la mayoría de las regiones, hacen prever una normalización de la curva de costes en los próximos años.

A esta tendencia a la moderación va a contribuir la extensión del llamado *Floating Regasification Unit* que consiste en la integración en un barco metanero –al que se le adiciona una planta– de la zona de evaporación de una planta de regasificación. Este novedoso concepto, que se inició en el año 2007, ha permitido el acceso rápido y económico a países que, como Argentina en 2008 y Brasil en 2009, se vieron en la necesidad de importar rápidamente gas sin contar con las necesarias infraestructuras. Se ha convertido en una puerta de entrada rápida para nuevos entrantes a la importación de GNL, sin excesivos desembolsos iniciales, especialmente para aquellos que solo necesitan importar GNL de forma estacional, y que contratan la planta de regasificación durante los meses en que la necesitan, planta que puede viajar e instalarse en otra localización, normalmente en el otro hemisferio, el resto del año. Esta puede ser la solución que se generalice para que un país dé sus primeros pasos en la importación de gas. Tiene sus limitaciones, como la de su escasa capacidad de almacenamiento, y que en determinadas localizaciones, con condiciones climáticas y del mar difíciles, no se pueda regasificar el gas cuando más se necesite. Estos mercados, a medida que la demanda de gas aumenta y la importación de GNL se convierte en estructural, terminan por decidir construir una planta de regasificación convencional. En cualquier caso, las primeras plantas flotantes han demostrado necesitar mucha menor inversión que una planta fija, al poder utilizar metaneros obsoletos, no competitivos en el mercado de transporte, pero todavía adecuados para convertirse en planta flotante de regasificación. Otra ventaja en la inversión de este tipo de plantas incluso de aquellas que se han construido *ex novo*, es la de aprovechar las ventajas competitivas de los astilleros, que les permite ofrecer costes de construcción reducidos. Buena muestra del éxito que ha tenido este nuevo concepto es que en los ocho años que han transcurrido hasta el presente, se han construido quince unidades de este tipo.

Otro novedoso concepto que las condiciones del mercado ha impulsado en los últimos años es el de añadir a una planta de regasificación convencional, originalmente diseñada para la recepción de GNL, un sistema de carga de buques, que permite utilizar la planta, no solo para la importación, sino también como

almacenamiento intermedio y la posterior exportación de GNL. Algunas plantas se han adaptado para poder facilitar el trasvase de carga de un metanero a otro. Esta capacidad de poder reexportar GNL ha permitido la posibilidad, sobre todo en Europa, de compensar la caída de la demanda y reenviar el gas a mercados más lucrativos. Así las seis terminales españolas se han adaptado para poder reexportar GNL.

Inversiones en buques metaneros

En la cadena de GNL, los buques metaneros son los que precisan de menor inversión. Como ya se vio en el punto «Características y viabilidad de la cadena de GNL», en función del tipo de contrato, la responsabilidad del mismo puede corresponder al vendedor o al comprador del gas. Los productores suelen optar por tener los buques en propiedad, y por tanto invierten en flota. En el caso de los compradores, por el contrario, es cada vez más frecuente que subcontraten los buques con una naviera especializada, en régimen de *time charter*, por el periodo de duración de los contratos de compraventa del gas, evitando así la inversión y sustituyendo esta por costes operativos.

En la actualidad hay cerca de cuatrocientos metaneros en servicio en el mundo, de los que las dos terceras partes tienen menos de diez años de antigüedad, y por tanto son barcos de gran capacidad, con consumos de energía eficientes y bajos costes de operación.

A diferencia de lo ocurrido con las plantas de licuación, y en menor medida con las de regasificación, el incremento de capacidad por buque ha permitido una contención de los costes de inversión, de forma que, a pesar de la gran demanda, la inversión por metro cúbico se ha incrementado en menos del 20%. El coste actual de un buque está en torno a los 1500-1600 dólares por metro cúbico, y con tendencia clara a bajar en los próximos años, debido a la menor demanda de nueva capacidad.

Coste medio actual de inversión en la cadena de GNL

El abanico de la inversión necesaria para una cadena de GNL es amplísimo, en función de las variables que inciden en los costes y que se han tratado anteriormente. A título orientativo, la inversión necesaria para una capacidad de 5 Mtpa puede oscilar entre los 3.000 millones de dólares, si se trata de un nuevo tren de licuación en un complejo existente, que no invierta en regasificación, y contrate los barcos en *time charter*, y más 12.000 millones si la planta es *grass roots* en una ubicación remota, se invierte en una planta de regasificación y se compran los barcos.

De acuerdo con las estimaciones realizadas por la Agencia Internacional de la Energía, en su publicación del *World Energy Outlook* del año 2015, los costes totales de la cadena de gas natural, incluyendo los costes del gas a la entrada

de la planta de regasificación y los costes operativos, se desglosan típicamente de la siguiente forma:

- Coste del gas: 32%.
- Licuación: 47%.
- Transporte: 13%.
- Regasificación: 7%.

Precios del gas natural

Antecedentes

Aunque el precio del GNL tiene características particulares, es evidente que sus precios están íntimamente ligados a los del gas natural canalizado, con el que a la postre comparte su destino final, por lo que conviene analizar en primer lugar la formación de precios de este.

Los precios del gas natural vienen principalmente determinados por los fundamentales de oferta y demanda, y como ocurre con los demás *commodities*, tanto del momento como por las perspectivas de oferta y demanda futuras. Por otra parte están correlacionados con las fuentes de energía con las que compiten, carbón y petróleo, principalmente con este último.

A título de recordatorio, el precio del petróleo se fija en base a índices (Brent, WTI, etc.), y el precio de cada partida de petróleo objeto de compraventa se referencia a uno de esos índices, ajustando el precio por la calidad del crudo, su posicionamiento geográfico y cualquier otra variable diferencial. Los índices a su vez están también correlacionados, ya que el mercado del petróleo está globalizado y por tanto, cuando se habla del precio del mismo, basta con referirse solo a un índice, siendo el Brent el más utilizado. En el caso del gas, aunque como veremos también existen índices, el mercado del gas es un mercado fundamentalmente regional, con grandes diferencias incluso a nivel de países. En 2014, el 74% del gas natural que se produjo en el mundo se consumió en el mercado doméstico. Del mercado internacional, el 26% restante –importaciones/exportaciones–, el 14% se realizó por gasoducto, conectando por tanto países/regiones próximas, y el 9% restante vía GNL, siendo este último por tanto el único vínculo de correlación entre los distintos mercados regionales, y el principal impulsor de la globalización del gas natural.

Mecanismos de formación de precios del gas

Existen distintos mecanismos de formación de precios, de los que los más relevantes son los siguientes:

- Competencia Gas–Gas –*Gas-on-gas Competition* o GOG–: En este caso, el precio del gas se referencia, de forma similar al precio del petróleo, mediante índices, de los que con diferencia el más importante es el llamado *Henry*

Hub, que se utiliza en la gran mayoría de las transacciones en EE.UU., y que lleva décadas funcionando y de las que hay por tanto estadísticas. Recientemente se han introducido índices en otros mercados, como el NBP –*National Balanced Point*– en Gran Bretaña. Estos índices se construyen en torno a centros de transacción, llamados *Hubs*, y pueden ser físicos –como el *Henry Hub*–, o virtuales o nacionales –caso del NBP–. Con estos índices se puede operar, como en los del petróleo, tanto en los mercados físicos como en los mercados de futuros. El precio, en este mecanismo, se determina por el cruce oferta-demanda en el mercado de gas. Para ser eficiente y representativo, precisa de amplios volúmenes de contratación, multitud de compradores y vendedores, y por tanto de suficiente competencia y profundidad de mercado, y que un número suficiente de transacciones se realicen en el mercado *spot*. No todas las transacciones se ejecutan en *spot*, de hecho muchas se basan en contratos de medio y largo plazo, en los que el precio se determina en base al índice de referencia. Estos índices se utilizan también en el mercado *spot* de GNL. En la actualidad, el único índice de precios de gas, que por la liquidez del mercado, es suficientemente representativo, es el *Henry Hub*. Los demás, incluido el NBP tienen un carácter mucho menos representativos de los mercados, son mucho más especulativos y por el momento no parece que puedan generalizarse para contratos de medio o largo plazo.

- Precio referenciado a otras energías –*Oil Price Escalation* u OPE–: En este caso, normalmente limitado a contratos de medio y largo plazo, el precio se determina mediante una fórmula que se basa en el precio del petróleo y de alguno de sus derivados, normalmente gasóleo o fuelóleo, en las que a veces entra también el carbón. Este mecanismo de fijación de precios es el más utilizado en los contratos de GNL, por lo que se analizará con más profundidad en el apartado relativo a los precios del este.
- Precio referenciado al precio del producto de destino final del gas –*Netback from final product* o NET–: En este caso, también limitado a contratos de medio largo plazo, se determina mediante una fórmula que se basa en el precio final del producto que el comprador de gas pone en el mercado. Este mecanismo se utiliza principalmente para la producción de electricidad –utilizando por ejemplo el precio de la electricidad en el pool eléctrico del país del comprador–, pero también en las industrias en las que el gas natural es materia prima como la de producción de fertilizantes o de metanol, o muy intensivas en energía, como la del acero. Para que este tipo de contratos se generalicen, es necesario que los productos utilizados en las fórmulas de cálculo tengan índices fiables, representativos y por tanto ofrezcan suficientes garantías al vendedor de gas. Este puede estar interesado en este tipo de contratos para diversificar sus ingresos y que no dependan exclusivamente de los precios del gas o del petróleo, pero también puede cubrir sus posiciones en el mercado de futuros, siempre que el producto en cuestión tenga mercado de futuros y este sea suficientemente líquido.

- Precio regulado (RP): En este caso, una autoridad de regulación o administrativa fija los precios del gas. Este mecanismo está lógicamente limitado a los mercados domésticos, que recordemos, representa aproximadamente las tres cuartas partes del mercado mundial de gas. Para fijar los precios, el regulador tiene en cuenta, lógicamente los precios de producción o adquisición del gas, y el retorno a la inversión, pero a veces también otros factores sociopolíticos, a través el subsidio vía tarifa a determinados consumidores, grandes consumidores de gas en industrias sensibles, o tarifas sociales para pequeños consumidores. En países con grandes excedentes de gas, este suele estar ampliamente subsidiado, tanto para el desarrollo de la industria, como para los pequeños consumidores, y en ocasiones hasta distribuido gratuitamente. Este mecanismo ha sido en el pasado de uso casi universal, pero en la actualidad casi todos los países de la OCDE han liberalizado total o parcialmente sus mercados gasistas.
- Contratos entre monopolios –*Bilateral Monopoly* o BIM–: En este caso el precio, para contratos que suelen tener una duración anual, se fijan entre estos o compañías nacionales.

Como se fijan los precios del mercado doméstico por regiones

- Norteamérica: el consumo de gas en el continente norteamericano representó en 2014 el 27% del consumo mundial. La Prácticidad totalidad del gas se comerció con un mecanismo de competencia de gas-gas (GOG).
- Europa: representó en 2014 el 14% del consumo mundial. Las estadísticas de ese año muestran un reparto en el que el 61% del gas se comercializó en competencia *gas on gas* (GOG), el 32% con el precio referenciado a otras energías (OPE) y el resto con otros mecanismos. La importancia que ha tomado el GOG es consecuencia de la liberalización de los mercados de gas de la UE y es muy reciente, ya que hasta hace muy poco tiempo el mercado estaba dominado por el OPE, que representaba en el año 2005 el 78% del mismo.
- Países de la antigua Unión Soviética: totalizaron en 2014 el 18% del consumo mundial. En esta región los mercados regulados supusieron más de los dos tercios del total.
- Oriente medio: representó en 2014 el 13% del consumo mundial, muy superior a su cuota de PIB, por la abundancia de su producción –en gran parte un mero excedente de la producción de petróleo–, los bajísimos precios del gas en la región, y dónde la única posibilidad de obtener mejores precios de realización pasa por producir GNL o fabricar metanol, fertilizantes u otros. Más del 80% del mercado es regulado, muy subsidiado y más del 15% del mercado entra en la fórmula de contratos entre monopolios, estado-estado o vía empresas nacionales.

- Asia: en esta región se incluyen los grandes países del Asia continental, con un gran peso de China e India, excluyéndose los países litorales del Pacífico. Al tratarse de países en desarrollo y con escasa producción, la penetración del gas es todavía escasa. En 2014 representó el 8% del consumo mundial. Aproximadamente la mitad del gas se comercializa en mercados regulados, y para el 45% del consumo los precios se fijan con fórmulas de competencia con otras energías (OPE), dado el peso de las importaciones, buena parte en forma de GNL. El resto de mecanismos de fijación de precios es marginal.
- Asia Pacifico: esta región incluye los países isleños del Pacífico, con Japón como el principal consumidor, los países litorales, y Australia. En 2014 representó el 12% del consumo mundial. En esta región hay países con gran capacidad de producción, como Indonesia y Australia, esta con grandes reservas que ya hoy la están convirtiendo en uno de los mayores exportadores de GNL. Por el contrario, los países más industrializados, Japón, Corea y Taiwán, tienen unos recursos energéticos propios muy escasos, y son por tanto grandes importadores de energía. Son países con infraestructuras de gas muy desarrolladas. El GNL tiene un gran peso en su balanza energética, por lo que, en el conjunto de la región, supone más del 40%. En consecuencia, el 56% del gas tiene un precio correlacionado con otras energías (OPE); el 17% es *gas on gas* (GOG), principalmente en Australia; el 18% tiene precios regulados, y los restantes mecanismos de formación de precios son marginales.
- América Latina: en 2014 representó el 5% del consumo mundial, y en la región conviven países con un alto nivel de gasificación, como Argentina, con países con gran potencial de producción, como Venezuela o Bolivia, pero con infraestructuras gasistas escasas, o Brasil, con importante potencial de producción de gas, aunque muy incipiente, y que importa gran parte del gas que consume. Debido a esta diversidad, hay un reparto más equilibrado que en otras regiones de los mecanismos de fijación de precios. El 41% del gas es regulado, el 26% tiene un precio correlacionado con el petróleo (OPE), y el 21% es *gas on gas* (GOG). Llama la atención el peso relativamente importante que tiene el gas cuyo precio se fija con la referencia del precio del producto final (NET).
- África: a pesar de su potencial de producción, y del peso que tradicionalmente ha tendido como exportador de GNL, la región es un consumidor de gas modesto. En 2014 representó el 3% del consumo mundial. Más del 85% del gas es regulado.

Precios del gas en comparación con otras energías

En comparación con la enorme disparidad de precios del gas en el mercado final, tanto entre regiones como entre países de la misma región, los precios en los mercados internacionales, si bien con también notables diferencias, sí que

han convergido más, en gran parte porque en éstos el mecanismo de fijación de precios dominante ha sido el de competencia con otras energías (OPE).

En los inicios del desarrollo de la industria del gas, cuando prácticamente no existían restricciones medioambientales, el gas natural tuvo que desplazar al carbón, y al gas manufacturado producido con petróleo. También hay que tener en cuenta que durante mucho tiempo, y todavía hoy en las grandes zonas de producción de petróleo, el gas era un subproducto de la extracción de este, y dado que no es producto fácil de almacenar, era necesario venderlo a cualquier precio, y la única alternativa era quemarlo.

Las grandes inversiones en infraestructura necesarias para su desarrollo también exigían un menor precio del gas para poder rentabilizar estas inversiones. Una vez que estas inversiones se han venido amortizando en los países desarrollados, y que las grandes ventajas del gas natural lo hacían más competitivo, su precio ha estado siempre, en términos de equivalencia energética, entre los del carbón y el petróleo.

A lo largo del tiempo, fue creciendo el consenso de que, a medio plazo, y a pesar de su relativa mayor abundancia, la diferencia de precio entre gas y petróleo se iría reduciendo, tendiéndose a lo que se denomina *Oil parity*.

Una buena forma de comparar los precios relativos de gas y petróleo en los últimos treinta años se encuentra en las estadísticas que BP publica anualmente en su *BP Statistical review of World Energy*. En la tabla siguiente (Tabla 1), se comparan en términos de energía equivalente los precios del petróleo –precio medio de importación de los países de la OCDE–, con los del gas de importación/exportación en cuatro países desarrollados en los que existen estadísticas, Alemania, Gran Bretaña, Canadá y Japón, y con el precio del *Henry Hub*.

Prices	LNG Japan \$/t	Average German import Price*		Natural gas			Canada \$/barrel	Crude oil \$/barrel
		US \$/million Btu	\$/GJ	US \$/million Btu	Henry Hub	LSE		
1984	5.10	4.00	-	-	-	-	6.00	
1985	5.22	4.25	-	-	-	-	4.75	
1986	4.10	3.93	-	-	-	-	2.57	
1987	3.85	2.55	-	-	-	-	3.09	
1988	3.34	2.22	-	-	-	-	2.56	
1989	3.28	2.00	-	-	1.70	-	3.01	
1990	3.64	2.78	-	-	3.64	1.05	2.82	
1991	3.96	3.19	-	-	1.69	0.89	3.32	
1992	3.62	2.88	-	-	1.77	0.98	3.19	
1993	3.52	2.60	-	-	2.12	1.09	2.82	
1994	3.18	2.35	-	-	1.82	1.45	2.70	
1995	3.45	2.39	-	-	1.69	0.89	2.96	
1996	3.86	2.45	1.87	-	2.75	1.12	3.54	
1997	3.91	2.64	1.95	-	2.62	1.36	3.29	
1998	3.05	2.32	1.86	-	2.09	1.42	2.16	
1999	3.14	1.88	1.58	-	2.27	2.00	2.98	
2000	4.72	2.89	2.71	-	4.23	3.75	4.82	
2001	4.84	3.95	3.11	-	4.07	3.51	4.28	
2002	4.27	3.22	2.27	-	3.33	2.27	4.17	
2003	4.77	4.06	3.22	5.62	5.62	4.82	4.89	
2004	5.18	4.32	4.45	6.85	6.85	5.02	6.27	
2005	6.05	5.88	7.29	8.79	8.79	7.25	8.74	
2006	7.14	7.85	7.87	9.79	9.79	8.85	10.05	
2007	7.73	8.02	8.01	10.56	10.56	8.17	11.25	
2008	12.55	11.58	10.79	8.85	8.85	7.99	16.78	
2009	9.05	8.52	4.85	3.89	3.89	3.38	10.41	
2010	10.91	8.01	6.55	4.39	4.39	3.89	13.47	
2011	14.72	10.45	9.04	4.01	4.01	2.47	15.68	
2012	16.75	10.02	9.48	2.78	2.78	2.27	16.82	
2013	16.17	10.72	10.82	3.71	3.71	2.92	19.25	
2014	16.23	9.11	8.22	4.35	4.35	3.87	16.80	

*Source: 1984-1990 German Federal Statistical Office, 1991-2014 German Federal Office of Economics and Export Control (BFAU).
 †Source: US Energy Information Administration.
 ‡Source: Energy Intelligence Group, Natural Gas Market.
 Note: oil = convenience-weight average price.

Tabla 1. Precios de petróleo y gas natural en distintos mercados. Fuente BP Statistical Review of World Energy, 2015.

El país con el precio del gas más bajo en la serie histórica es siempre Canadá, país muy excedentario en gas, que solo ha podido exportar el gas a los EE.UU., teniendo que compensar los mayores costes de transporte vía precio, ya que Canadá, hasta la fecha, no es productor de GNL. Le sigue este último país, gran consumidor pero también gran productor de gas, y vecino de un gran exportador cautivo. EE.UU. es paradigma en la actualidad de precio de gas barato, y de la competitividad que ese precio le confiere a su economía. Esto no ha sido siempre así. A finales del siglo pasado, como consecuencia del declive de los yacimientos de gas del país, se consideró que la producción doméstica de gas iba a reducirse rápidamente, que esa reducción no podía ser de ninguna forma compensada con importaciones de Canadá o México, y que la única alternativa era la importación de gas de otras regiones productoras. Era unánime la idea de que en 2020 EE.UU. se habría convertido en el primer importador mundial de GNL. Como consecuencia de esa situación del mercado, muchos productores americanos pensaron que no debían hacer esfuerzos para mantener la producción, ya que a no muy largo plazo el marcador de precios vendría marcado por las importaciones de GNL, y que el precio de realización futuro de su gas sería sustancialmente mayor. Los precios aumentaron sustancialmente, y en la tabla podemos ver como el precio del *Henry Hub* llegó en los primeros años de este siglo a superar los precios europeos, y ponerse a nivel del *Oil Parity*. Rápidamente se planificaron infraestructuras para importar el GNL. Se llegaron a planificar más de cuarenta plantas de regasificación de las que se construyeron más de veinte –con lo que incidentalmente hay más plantas de regasificación en EE.UU. que en Europa–. Esta tendencia no duró mucho tiempo, y la imprevista, silenciosa y rápida explosión de la producción de gas no convencional cambió no solo la realidad, también las expectativas de futuro, con lo que el precio del gas en EE.UU. ha pasado en los últimos años a ser la mitad que en Europa.

A EE.UU. le sigue en rango de precios el Reino Unido, que, en los primeros años de la serie, muestra precios inferiores al del *Henry Hub*, como país con grandes excedentes de gas sin, entonces, suficientes infraestructuras para exportarlos. A medida que su producción de gas ha declinado, y ha tenido que recurrir a importar gas de Europa e importar GNL, el precio del gas se ha venido deteriorando. El precio medio en los últimos cinco años más que duplica el del *Henry Hub*. Al analizarse estos datos, hay que considerar que es cuestionable que el índice referenciado, el NBP, en la medida de su relativa corta vida, del escaso volumen de gas que entra en la elaboración del índice, y de su gran estacionalidad, represente tan fiablemente los precios medios del gas en el Reino Unido como el *Henry Hub* o el precio medio de importación en Alemania.

Los precios de importación en Alemania son representativos del nivel medio de precios en Europa Central, región con producción propia, pero con gran dependencia de las importaciones. Las importaciones de gas de países no pertenecientes a la UE proceden de Rusia, Noruega y Argelia, todas ellas por tubería, con muy escasa capacidad de importar GNL en Europa Central. Estos países exportadores, a su vez, tienen una gran dependencia de Europa para colocar

su producción. Con la excepción de Argelia que fue de los primeros países del mundo en apostar por exportar gas en forma de GNL, tanto Rusia como Noruega no se han convertido en exportadores de GNL, hasta hace muy poco tiempo, y como se verá posteriormente, por razones tecnológicas, serán en el futuro productores de GNL poco competitivos. Esta situación de mutua dependencia, seguramente no deseada, al menos por la parte compradora, pero con una relación de fuerzas bastante equilibrada, ha llevado en la práctica a un nivel de precios no muy diferente del que se hubiera producido en una situación de mayor competencia.

Japón, de entre todos los países considerados, es con diferencia el país que en los últimos treinta años ha tenido que pagar un mayor precio por el gas. Sin prácticamente fuentes de energía autóctonas, se ha visto en la necesidad de importar todo el gas que consume en forma de GNL, del que ha sido durante todo ese tiempo, y con gran diferencia, el mayor importador mundial. Por su situación geográfica, el GNL que ha necesitado se ha tenido que importar, de centros de producción muy alejados, y Japón ha preferido siempre asegurar sus necesidades de gas, que han primado sobre el precio. El mercado de compradores de gas en Japón ha estado siempre fragmentado, y éstos, aunque individualmente sean grandes compradores de GNL, no han podido disfrutar del poder de compra que hubieran disfrutado de haber podido concentrar sus contratos.

La figura 1 muestra en forma gráfica la evolución de los precios del gas en estos mismos países ente los años 1997 y 2014.



Figura 1. Evolución de los precios internacionales del gas.
Fuente BP Statistical Review of World Energy, 2015.

En el gráfico se observa como las líneas que representan los precios del gas natural de los cuatro países analizados (EE.UU., Alemania, Reino Unido y Japón) se mantienen agrupadas y como los precios van aumentando en línea con la

evolución de los precios del petróleo hasta el 2008, año en el que se produce el mayor pico en la curva de precios del crudo.

A partir del año 2008, los precios comienzan a divergir. Esa divergencia se amplifica en el año 2011 y lo hace de forma extraordinaria, como consecuencia del accidente en la planta nuclear de Fukushima en Japón, en el que el mismo tsunami produce serios daños en otras dos centrales. Se decide revisar a fondo todas las centrales nucleares, lo que obliga al país a parar por un tiempo indefinido sus centrales nucleares, y suplirlas con carbón, petróleo, y sobre todo GNL. Esta sobredemanda provoca que el precio del GNL *spot* se llegue a triplicar en el espacio de pocos meses, se prolonga en el tiempo, y tiene un efecto más duradero que lo que dura la escasez de gas, como se explica en el apartado de precios de GNL.

Al tiempo que se produce esta subida de precios, que dado el peso que Japón tiene como consumidor, ha contagiado al mercado de GNL, se produce una progresiva moderación de los precios del crudo, y el precio de los demás gases sigue esta tendencia, que en el caso del *Henry Hub*, se acentúa como consecuencia de la mayor disponibilidad de gas no convencional.

En la figura 1 se aprecia claramente como se ha ido ampliando el abanico de precios por países, lo que parece apuntar, un tanto paradójicamente, a un mercado de gas cada vez más fragmentado.

Para comparar la evolución relativa de precios, conviene recordar que el gas está en *oil parity*, cuando el precio del petróleo, expresado en dólares por barril, es aproximadamente 6 veces superior al precio del gas natural medido en dólares por millón de Btu's, unidad en la que se expresa el *Henry Hub*. El rango histórico de precios relativos del barril de Petróleo y del *Henry Hub* oscilaba entre cinco (gas caro) y doce veces (gas barato). En los últimos cuatro años, este rango ha pasado a un nivel de entre 23 y más de cuarenta veces la relación de precios entre barril de crudo y precio del *Henry Hub*. En el año 2015, la drástica bajada del precio del petróleo ha moderado esta tendencia, pero, a falta de que termine el año, no parece que este ratio vaya a bajar mucho de veinte.

Esta cada vez mayor divergencia entre los precios de petróleo y gas, conocida como *Oil-Gas Decoupling*, está por el momento circunscrita a los EE.UU. y a su área de influencia regional, pero suscita gran debate entre los analistas acerca de si está aquí para quedarse por mucho tiempo o es un fenómeno pasajero, y si se va a contagiar a otras regiones.

En cualquier caso, en el actual escenario de bajos precios de las materias primas y de la energía en particular, la recuperación de los precios del gas va a ser lenta, pero es evidente que la diferencia de precios entre gas y petróleo es excesiva, y no va a estar sostenida mucho más tiempo por fundamentales; el proceso de sustitución con esta diferencia de precios es inevitable, basta con pensar en el gran incentivo económico que impulsa la penetración del gas en el mundo del transporte. Esta penetración ya se está produciendo aunque, como

todos estos procesos, al principio con un fuerte inercia –en 2014 el gas natural para transporte en el EE.UU. solo representó el 0,1% del consumo total–, pero, como se ha visto en otros países –véase la Argentina–, al cabo de un tiempo estos procesos de sustitución consiguen masa crítica y se aceleran. En contra de estos, opera el actual nivel de precios del petróleo. Aunque a un consumidor americano le resulte muy rentable sustituir su actual calefacción de gasóleo por gas natural, no se ve muy propenso a hacerlo si su factura de combustible es la mitad de la del año pasado.

Con un precio de gas americano tan bajo –sin entrar en los precios de Japón, tampoco sostenibles en el tiempo, el precio del gas en Europa fue en 2014 más del doble–, se presenta clara la oportunidad de exportar gas en forma de GNL. En poco tiempo se han presentado multitud de proyectos de transformación de plantas de regasificación, hoy en desuso, en plantas de licuación, de las que cinco están en construcción. Está previsto que la primera, entre en operación a principios del año 2016, convirtiendo así a los EE.UU. en exportador de GNL, y que las otras cuatro plantas estén ya en operación en el 2018. Las exportaciones de GNL contribuirán más y más deprisa que el gas natural vehicular a reducir, tanto la amplitud del *decoupling*, como la diferencia de precios entre regiones.

Para terminar este apartado del precio del gas, unos breves comentarios en relación con los precios en España. A falta de datos estadísticos comparables, tenemos, a título meramente indicativo, que recurrir a la escasa información oficial disponible y a los datos históricos de precios del gas cuando estaba regulado. A pesar de que, en las primeras etapas del desarrollo del gas en España, todo el gas provenía de GNL, y que ese ha sido durante mucho tiempo el componente más importante de la cesta de gases, existe base suficiente para afirmar que los precios de importación del gas en España se han situado en entornos próximos a los del resto de Europa, si bien ligeramente más elevados, y muy inferiores al nivel de precios de Japón o Corea. A ello ha contribuido la gran diversificación de los suministros de GNL, la gran proximidad geográfica de algunos orígenes –Libia, Argelia, Egipto, incluso Trinidad Tobago–, y la competencia con el poco gas que nos venía de Europa –contrato con Noruega–, y posteriormente el procedente de Argelia a través del gasoducto del Magreb, primero, y del gasoducto Medgas después. Nivel de precios comparable al resto de Europa, pero con una diversificación de las fuentes de suministro mucho mayor, y por tanto, mayor seguridad de suministro.

Precios del GNL

Mecanismos de formación de precios

Como no podía ser de otra forma, el mecanismo de formación de los precios del GNL no puede aislarse del que opera en el resto del gas, aunque con algunos aspectos que lo distinguen, como el mayor peso del contrato de largo plazo y la mayor duración de estos. Desde los principios de esta industria, los precios

del GNL se han venido fijando con este tipo de contratos, con puntos de destino prefijados. Muchos de estos contratos, con vistas a darle al precio del gas más estabilidad, lo fijaban en relación a los del petróleo, pero con un retraso temporal de varios meses –seis o nueve meses–, y también con precios medios de sus derivados, gasóleos y fuelóleos, de los últimos meses. Todos los contratos estaban protegidos con severas cláusulas de confidencialidad, y el mercado era muy poco transparente. El mercado *spot* era marginal, reducido a lo que en la industria se denomina *excess quantities*, es decir al GNL producido en las plantas de licuación en exceso de las cantidades sometidas a contrato, y situaciones estacionales –exceso de gas en verano y picos de demanda en invierno–. A finales del siglo pasado, comenzó a observarse un cambio de tendencia, que se ha venido acelerando en los últimos diez años, por la finalización de contratos, que liberaban GNL, por la expansión del mercado, con cada vez más productores y más clientes, por la proliferación de plantas de regasificación, por existir capacidad sobrante de buques metaneros, y sobre todo por la gran fragmentación del mercado del gas en el mundo y la gran horquilla de precios que ofrecía grandes posibilidades de arbitraje, y por tanto un mercado muy remunerador al agente que podía poner gas en el mercado *spot*. Esta tendencia se ha acentuado en la última década, lo que ha generado una gran diversidad de fórmulas de contratación.

El año 2000, solo el 5% del GNL se comercializaba en *spot* o con plazos contractuales inferiores a dos años. En 2012, esta cifra alcanzó un pico del 27%, y se ha estabilizado los últimos dos años ligeramente por encima del 25%.

Estos últimos años hemos asistido a una gran bonanza del mercado de GNL que ha fomentado esta modalidad de contratación. La opinión generalizada es que esta etapa ha llegado a su fin, y que el mercado de los próximos años va a ser mucho más moderado. Varios factores apuntan en esa dirección: precios del petróleo y del resto de materias primas muy deprimido, y normalización de la demanda extraordinaria de algunos países, sobre todo Japón, pero también Argentina y Brasil. Japón ha recuperado en parte su capacidad de generación nuclear, y ha contratado gas adicional en contratos de medio y también de largo plazo. Argentina, convertida en país estructuralmente importador de gas en invierno, y que no quiere depender exclusivamente de Bolivia, está comprando GNL con contratos de medio plazo.

Estos y otros países importadores, a la vista de un mercado de energías con precios muy bajos, pero con una gran incertidumbre sobre la duración de esta situación y sobre la evolución relativa de los precios de las distintas fuentes de energía, no desean compromisos de largo plazo, pero quieren asegurarse el suministro y no depender de un mercado tan volátil como el del *spot*. Estas circunstancias han provocado un crecimiento de la contratación a medio plazo –tres a cinco años–, aunque los volúmenes contratados bajo esta modalidad son todavía reducidos, y representan apenas el 3% del mercado total de GNL. Es probable, que esta tendencia a una mayor contratación a medio plazo continúe, al menos mientras no se clarifique el futuro de los precios de la energía.

En la reluctancia de los compradores a contratar nuevas cantidades de gas a largo plazo ha tenido también mucho que ver la creciente diferencia entre precios de petróleo y gas, el llamado *decoupling*, sobre todo en EE.UU., y que solo se ha moderado este año 2015 con el desplome de los precios del petróleo. Teniendo en cuenta que un contrato de gas a largo plazo tarda muchos meses en madurar, este último efecto no se ha materializado en contratos recientes de GNL. De los últimos contratos de GNL de los que se ha tenido conocimiento, sí que se deduce la preferencia de los compradores para tomar como referencia el precio del gas americano, es decir del *Henry Hub*, en el convencimiento que la referencia a este índice redundará en menores precios y más estables.

Evolución del precio del GNL

Los últimos diez años, y sobre todo los últimos seis, han sido de gran bonanza para la industria del GNL, en todos los niveles y para la gran mayoría de los agentes, tanto por el crecimiento del mercado como por la evolución de los precios. Con la excepción de compradores estructurales, que, como Japón, han tenido que recurrir a grandes compras no planificadas en el mercado *spot*, todo el resto se ha visto muy beneficiado por la situación. Los productores han podido colocar su gas no contratado en un mercado ávido de GNL a precios muy superiores a los de contrato. También los compradores con contratos de libre destino o con una cierta flexibilidad han podido vender su gas en cada momento en el mercado más remunerador, lo que, en un mercado fragmentado y con gran diferencia de precios regionales, les ha producido beneficios extraordinarios. Incluso la crisis económica que han sufrido los países desarrollados, y la caída de la demanda doméstica de estos países ha redundado en una gran oportunidad, tanto para los productores como para las compañías tenedoras de contratos de GNL destinada a esos mercados. Esos excedentes de gas han podido ser redireccionados al mercado *spot* de GNL, y la diferencia de precios entre precio del contrato y precio *spot* repartida entre comprador y vendedor.

A mediados del año 2014, la situación comenzó a cambiar, y desde entonces, y a lo largo del 2015, la situación ha venido deteriorándose. ¿Se acabó la bonanza? Al parecer sí, por la concurrencia de varios factores. En primer lugar la debilidad de la demanda mundial de materias primas no podía dejar de lado el GNL. La menor demanda de gas *spot* por parte de Japón, un invierno con temperaturas anormalmente moderadas, y la ya palpable desaceleración de la economía china provocaron un desplome del mercado *spot*, que llegó a colocarse por debajo de los 11 dólares por millón de *Btus*, prácticamente la mitad de los precios de años anteriores, y por primera vez en muchos años, el precio del GNL *spot* se situó por debajo de los precios de contrato. En segundo lugar, la brusca caída de los precios del crudo, que se inició en el mes de septiembre de 2014, y que ya en enero de 2015 los situó por debajo de los 50 dólares, es decir una caída del 50% en cuatro meses.

Esta caída de los precios, ha perjudicado a casi todos los agentes, excepto, claro está, a los importadores estructurales de GNL, tanto de contrato como *spot*.

Los nuevos productores de GNL, muchos de los cuales han preferido orientar gran parte de su producción al mercado *spot*, están en una situación difícil. Los que tienen contratos de gas ligados al precio del petróleo también, aunque su situación se ha visto en un primer momento aliviada por el decalaje temporal de muchos contratos, pero que se ha venido deteriorando a medida que transcurría el año. Menos afectados han sido los contratos ligados a índices como *Henry Hub*, o al precio del *pool* eléctrico, pero este tipo de contratos es minoritario. También ha desaparecido, al menos temporalmente la oportunidad que los compradores de GNL tenían de redireccionar su gas a otros destinos, con contratos de compra ligados al petróleo, pero con precios con un desfase de meses que les obligaba a pagar precios altos del gas, con pocas posibilidades de redireccionarlo al mercado *spot*, y con pérdida de competitividad de su gas en sus mercados domésticos.

Los grandes beneficiados por esta situación, como por otra parte de la del resto de materias primas, son los consumidores finales de las mismas y las economías de los países importadores.

La actual coyuntura, dejando aparte los precios del petróleo, cuyo nivel actual de sobreoferta, y en consecuencia de precios, no se veía desde hace muchos años, no es sino una paulatina vuelta a la normalidad, ya que lo que estaba fuera de la misma era el mercado de GNL. En los próximos años veremos cómo este pasa de una situación de clara sobredemanda a otra de probable sobreoferta. De aquí a 2018, es decir en los próximos tres años, la capacidad de producción de GNL aumentará en más de 60 Mtpa, es decir un 20% más de la actual capacidad de producción, que no parece que el mercado pueda absorber fácilmente.

La evolución de las economías asiáticas y de la denominada región «Asia-Pacífico» será clave para la evolución de los precios del GNL, ya que, como después veremos, esas dos regiones son, no solamente las mayores consumidoras –entre las dos consumen hoy más del 75% del GNL mundial, y su demanda ha crecido en una proporción similar en los últimos años–, sino que serán también en un futuro las regiones donde se concentre más del 50% de la producción mundial. Las perspectivas de crecimiento de otros mercados en los próximos años son mucho menores, con un crecimiento limitado, si es que lo hay, en los países desarrollados, con vistas a aumentar la seguridad del suministro, y con la entrada en el mercado de otros países, también por la misma razón, como Polonia o Lituania, que podrán aprovechar los bajos precios del mercado *spot*, sustituyendo en parte el gas ruso. En estos terceros países la demanda incremental, podría venir, ante la perspectiva de un bajo precio del GNL *spot*, de aquellos que ya cuentan con infraestructuras de regasificación, como Argentina, Brasil o Chile, y también de países como Egipto, tradicionalmente exportador de GNL, pero en el que el crecimiento del mercado interno le ha convertido en importador, sin tener que invertir en infraestructuras al poder utilizar las de sus plantas de licuación para importar gas.

El final del boom extraordinario que ha vivido la industria del GNL en los últimos años no significa que deje de ser una industria atractiva, ya que, como después

veremos, va a seguir mostrando fuertes tasas de crecimiento. En el mundo hay mucho gas cuya mejor alternativa para rentabilizarlo pasa por convertirlo en GNL. Los proyectos de GNL que sean realmente competitivos se materializarán, y los que hayan sido bien desarrollados ofrecerán una buena rentabilidad a los inversores. No será tan fácil como en el pasado reciente desarrollar un proyecto, y los proyectos de partida menos competitivos, o que sufran sobrecostes o retrasos –por una pobre ejecución, o una evaluación previa errónea de las condiciones del mismo– redundarán en una rentabilidad muy deficiente. En definitiva, vuelta a la normalidad.

La producción de GNL. Donde se produce y evolución futura

Distribución de las reservas de gas

Las reservas de gas natural existentes en el mundo son muy abundantes. Según la Agencia Internacional de la Energía, las reservas actualmente probadas, de 216 Tcm, aseguran sesenta años de producción con el nivel actual de demanda, pero los recursos técnica y económicamente recuperables, 781 Tcm, asegurarían satisfacer el actual nivel de demanda durante más de dos siglos. El propio estudio de la agencia apunta que en dichos recursos solo se han contabilizado los recursos de gas no convencional de las regiones donde se han realizado estimaciones suficientemente trabajadas, pero que no incluyen regiones como el Oriente Medio –que con gran probabilidad cuenta con ingentes recursos de gas no convencional–, con lo que puede afirmarse que, solo con el actual nivel de la tecnología, contamos con más de trescientos años de reservas de gas. Aunque las mayores reservas se encuentran en Oriente Medio, el resto está bastante repartido, por lo que si se asimila Rusia a Europa, puede decirse que todas las regiones pueden autoabastecerse de gas natural durante mucho tiempo, aunque, lógicamente, el gas está desigualmente repartido dentro de ellas.

De los diez primeros países del mundo en reservas probadas, solo cinco, Rusia, Qatar, Nigeria, Argelia y Australia, han desarrollado producción de GNL, y cada uno, dentro de sus posibilidades, tiene una estrategia clara de continuar y crecer en el negocio, aunque, –en el caso de Rusia, todavía de forma marginal–.

De los otros cinco, Irán –que se disputa con Rusia la posición de país con mayores reservas de gas del mundo–, no ha podido, por razones políticas, –al estar sometida a sanciones económicas– y de limitación de tecnología, entrar en el negocio del GNL. Sus oportunidades futuras se tratan más adelante. Turkmenistán, cuarto país en reservas, no está ni estará en GNL por razones obvias de su posición geográfica. EE.UU, quinto país en reservas, pero primer consumidor mundial de gas natural, estaba considerado hasta hace seis o siete años el mayor importador futuro de GNL. La entrada en juego del gas no convencional ha provocado un giro total de la situación, y EE.UU. se presenta en la actualidad como un futuro gran exportador. Los dos países restantes, Arabia Saudita y Venezuela, sexto y séptimo respectivamente en reservas probadas, son también grandes productores de pe-

tróleo, y no teniendo grandes consumidores de gas natural en su entorno cercano, podían haberse orientado al GNL, pero no lo han hecho. En el caso de Arabia Saudí, está claro que han optado claramente por exportar petróleo, y reservar el gas natural para el consumo doméstico, para utilizarlo en la recuperación secundaria de petróleo, y para industrializar el país, convirtiendo el gas en fertilizantes, metanol, etc., y no parece que vayan a cambiar su estrategia en el futuro. Venezuela también prioriza, como es lógico, el petróleo, y destina el gas al consumo doméstico. Aunque se ha planteado en algún momento un proyecto de GNL, lo ha hecho sin gran convicción, y tampoco la situación política ha ayudado. Aunque es posible que en el futuro se vuelva a plantear su entrada en GNL, no parece que se vaya a convertir en un jugador relevante.

Producción actual de GNL en el mundo

La capacidad de producción mundial de GNL a finales del 2014 se situó en 301 Mtpa, con Oriente Medio, con 100 Mtpa, como primera región productora, en la que Qatar fue un año más el primer productor mundial (77 Mtpa). Asia Pacífico le sigue muy de cerca, con más de 95 Mtpa, con Australia, Indonesia y Malasia como principales productores. La tercera región productora es África, con Argelia y Nigeria como principales productores, y con también producción en Egipto, Angola y Guinea Ecuatorial, aunque Egipto, con su producción de gas en declive y con un gran crecimiento de su mercado doméstico, se está convirtiendo en un productor marginal. De hecho, en 2014 solo produjo 0,2 Mtpa, y ese mismo año anunció la paralización definitiva de Damietta, su primera planta de licuación. Libia, históricamente uno de los primeros productores de GNL del mundo, lleva también varios años sin producir, y por la situación que atraviesa, no parece que vaya a poder volver al mercado a medio plazo. Latinoamérica —a estos efectos incluye el Caribe— produjo en ese año cerca de 19 Mtpa. Rusia, con su planta de las islas Sajalín es todavía un productor marginal, lo mismo que Europa, con Noruega, con su planta de Snohvit. En total, hay en el mundo diecinueve países productores.

La utilización de la capacidad global de GNL se sitúa históricamente entre el 75% y el 90%. En 2014 alcanzó el 81%, aparentemente baja, pero en la que influyeron varios factores, entre los que destacan la escasez de gas en algunas plantas, escasez que en varias de ellas —Indonesia, Egipto, Omán, Yemen— es ya estructural, y que varias de las unidades en servicio llevan muy poco tiempo en operación, algunas con problemas de puesta en servicio. De hecho, las plantas de licuación que no han tenido este tipo de problemas operaron prácticamente a plena capacidad.

Nueva capacidad en construcción o en proyecto

Actualmente están en construcción más de treinta plantas, muchas de ellas de gran capacidad, que antes del 2020 incrementarán la capacidad de producción en más de 125 Mtpa, con lo que la capacidad de producción se incrementará en más de un 40%.

De este incremento, aproximadamente la mitad de materializará en Asia Pacífico –Australia, Malasia e Indonesia–), con lo que la región se posicionará claramente como la primera productora mundial, por encima de Oriente medio. Australia, con siete grandes plantas en construcción, añadirá 57,6 Mtpa, con lo que dentro de tres años sobrepasará a Qatar y se posicionará como primer productor mundial.

Los EE.UU. irrumpen en la liga de países productores, y, como no podía ser menos, lo hace a lo grande. La utilización de la gran capacidad ociosa que tiene en plantas de regasificación, y por tanto con las infraestructuras y el almacenamiento ya existentes, le dan la oportunidad de acometer inversiones en licuación en condiciones de *Brown roots*, con el consiguiente ahorro en inversión. Actualmente hay ya cuatro plantas en construcción, con lo que su capacidad alcanzará en 2020 44 Mtpa, lo que le posicionará en tan solo cinco años como tercer productor mundial. Todo un record para un nuevo entrante.

Rusia, con su proyecto Yamal LNG en el ártico, incrementará su producción en 16,5 Mtpa. Su terminación está prevista en 2019, aunque en principio los promotores anunciaron que su primer tren entraría en servicio en 2017. Es este un proyecto frontera, con grandes retos tanto en el diseño, como en la construcción y posteriormente en la operación de la planta, por las condiciones climáticas extremas y una ubicación tan remota; para el transporte del GNL se necesitarán metaneros de diseño especial y la utilización de barcos rompehielos. A estas dificultades se une el impacto de las sanciones impuestas este año a Rusia. El resultado final de este proyecto, de sus posibles sobrecostes y retrasos, y de los posibles problemas operativos, es crucial para el futuro desarrollo del GNL en Rusia, con enormes reservas de gas en el ártico, y cuya única salida viable en principio pasa por el GNL.

Inversiones futuras post 2020

La pujanza del negocio del GNL en los últimos años ha mantenido el lógico interés en seguir creciendo de los actores ya participantes, pero también de multitud de nuevos agentes, empezando por los países potencialmente productores y las compañías petroleras que antes no habían participado, de los compradores, tanto de los tradicionales para integrarse aguas arriba, como de potenciales compradores para asegurarse el suministro en mejores condiciones, y hasta de bancos de inversión que han querido participar como inversores activos en algún proyecto. En consecuencia, se ha producido un aluvión de anuncios de potenciales nuevos proyectos, que en su conjunto totalizan 800 Mtpa, aproximadamente el doble de la capacidad instalada en 2020. Es evidente que muchos de estos proyectos no se materializarán, y que, dado el largo tiempo de maduración de este tipo de proyectos, solo una pequeña parte de ellos se iniciarán en un futuro próximo. Algunos de estos proyectos ni siquiera han anunciado previsiones de fechas de entrada en servicio, por lo que tienen el carácter de mera declaración de intenciones.

Destaca el hecho de que Oriente Medio, en la actualidad primera región productora, está prácticamente ausente, y que los proyectos anunciados se concentran en Norteamérica, históricamente marginal en la exportación de GNL; Asia Pacífico, en proyectos localizados en zonas no tradicionales de producción; en la costa índica de África, hasta ahora sin presencia, y finalmente en el Ártico.

La gran mayoría de los proyectos, más de cincuenta anunciados, están en Norteamérica, que sumarían una capacidad de 615 Mtpa. En EE.UU. la gran mayoría en el golfo de México, pero también en Alaska. En Canadá, la gran mayoría en la costa oeste canadiense, pero también con proyectos en su costa atlántica. De esta forma Norteamérica parece consolidarse como futura tercera gran región exportadora de GNL. Solo bastaría con que se materialice el veinte por ciento de los proyectos anunciados para que Norteamérica se convierta en el primer exportador mundial. Esta, que fue en 1970 una región pionera en la industria con la construcción de una planta en Alaska, Kenia LNG –planta que ya en este siglo había cesado en su producción por falta de materia prima–, vuelve de esta manera con grandes ambiciones al mundo del GNL.

Los proyectos anunciados en Asia Pacífico, por un total de más de 90 Mtpa, son en general, proyectos todavía especulativos, en zonas muy remotas y con experiencias recientes de muy elevados costes de producción.

En la costa índica africana hay descubiertas grandes reservas de gas, que se pretenden monetizar con proyectos de GNL. Se han anunciado proyectos que totalizan cerca de 50 Mtpa, en Mozambique y Tanzania.

Por último, en la zona Ártica, además de los proyectos mencionados anteriormente en Alaska (20 Mtpa), los proyectos anunciados en Rusia incluyen una ampliación de Sakhalin –dos de las islas Sajalín–, que inicialmente se había anunciado para su entrada en operación en 2018, pero que ha sido pospuesto, y otros proyectos más septentrionales todavía muy especulativos.

¿Cuántos de estos proyectos se consolidarán, y cuándo? Es evidente que el «momentum» de muchos de estos proyectos ha pasado. Es significativo que los tradicionales grandes productores de gas no tengan planes, al menos públicos, de crecimiento a corto-medio plazo, aunque están en condiciones de ampliar capacidad con proyectos mucho más competitivos que la inmensa mayoría de los proyectos anunciados. Es evidente que ante el deterioro que va a sufrir la rentabilidad de la industria, no se muestre intención de aumentar la capacidad a corto plazo, pero también es seguro que, antes de que muchos de los proyectos anunciados se consoliden, se decidirán ampliaciones de capacidad en Oriente Medio.

De los proyectos previstos, los que ofrecen menor incertidumbre son los anunciados en la cuenca atlántica de EE.UU., con los que es difícil que cualquiera de las otras iniciativas pueda competir, sobre todo con los del golfo de México. Con sus infraestructuras disponibles, con costes de construcción bajos y previsibles, con gas barato a pie de instalación, con regulación probada y previsible, y bajos costes de financiación, cada proyecto en sí mismo tendría asegurada su viabilidad. Algunos de los nuevos proyectos tienen ya avanzado el trámite de permisos

y la obtención de la licencia de exportación, y probablemente la consigan a corto plazo. Pero es evidente que no todos en su conjunto la vayan a obtener, ya que no hay producción de gas suficiente para asimilar hasta 270 Mtpa de gas adicional sin que aumenten sus precios, y menos en la actual coyuntura, en la que se han reducido drásticamente las inversiones de la industria de petróleo y gas. Las industrias de gran consumo de gas, como la petroquímica, están ejerciendo fuertes presiones para que no se concedan más licencias o al menos se limite la cantidad de gas exportable. Los proyectos anunciados en Alaska no tendrían probablemente esta limitación, pero son proyectos para los que habrá que desarrollar reservas marinas, y plantas *grass roots*, en áreas remotas, sin infraestructuras y con condiciones climáticas difíciles, con muy altos costes de inversión. Su viabilidad con el actual nivel de precios de gas y petróleo es problemática.

Más incertidumbre que los de la cuenca atlántica de los EE.UU. presentan los proyectos previstos en Canadá, aunque disfruten de similares condiciones regulatorias, y probablemente más apoyo político. Son casi todos ellos proyectos *grass roots*, y por tanto con mayores costes de inversión en la planta de licuación y mayores necesidades de infraestructuras de transporte y portuarias.

Son también muy inciertos por el momento los proyectos planteados en Asia Pacífico. La gran mayoría son proyectos con gas marino –gas *offshore*–, que habría que desarrollar, en zonas remotas y con altísimos costes de construcción. La mayoría de estos proyectos precisan de utilizar plantas de licuación flotantes (FLNF), tecnología muy incipiente, con una única planta todavía en construcción, y que tiene por tanto que demostrar su viabilidad. Son por tanto proyectos muy especulativos y de medio-largo plazo.

Los proyectos previstos en el ártico ruso presentan niveles de dificultad similar, si no mayor, que los de Alaska, a los que se suman por el momento serios problemas políticos y de financiación como consecuencia de las medidas de sanciones en vigor.

En conclusión, de los proyectos anunciados, a corto plazo, y mientras no cambien las expectativas de precio de petróleo y gas, seguramente solo veremos desarrollarse los proyectos del Golfo de México, y quizás alguno en Canadá.

Demanda de GNL y evolución a medio plazo

Capacidad de regasificación de GNL en el mundo

La capacidad actual de regasificación en el mundo es de 724 Mtpa, equivalente al 240% de la capacidad existente de licuación. Este exceso se debe a que muchas de las plantas de regasificación se han construido como respaldo para asegurar el suministro, para diversificar sus fuentes de energía, y a que deben absorber los picos estacionales de demanda, para poder aprovechar GNL barato en el mercado *spot*, y también a la significativa capacidad instalada en EE.UU. –con una capacidad de regasificación de 132 Mtpa, tres veces la de España, y que en 2014 tuvo un factor de utilización del 1%–.

Hoy hay treinta países con capacidad de importar GNL. A los grandes importadores tradicionales de Asia Pacífico –Japón y Corea– y Europa –con España como tradicional principal importador europeo, y que cuenta con una capacidad de 43 Mtpa–, se le han sumado con el tiempo, y por las razones anteriormente expuestas, países de todas las regiones del mundo. En Europa hoy cuentan con plantas de regasificación, además de España, siete países: el Reino Unido, Francia, Italia, Holanda, Bélgica, Portugal y Lituania.

La capacidad de regasificación va a continuar creciendo, y en todas las regiones del mundo, con crecimientos proporcionalmente más modestos en Asia Pacífico y Europa, y se va producir más significativamente en Asia –China y la India–. La perspectiva de contar con mejores precios del GNL ha impulsado este año un renovado interés en la construcción de nuevas plantas.

Los grandes importadores de GNL

Japón es con gran diferencia el primer importador mundial, como lo ha sido en toda la historia del GNL, y todo indica que lo seguirá siendo por muchos años. En 2014 importó 89 Mtpa. Aunque es un país con un elevado nivel de gasificación y perspectivas de crecimiento económico, la incertidumbre acerca de la permanencia en el tiempo de sus plantas nucleares persiste, y es posible que podamos ver como su demanda crece, impulsada por menores precios del gas. De hecho ese año entró en servicio una nueva planta de regasificación.

Corea, que en 2014 importó 37 Mtpa, es el segundo importador mundial, también como Japón, de forma estructural.

España, que importó ese mismo año 8,2 Mtba netas –tradicionalmente tercer país en importaciones de GNL–, ha bajado cuatro puestos en el ranking, superada por China (19,9 Mtba), la India (14,5 Mtba), Taiwán (13,6 Mtpa) y el Reino Unido (8,36 Mtba).

Estos ocho países representan aproximadamente el 80% de la demanda mundial.

En los próximos años, es probable que la demanda de GNL en Europa, –que por sus altos precios, había sido desplazado por el gas ruso y por un mayor uso del carbón en la generación eléctrica, y que se había redirigido a otros mercados– aumente, impulsada por un mayor crecimiento económico, ayudada por los bajos precios esperados del mercado *spot* y una mucha mayor capacidad de regasificación en el centro de Europa que le permitirá aprovechar las oportunidades de mercado. Por ejemplo, a finales de 2015 entra en servicio, en el norte de Francia, la planta de Dunkerque LNG, que con 10 Mtpa será la mayor planta europea y una de las mayores del mundo, y Polonia tiene también una planta en construcción.

En Latinoamérica probablemente también se impulse la demanda de GNL, a pesar de la difícil coyuntura económica que está atravesando. Sus importaciones de GNL están en parte ligadas a contratos indexados al *Henry Hub*, o a contratos de corta duración, con lo que esta región podrá comprar el GNL en mejores condiciones, y disponer de GNL *spot* a precios competitivos.

El continente asiático continuará aportando las mayores tasas de crecimiento, impulsadas sobre todo por el Asia continental, con China y la India a la cabeza, pero también Pakistán.

El futuro del GNL

El futuro del gas natural

Existe hoy consenso sobre el prometedor futuro que tiene el gas natural en el siglo XXI. La Agencia Internacional de la Energía, en su publicación anual del *World Energy Outlook* correspondiente al 2015 (*WEO2015*), estima el crecimiento anual de la demanda hasta el año 2040 en un 1,4%, por debajo de la proyección del crecimiento que ha tenido en los últimos años, en su escenario de *new policies*, y por tanto de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Aun en ese contexto, el gas natural en 2040, tendría en el conjunto de fuentes de energía prácticamente un peso similar al de las otras dos energías fósiles: petróleo y carbón. En ese año, el gas alcanzaría un 24% en el *mix* de energías. También de acuerdo con las previsiones de la agencia, el 85% de la demanda adicional vendría de los países no OCDE. El crecimiento se produciría, prácticamente en todo el mundo, con la excepción de Europa, Rusia y también con la excepción de Japón. En EE.UU. también crecería la demanda, aunque con una tasa relativamente baja del 0,4%.

También hay consenso en que más avanzado el siglo, la cuota del gas continuará creciendo, desplazando progresivamente al resto de energías fósiles. La reducción efectiva de emisiones conlleva la progresiva electrificación del transporte, y un *mix* de generación eléctrica con renovables, energía nuclear y ciclos combinados con gas natural. El protagonismo de las regiones Asia y Asia Pacífico seguirá presente en el futuro previsible.

Peso futuro del GNL en la balanza energética

Aunque el GNL ha tenido altas tasas de crecimiento desde su nacimiento, la tendencia se ha acentuado en el presente siglo. Desde el año 2000, la demanda de gas natural ha crecido en el mundo al 2,7% anual, mientras que el GNL lo hacía por encima del 7%. Aunque esta tasa se va a moderar en los próximos años, todas las previsiones de largo plazo pronostican que el GNL va seguir incrementando su peso en la balanza energética; así pasaría a representar en 2040 más del 20% del total de gas natural desde el 10% actual. Este crecimiento se debe tanto a las mayores oportunidades que ofrece tanto a los propietarios de reservas de gas como a los consumidores.

El futuro de la producción de GNL

En el pasado reciente hemos visto ampliarse el abanico de productores de GNL, con multitud de nuevos entrantes, entre los que destaca Australia – que en muy pocos años y partiendo de cero se convertirá antes del 2020 en el primer productor mundial–, al tiempo que asistimos a la inminente irrupción de los EE.UU.

como futuro gran productor. Estos dos últimos casos –que nadie hubiera previsto unos años antes– se originan por la explosión del gas no convencional, que no solo aumenta muy significativamente la cantidad de recursos recuperables, cambia también el reparto geográfico de las fuentes potenciales de producción, al estar más repartido que el convencional. Esta tendencia a la diversificación de la producción de GNL se va a mantener. De los dos países con mayores reservas de gas, el primero, Rusia, es todavía un productor marginal de GNL, y el segundo, Irán, no es hoy productor.

El posible futuro de Rusia como gran exportador de GNL depende, por una parte, de la evolución futura y duración de su actual situación de país sometido a sanciones económicas por parte de los EE.UU. y la Unión Europea, y por otra, de la evolución de la tecnología que permita la explotación de las enormes reservas que Rusia tiene por encima del círculo polar ártico. La actual coyuntura y previsiones a medio plazo de precios de la energía no facilitan la posición de Rusia.

Irán, a pesar de sus esfuerzos, no ha podido entrar en el mundo del GNL por su aislamiento económico y las limitaciones a la transferencia de tecnología. Esta situación ha cambiado, pero va a tardar varios años hasta normalizarse, y la incertidumbre regulatoria va a continuar estando presente. Es probable, por otra parte, que la inversión extranjera, imprescindible en cualquier caso, preferirá centrarse en el petróleo –que exige menor inversión de capital y ofrece tiempos de maduración de la inversión más cortos, y un acceso a la tecnología mucho más fácil–. Es también probable que esta preferencia en dar prioridad al petróleo sea también la preferida, y por las mismas razones, por las autoridades iraníes, que son las que al final tomarán las decisiones, por lo que el GNL no aparece hoy como una opción probable a corto plazo. A más largo plazo, las opciones de Irán para convertirse en gran productor de GNL van a continuar presentes, con enormes reservas de gas que, a diferencia de las rusas, pueden desarrollarse y movilizarse en condiciones económicas imbatibles.

Al impacto de la futura presencia de Rusia e Irán, y posiblemente con más trascendencia, se une el futuro que abre el desarrollo del *Floating LNG*, o FLNG, es decir de las plantas de licuación flotantes. De esta nueva tecnología, como se vio anteriormente, no hay todavía ninguna planta en operación, pero se espera que este mismo año entren hasta tres y que en dos o tres años haya más de media docena. Buena muestra de lo prometedora que se presenta, gran parte de la nueva capacidad de licuación propuesta en Asia Pacífico utiliza este concepto. La viabilidad de la tecnología no presenta grandes dudas, pero está por ver la evolución de los costes de inversión, y si se reducen significativamente a medida que crece el número de unidades construidas –y por tanto obedece a la clásica curva de experiencia, o como el resto de las plantas de licuación, se ajustan también a esta anomalía–. El hecho de que se pueda elegir dónde se construye la planta introduce el factor de competencia, y aprovechar los reducidos costes de construcción que puede ofrecer un astillero, reduce también los riesgos, lo que conduce a pensar que esta tecnología va a ser exitosa.

En el mar existen multitud de yacimientos de gas, que por su ubicación remota, lejos de la costa, o por su tamaño, no son susceptibles de justificar las inversiones necesarias para su explotación, por lo que no están conceptuadas como reservas de gas. El conjunto de estos yacimientos constituye lo que llama *stranded gas*, gas perdido o desamparado. Muchos de ellos, se localizan en aguas someras, por lo que la extracción del gas puede llevarse a cabo con inversiones asumibles. El desarrollo del *floating LNG* puede en el futuro hacer posible la explotación comercial de este gas, tanto de yacimientos remotos, como de los de tamaño insuficiente para la instalación de una planta fija. En este último caso, una planta flotante podrá extraer el gas durante los pocos años que las reservas permitan, y, después, esa planta dirigirse a otro yacimiento de similares características. Actualmente hay en marcha iniciativas para la inversión en este tipo de plantas por parte de compañías de servicios, que alquilarían estas plantas a los titulares de los yacimientos, que podrían desarrollarlos y explotarlos sin acometer las grandes inversiones que hoy exige el GNL. Se abre así una oportunidad para muchos países en el mundo que tienen yacimientos de este tipo, y para compañías petroleras y gasistas de medio o pequeño tamaño que hoy tienen barreras infranqueables de entrada al GNL. El mismo concepto puede servir para el desarrollo en tierra de reservas de gas en zonas remotas, pero próximas a la costa. Un buen ejemplo de las oportunidades que el *floating LNG* aporta se aprecia en el proyecto de Rubiales, en Colombia, para el desarrollo de unas reservas próximas a la costa caribeña colombiana. El proyecto tiene prevista la utilización de una planta de licuación flotante de 0,5 Mtpa, actualmente en etapa de construcción avanzada en China por una compañía de servicios. Aunque se ha anunciado que el proyecto se pospone por la situación del mercado, no hay duda de que en el futuro veremos iniciativas similares.

El mayor reto al que se enfrenta la industria del GNL en el futuro –en su competencia con otras fuentes de energía– es el de su actual nivel de costes de inversión, originado sobre todo por la inflación de los correspondientes a la licuación. La concentración en pocas manos de la tecnología del proceso y el cuasi monopolio en el suministro de algunos equipos específicos ha sido uno de los factores que han provocado esa escalada. Es evidente que la actual coyuntura del mercado va a exigir un gran esfuerzo de reducción de costes, y que es imperativo que la industria tenga éxito en esa dirección para asegurar un GNL más competitivo en el futuro. A este objetivo ayudará sin duda la diversificación de los agentes de producción. Esta mayor diversificación, y la previsible expansión del mercado *spot* tendrán un efecto de debilitamiento de la estructura de cadena del negocio, lo que también reducirá la percepción de los riesgos de la misma, y facilitará la financiación de los nuevos proyectos, lo que a su vez facilitará la entrada de nuevos agentes.

El futuro de la demanda de GNL

El peso relativo de los grandes consumidores de GNL, Japón, Corea y España será mucho menor en el futuro, ya que contribuirán poco o nada al crecimiento de la demanda. Son países desarrollados, con fuerte presión para reducir sus emisiones de CO₂, con sin duda un compromiso para conseguir esa reducción, y un po-

tencial de crecimiento industrial reducido. El mayor impulso a la nueva demanda vendrá de los grandes países emergentes, China y la India, pero también del resto de países emergentes que necesitan el gas para su desarrollo. La producción de gas en Europa va a disminuir a medida que transcurra el siglo, con las producciones de gas de Holanda, Reino Unido y Noruega en declive, y sin perspectivas, hoy por hoy, de que desaparezcan las barreras al desarrollo de gas no convencional –cuyos recursos en Europa son por otra parte limitados–. No parece fácil que desaparezcan las grandes dificultades geopolíticas para que se consoliden las iniciativas de traer gas del Caspio y de las repúblicas del Asia central por gasoducto. Si no quiere aumentar su dependencia del gas ruso, Europa tendrá que sustituir al menos parte de la pérdida de producción propia con GNL.

También se convertirán en consumidores de GNL países tradicionalmente productores de gas, incluso productores de GNL en el pasado, como consecuencia del crecimiento de sus mercados domésticos y del declive de sus propios yacimientos. Puede sorprender el hecho de que países como Egipto, Bahrein, Dubai, Omán o Kuwait o algunas islas de Indonesia sean hoy, o en un futuro inmediato, importadores de gas y que utilicen sus antiguas plantas de licuación para importar gas, o tengan en proyecto plantas de regasificación.

Crecimiento del GNL en segmentos y mercados no convencionales

El GNL no estaba hasta ahora presente en el mercado final de energía, ya que se utiliza una vez regasificado en los segmentos tradicionales de utilización del gas, pero aparecen hoy aplicaciones en los que su utilización directa se presenta hoy con ventajas que le permitirán sustituir otras energías. La más importante es la de su utilización como combustible en el tráfico marino, mayoritariamente *fuel oil* marino, al que en muchas zonas del mundo se destinan los fuelóleos de peor calidad, y por tanto muy contaminantes. La exigencia de reducir las emisiones obliga a utilizar Diésel marino, que difícilmente podrá competir en precio y en emisiones con el GNL, por lo que ya se está teniendo en cuenta la utilización de este como combustible base en la construcción de nuevos buques.

La utilización del gas para el transporte terrestre está creciendo en todo el mundo, en sustitución de los carburantes derivados del petróleo por el menor precio del gas. Este crecimiento es más alto donde hay grandes diferencias de precio, y sobre todo en los países emergentes. Se estima que hoy hay en el mundo más de veintitrés millones de vehículos que utilizan gas natural, y su utilización seguirá creciendo, aunque se modere en un escenario de precios bajos. Para los vehículos ligeros, se utiliza y seguirá usándose gas comprimido. Sin embargo, para el transporte pesado, camiones y autobuses, es cada vez más evidente la ventaja de utilizar GNL allí donde esté disponible. La utilización en ese segmento crecerá en el tiempo, aunque desde una base muy pequeña, y lentamente en una primera etapa por la necesidad de desplegar infraestructuras de distribución, pero es una alternativa económica y de futuro para reducir emisiones en los lugares donde el GNL esté presente. Su uso está creciendo en

zonas con altos niveles de contaminación, como en algunas zonas de China pero también en dónde la normativa de emisiones es más estricta, como California. Llama la atención el hecho de que el 7% de los vehículos pesados vendidos en China el año 2013 tengan previsto consumir GNL. En Europa existe un proyecto promovido por la Comisión, para incentivar el consumo de GNL en el transporte pesado por carretera. Este proyecto, llamado *Blue Corridors Project*, prevé inversiones en infraestructura de distribución y en flota de camiones en los cuatro principales corredores de transporte europeos.

Otra utilización, por el momento marginal, pero que se expandirá a medida que haya más instalaciones de licuación y regasificación en el mundo, es la del llamado en la jerga del negocio *Small Scale LNG*, o SSLNG, es decir GNL en pequeña escala, básicamente plantas de almacenamiento y regasificación de reducido tamaño, que operan como satélites de plantas convencionales, y reciben el GNL con metaneros de pequeña capacidad que operan como lanzaderas, o por carretera en el caso de plantas terrestres. Esta modalidad está actualmente en pleno desarrollo en todo el mundo, especialmente en Asia, para introducir el gas en las islas, tanto en Japón como en Indonesia –similar concepto se está utilizando en el Caribe–, y en China para dar acceso al gas a industrias remotas.

El GNL, una industria global en un mundo globalizado

El GNL tiene apenas cincuenta años de vida. Su rápido desarrollo dio acceso al gas natural a países como Japón, Corea, España y fue pieza clave para su desarrollo económico. Para los productores –Argelia, Trinidad– pronto se convirtió en la piedra sillar de sus economías, y ha puesto a Qatar en el mundo en la posición en la que hoy la conocemos.

Ya en este siglo, su crecimiento en volumen y expansión geográfica se ha producido aún más deprisa, y es una pieza importante para más países, tanto productores como consumidores. Hoy asegura el 10% de la demanda mundial de gas y el 30% del mercado internacional del mismo, y cuenta con producción en todos los continentes. Diecinueve países producen GNL, a los que pronto se unirá EE.UU. como gran productor, y treinta países son importadores.

Se prevé que el gas natural siga creciendo más que los demás combustibles fósiles, y que en 2050 sea la primera fuente de energía. El GNL crecerá todavía más de prisa, y que a mediados de siglo suponga el 20% de la demanda de gas.

Tan importante como su mayor peso en el mercado de energía es su contribución a la seguridad de suministro y a su globalización. Su expansión, y la cada vez más importante proporción de las ventas *spot* o a corto plazo, tendrán un efecto cada más mitigador de las grandes diferencias regionales existentes en los precios del gas natural, así como el llamado *decoupling* de precios entre gas y petróleo.

Visión geoestratégica de las rutas marítimas de la energía

Gonzalo Sirvent Zaragoza

Resumen

El nuevo orden económico mundial que nace de los Acuerdos de *Bretton Woods* tiene uno de sus pilares fundamentales en el comercio marítimo. Para que este cumpla su función se necesita una poderosa flota mercante formada por buques dotados de una gran capacidad de carga, así como que la libertad de navegación en las líneas de comunicaciones marítimas (SLOCS)¹ no se vea amenazada. Esta necesidad es más crítica en determinados puntos focales o de estrangulamiento, verdaderos cuellos de botella en los que confluye un tráfico muy elevado de petroleros y buques gaseros, que podrían ver obstaculizado o impedido su paso como consecuencia de un conflicto bélico, las actuaciones de un determinado estado, el terrorismo u otros supuestos. De interrumpirse este tráfico, se producirían graves retrasos en los suministros y una importante subida de los precios en los mercados mundiales, que afectarían gravemente a muchos países, con el riesgo de provocar una crisis económica generalizada.

Palabras clave

Petróleo, gas natural licuado (GNL), rutas marítimas, puntos críticos, libertad de navegación, seguridad marítima.

¹ *Sea Lines of Communications.*

Abstract

The new world economic order arising out of the Bretton Woods Agreements bases one of its fundamental pillars on maritime trade. For maritime trade to accomplish its purpose a powerful fleet of merchant vessels is needed with high cargo capacity, along with the freedom to sail unthreatened down the Sea Lines of Communications (SLOCs).² This need is even more critical in certain choke points, real bottlenecks where a high amount of oil tankers and gas carriers converge, whose free passage could be hindered or impeded by an armed conflict, by action from a certain State, terrorism or others. Should this traffic be interrupted, it would lead to severe delays in supplies and a major increase in prices on world markets, seriously affecting many countries, and entailing the risk of causing a general economic crisis.

Keywords

Crude oil, liquefied natural gas (LNG), maritime routes, critical points, free passage, maritime security.

² VOID.

Introducción

En este capítulo se expondrá inicialmente la importancia del libre comercio para el desarrollo económico, el cual se ha convertido en un elemento imprescindible para el funcionamiento de la economía mundial. Se verá también que los intercambios se llevan a cabo principalmente por mar, a bordo de grandes buques, verdaderos monstruos de las economías de escala, cuyas prestaciones permiten que el coste del transporte de las mercancías sea ínfimo. En el nuevo modelo económico que surge de los acuerdos de *Bretton Woods*, el comercio marítimo beneficia a todos y, en particular, permite el transporte por mar de ingentes cantidades de petróleo desde los países con excedentes hacia los que necesitan adquirirlo en el mercado mundial para que sus economías no se paren. A su vez, se está imponiendo cada vez más el transporte del gas natural en forma líquida a -161°C lo que facilita el acceso de todos los países a este mercado en desarrollo, cada vez más abierto y flexible.

Posteriormente se analizarán las principales rutas marítimas que siguen ambos recursos y se expondrán los flujos más importantes, su entidad, los puntos de origen y su destino final.

Así mismo, se analizarán las derrotas marinas más utilizadas, en particular, los puntos focales o de estrangulamiento del tráfico, conocidos internacionalmente como *choke points*, al tiempo que se analiza su importancia estratégica y los principales riesgos a los que se enfrenta cada uno de ellos. Este análisis será lo más exhaustivo posible dentro de la extensión disponible, e incluirá una exposición de los conceptos y derechos fundamentales regulados por la Convención de Naciones Unidas para el Derecho del Mar, verdadera garantía de la libertad de navegación, en particular el «derecho de paso en tránsito», imprescindible para que estos flujos circulen libremente y todos podamos beneficiarnos de ellos.

Finalmente, se expondrá la importancia de definir una Seguridad Marítima basada en la coordinación de todos los actores marítimos de los países y de estos entre sí, dentro de sendos programas de cooperación internacional, haciendo especial hincapié en la importancia del buque de guerra y de las modernas agrupaciones aeronavales internacionales como elemento de cohesión y de eficacia para asegurar el libre empleo de la mar, previniendo y actuando contra toda clase de riesgos o amenazas.

El comercio marítimo mundial

El libre comercio

El libre comercio entre las naciones presenta múltiples ventajas. Una de ellas es que permite adquirir aquellos recursos de los que se carece, algunos de los cuales pueden ser valiosísimos para mantener nuestro sistema de vida. Tal es el caso del petróleo y el gas natural. Además el comercio no es un juego de suma cero en el que lo que unos ganan lo pierden otros, sino que todos se benefician

con él, tal y como demostraron David Ricardo y otros economistas clásicos. Así mismo, actúa como un elemento multiplicador del crecimiento, al generar puestos de trabajo, transmitir nuevas ideas y ser un estímulo a la innovación.

Otros efectos inducidos importantes son que favorece la especialización del trabajo, con lo que la producción se hace progresivamente más barata a medida que se avanza en el aprendizaje, así como las economías de escala que se generan al ampliar los mercados. Estas economías son parte consustancial de los grandes buques de hoy en día.

Por último, el comercio genera una interdependencia creciente entre países, realimentando su necesidad, lo que en un sistema de libre comercio puede constituir una fuente importante de estabilidad y progreso.

Antecedentes

Desde las primeras culturas se vio que el barco era el medio de transporte ideal. En un principio se utilizaron los ríos para comerciar, pero muy pronto el hombre se atrevió a surcar los mares para llegar a tierras más lejanas. Su gran capacidad de carga y la utilización de la vela hicieron del buque un medio barato que permitía recorrer distancias excesivamente largas para transportar los productos por tierra, si es que era viable. Otras veces la mar era el único camino posible.

La Revolución Industrial aplicó la máquina de vapor a la propulsión naval, al tiempo que generó una fuerte demanda de materias primas y de toda clase de productos elaborados, lo que impulsó espectacularmente el comercio –en particular el comercio por mar–. A esto último contribuyó la construcción de buques con gran capacidad de carga, de forma que la repercusión del coste del transporte en el precio unitario de los bienes que portaban era pequeña. Igualmente, contribuyó a ello la duración mucho menor de los viajes, al no depender el rumbo ni su duración de los vientos reinantes. De esta forma, el barco se convirtió en el medio de transporte por excelencia.

El comercio internacional continuó una fuerte senda de crecimiento desde entonces, siendo de destacar que a finales del siglo XIX se aceleró, llegando a cuadruplicarse en solo cuarenta años. Las crecientes economías de escala en las prestaciones de los barcos, el aumento de la demanda de toda clase de bienes y la apertura de los canales de Suez y Panamá, que acortaron espectacularmente las derrotas marítimas, contribuyeron a ello.

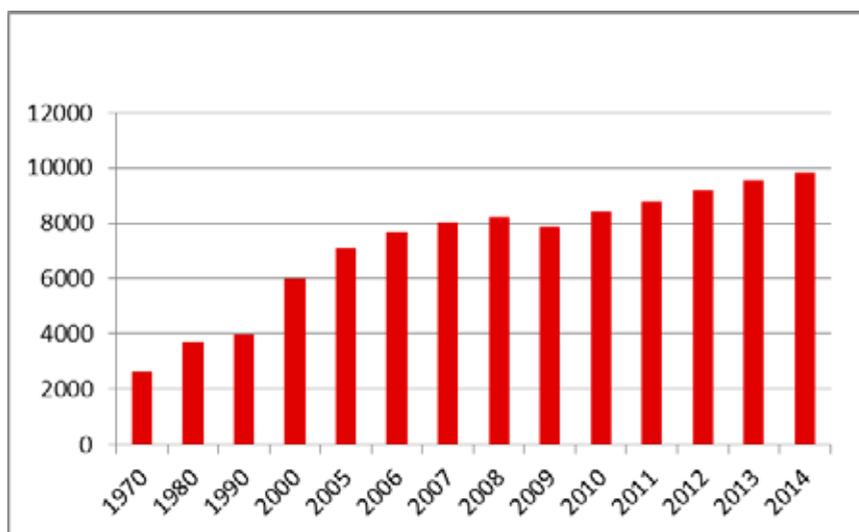
Sin embargo, el modelo económico existente se basaba en el proteccionismo y en que cada metrópoli tenía sus áreas de intercambio, más o menos cerradas para el resto del mundo, al tiempo que existía una gran rivalidad entre las principales potencias por asegurarse las materias primas. Esta situación de intereses económicos fuertemente enfrentados fue una de las causas que condujeron a las dos guerras mundiales, con dramáticas consecuencias para todos.

Afortunadamente, los hombres de estado aprendieron la lección y establecieron las bases para un comercio libre entre iguales, una mayor estabilidad de los mercados de divisas y unas relaciones más cooperativas entre las naciones, que incluirían la ayuda al desarrollo de las más atrasadas. Mediante los Acuerdos de *Bretton Woods* de 1944 se crearon el GATT,³ el Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial, orientados a los cometidos anteriores. Desde entonces el mundo ha conocido un largo y fructífero periodo de crecimiento que aún continúa.

Como muestra de ello, en el gráfico que se acompaña pueden verse las cifras del comercio marítimo mundial publicadas por la UNCTAD⁴ desde 1970. Estas cifras expresan claramente su espectacular evolución, que llevó al siglo xx a finalizar duplicando de nuevo las toneladas intercambiadas de toda clase de productos en los últimos 25 años, todo ello a pesar de la grave recesión mundial que ocasionaron las dos crisis del petróleo de los años 70.

Situación actual

En 2014 en el mundo se transportaron por mar en torno a 10.000 millones de toneladas de productos, en su mayoría vitales para el funcionamiento de los engranajes económicos de los países. Entre ellos, las toneladas transportadas de petróleo ocupan el primer lugar en cantidad (26% del total) y en importancia, pues es la savia imprescindible para el funcionamiento de las fábricas, el



Transporte marítimo mundial (millones de toneladas).Gráfico
1. Datos: UNCTAD. Gráfico: elaboración propia.

³ Acrónimo de *General Agreement on Tariffs and Trade* por el que se conoció a este organismo, que consiguió una liberalización sin precedentes del comercio mundial. Actualmente el GATT se ha convertido en la Organización Mundial de Comercio (OMC).

⁴ Conferencia de las Naciones Unidas para el Comercio y el Desarrollo.

transporte y la elaboración de un sinfín de productos habituales en nuestra vida. También las toneladas de carbón ocupan un lugar importante (12%), correspondiéndole un puesto más modesto⁵ al gas natural –6% entre el gas natural, los gases de petróleo y otros productos químicos–.⁶

En estos últimos años, una vez superada la reciente recesión económica, el comercio internacional está recuperando su ritmo, de forma que es probable que en 2020 se haya duplicado de nuevo con respecto al año 2000. Además, el crecimiento de las últimas décadas ha ido unido a un gran desarrollo de las naciones, tanto en términos del PIB como de mejora en el nivel de vida.

El modelo económico actual ha incorporado además nuevos actores de peso, que se han unido a Europa, EE.UU. y Japón, hasta hace poco sus principales protagonistas. Se trata de las economías emergentes, las cuales han alcanzado un gran nivel de desarrollo en pocos años, de las que el caso más paradigmático es China, que cuenta ya con ocho de los diez primeros puertos del mundo.

Pero este modelo económico depende de que se mantengan los grandes flujos marítimos de mercancías, especialmente los de petróleo y gas natural,⁷ pues muchos países que carecen de estos recursos, necesitan de la mar para recibir unas fuentes de energía primaria sin las cuales se produciría el colapso de sus sistemas de producción. Entre ellos es de destacar el caso de la Unión Europea (UE), cuya dependencia del petróleo es del 88%, siendo la del gas natural de un 66%. De dichas cantidades, Europa recibe por vía marítima el 90% del petróleo y el 15% del gas natural,⁸ llegándole el 85% restante por gasoducto, principalmente desde Rusia.⁹

La marina mercante mundial

Generalidades

La flota mercante mundial contaba el 1 de enero de 2015 con 56.636 buques,¹⁰ con una capacidad de carga total de 1.665 millones de toneladas de peso muerto (TPM).¹¹ De ella forman parte 7.500 petroleros, que constituyen el 13,6% de esta flota en número barcos y el 22% en su tonelaje. Aproximadamente 2.500 son grandes petroleros, de diferentes tamaños, que se dedican al transporte

⁵ En lo que se refiere a su transporte por mar.

⁶ Fuente: UNCTAD. *Review of Maritime Transport* 2015.

⁷ El 61% del petróleo comercializado en el mundo se transporta por mar. En cuanto al gas natural la proporción actual es de un 30%, encontrándose este sector del transporte marítimo sumido en un fuerte proceso de expansión.

⁸ Fuente: Comisión Europea.

⁹ El caso de España es distinto, al recibir de Argelia el 55% del gas que consume, lo que podría ser aprovechado por Europa para diversificar sus suministros.

¹⁰ Fuente: *Lloyd Register*.

¹¹ Las toneladas de peso muerto dan una idea de la capacidad de carga de un buque. Técnicamente incluyen el peso máximo de la carga que pueden transportar, junto con la dotación y todos los consumibles –combustible, agua, víveres, etc.–.

de crudo. Así mismo, existen 1.700 buques gaseros, cuya capacidad de carga supone en torno al 5% del total de la flota.

Las principales flotas mercantes están controladas por empresas navieras de Grecia, Japón, China, Alemania y Corea, por este orden, siendo de destacar que la Unión Europea en su conjunto controla cerca del 40% de la flota mercante mundial. Por su parte, EE.UU., mucho menos dependiente de sus intercambios por mar, controla un porcentaje más reducido de dicha flota, pero sin embargo, es una nación con una gran vocación marítima, que cuenta con la Marina de Guerra más poderosa del mundo, cuyos buques navegan por todos los mares, constituyendo una garantía para la libertad de navegación y la seguridad marítima, tal y como está recogido en su doctrina oficial.¹²

Flota de petroleros

Los buques petroleros se dividen en dos clases principales: los destinados al transporte de crudo desde la terminal marítima hasta una refinería –petroleros de crudo– y los que transportan productos derivados, tales como kerosenos, gasolinas, gas-oíl, etc. –petroleros de productos–. Estos últimos son más pequeños y se dedican a su transporte desde las refinerías a lugares no excesivamente lejanos.

Los petroleros de crudo tienen un tamaño que puede oscilar entre las 50.000 TPM y las 500.000 TPM. Los de mayor tamaño, en torno a 600 buques, son conocidos internacionalmente como *Very Large Crude Carrier* (VLCC) y *Ultra Large Crude Carrier* (ULCC). Los petroleros de gran tamaño pueden cargar en torno a dos millones de barriles de crudo y solo pueden operar en grandes puertos. Además superan las medidas máximas permitidas para navegar a través de determinados canales. La eslora de estos barcos es del orden de 350 metros, con una manga¹³ en torno a 55 metros y un calado¹⁴ superior a 20 metros.

La clasificación más utilizada, en función de su tonelaje y las restricciones asociadas a sus medidas, es la siguiente:

<u>Clase</u>	<u>Tamaño</u>
- Panamax	55.000 a 80.000 TPM
- Aframax15	80.000 a 120.000 TPM
- Suezmax	120.000 a 200.000 TPM ¹⁶
- V.L.C.C.	200.000 TPM a 320.000 TPM
- ULCC	Mayor de 320.000 TPM

¹² Los documentos de alto nivel de la Defensa de EE.UU., de carácter abierto, dejan clara la necesidad de mantener la libertad de navegación en las rutas marítimas mundiales, siendo este país el único que cuenta con capacidades navales suficientes para mantener una presencia avanzada en todo el mundo y para reaccionar ante cualquier agresión.

¹³ Anchura máxima del buque.

¹⁴ Profundidad de la parte sumergida, a plena carga.

¹⁵ Denominación de carácter técnico que no responde a las medidas máximas de un determinado canal.

¹⁶ Actualmente pueden cruzar el Canal de Suez buques de hasta 300.000 TPM.

Europa controla una flota de en torno a 2.000 petroleros, si bien muchos de ellos utilizan una bandera de conveniencia. Por su parte, España cuenta con 21 de estos buques, con un total de 900.000 TPM.¹⁷

Flota de buques gaseros

Los buques dedicados al transporte de gas natural, lo mantienen muy frío a temperatura de licuefacción. Como el metano es el principal constituyente del gas natural, este debe enfriarse a una temperatura de -161° C, lo que reduce su volumen 600 veces, haciendo mucho más rentable su transporte.

Los barcos que transportan gas natural licuado (GNL), también conocidos como metaneros, son buques sofisticados que utilizan una tecnología muy avanzada. Los que se encuentran en servicio suelen tener una eslora comprendida entre los 290 metros y 350 metros, así como una capacidad de carga entre 150.000 m³ y 266.000 m³. Actualmente existen en torno a 400 grandes metaneros en servicio, junto con una importante cartera de pedidos.

Los nuevos metaneros son parte de una revolución en curso, en la que muchos países están llevando a cabo grandes inversiones para dotarse de las infraestructuras necesarias para recibir GNL por mar. Al mismo tiempo los países productores también están invirtiendo en potentes instalaciones para su exportación por mar. Esta revolución cambiará drásticamente el mercado del gas, excesivamente regionalizado, lo que ayudará a garantizar los suministros y redundará en un mercado más flexible y competitivo. España cuenta con quince grandes metaneros, capaces de transportar 1.200.000 TPM, así como con seis plantas regasificadoras, siendo uno de los países europeos más avanzado en este campo.

Las rutas marítimas de la energía

Producción, exportación y consumo de petróleo

El mundo consume aproximadamente 90 millones de barriles diarios de petróleo.¹⁸ Esto supone un consumo anual en torno a los cuatro mil millones de toneladas de crudo, la mayoría de las cuales son transportadas por mar, como se ha dicho,¹⁹ junto con grandes cantidades de productos derivados, todos ellos vitales para los engranajes de nuestras economías.

¹⁷ Datos obtenidos del informe *Merchant Marine and Maritime Transport 2014/2015* de ANAVE (Asociación de Navieros Españoles).

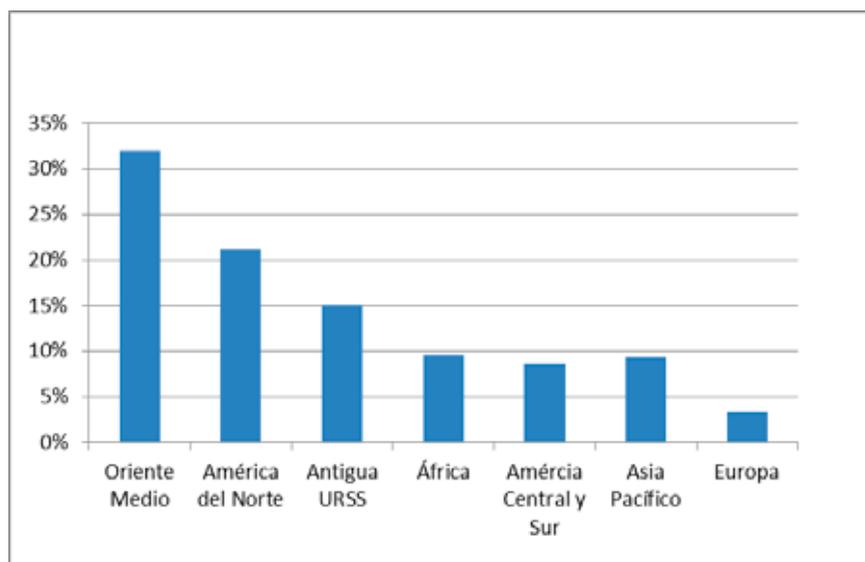
¹⁸ 92,57 millones de barriles/día en 2014 según informe CORES (Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos).

¹⁹ 56,5 millones de barriles diarios, según la Oficina de Información Energética del Departamento de Energía de EE.UU. (EIA).

Las principales reservas de petróleo se encuentran repartidas de forma un tanto caprichosa, al estar normalmente separadas de los grandes consumidores. Las más importantes se encuentran en Arabia Saudita, Venezuela, Canadá e Irán –que acumulan el 95% de las reservas mundiales, seguidas por las de Irak, Kuwait, Emiratos Árabes y Rusia. Por su parte, los principales consumidores son EE.UU., Europa, La India y los países de Asia Pacífico. A excepción del primero, que se ha convertido en muy pocos años en el primer productor mundial gracias a la técnica del *fracking*, los demás, en su mayoría, necesitan importar el petróleo que consumen, por carecer de él o tener una producción muy limitada.

Por grandes zonas, las mayores reservas de petróleo convencional se encuentran agrupadas en Oriente Medio, la antigua URSS, África –África del norte y Golfo de Guinea– y Sudamérica –Venezuela, Brasil– por este orden.

Si nos referimos a la producción actual de petróleo, la principal zona productora es Oriente Medio (32%),²⁰ seguida de América del Norte (21,2%),²¹ los países de la antigua URSS (15,1%),²² África (9,6%) y América Central y del Sur (8,6%). También hay una producción de cierta entidad en Asia Pacífico (9,3%),²³ pero que resulta completamente insuficiente para la zona. Por último, algunos países de Europa –encabezados por Noruega– producen el 3,4% del total mundial, cantidad también muy pequeña para las elevadas necesidades energéticas de la UE.²⁴



Producción mundial de petróleo. Gráfico 2. Fuente: CORES. Gráfico: elaboración propia.

²⁰ El principal productor es Arabia Saudita, con el 12,8% del total mundial.

²¹ EE.UU. ya produce actualmente el 13,3% del total mundial.

²² Rusia produce el 12,2% y la zona del mar Caspio el 2,9% restante.

²³ El principal productor es China, con un 4,7%.

²⁴ Datos proporcionados por CORES, correspondientes a 2014.

Por último, es necesario exponer las cifras de los principales exportadores de petróleo, pues son las que realmente reflejan los orígenes de los flujos mundiales. Estas cifras pueden variar con respecto a las anteriores como consecuencia del grado de autoconsumo o del ritmo de explotación de las reservas en cada país.

Las principales zonas exportadoras en 2014 fueron:²⁵ Oriente Medio (42%), América Central (11,5%), Rusia (11,2%), África Golfo de Guinea (10,5%), América del Norte (6,5%), Europa (4,5%) y África del Norte (2%). Estos datos pueden apreciarse en el siguiente gráfico expresados en porcentaje y en millones de barriles diarios (mbd). En él destaca la enorme importancia del petróleo de Oriente Medio, incluso en un momento en que Irán apenas exportaba. También puede observarse la importancia que están alcanzando las exportaciones de América y África Golfo de Guinea.

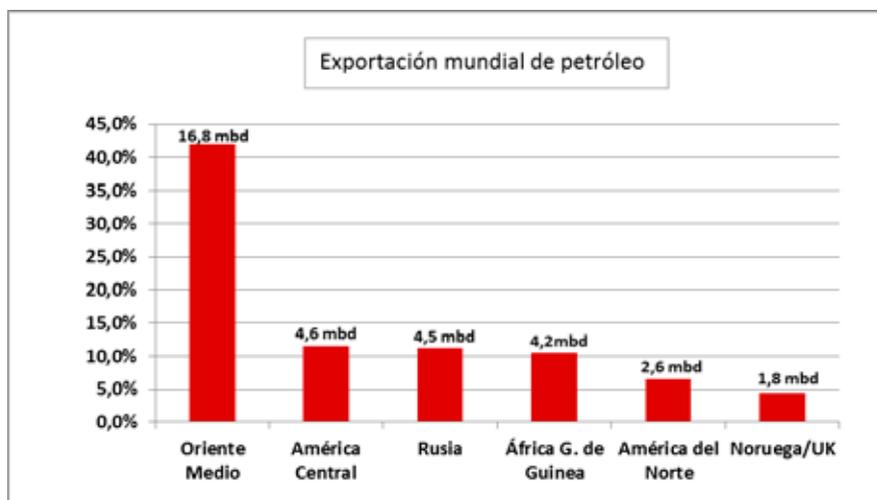


Gráfico 3. Fuente: OPEP. Gráfico: elaboración propia.

Estas regiones o países constituyen los orígenes de los flujos marítimos, siendo sus destinos principales los países de Europa, La India y Asia Pacífico.

Producción, exportación y consumo de gas natural

De acuerdo con la OPEP, la producción mundial de gas natural es de 3,5 billones de m³ al año. Los países que no disponen de este recurso en cantidad suficiente necesitan importar en torno a 1 billón de m³.

Las principales reservas mundiales de gas natural se encuentran en Rusia, Irán y Qatar, seguidos por EE.UU., Arabia Saudita y otras de menor entidad, mien-

²⁵ Fuente: OPEP. *Annual Statistical Bulletin* 2015.

tras que los principales países consumidores coinciden con los anteriormente citados para el petróleo. Por zonas geográficas, estas reservas se agrupan principalmente en las repúblicas de la antigua URSS, Oriente Medio y África, sin olvidar los importantes depósitos naturales de gas no convencional existentes en EE.UU, y en rápido proceso de explotación.

El área geográfica que más produce es América del Norte (27,4%),²⁶ seguida de la antigua URSS (21%),²⁷ Oriente Medio (17,4%),²⁸ Asia Pacífico (15,3%),²⁹ Europa (6,7%),³⁰ África (5,9%)³¹ y América Central y del Sur (5,1%).

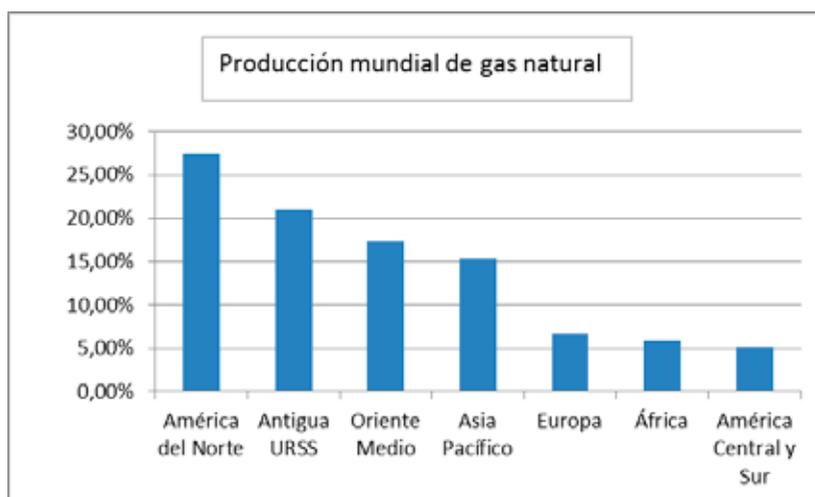


Gráfico 4. Fuente: CORES. Gráfico: elaboración propia.

En lo que respecta a la exportación, los principales proveedores mundiales son los siguientes:³² la antigua URSS (272.000 millones de metros cúbicos, mmc),³³ Oriente Medio (166.000 mmc),³⁴ América del Norte (123.000 mmc),³⁵ Asia Pacífico (119.000 mmc),³⁶ Noruega (107.000 mmc), África del Norte (56.000 mmc), América Central y del Sur (43.000 mmc) y, finalmente, África Golfo de Guinea (32.000 mmc).

²⁶ EEUU. produce el 21% del total mundial, gracias al empleo de nuevas técnicas que permiten la extracción de gas no convencional –*fracking*–.

²⁷ Rusia produce el 16,7% del total mundial.

²⁸ Qatar es el principal productor.

²⁹ China produce el 3,9%, estando el resto de la producción muy repartida.

³⁰ La producción europea, concentrada principalmente en Noruega, Holanda y Reino Unido, es muy inferior a las necesidades de la UE en su conjunto.

³¹ Los países del norte de África producen el 4,2% y Nigeria el 1,1%.

³² Datos correspondientes a 2014, publicados por la OPEP.

³³ Rusia es el mayor exportador de todos, con 195.000 mmc.

³⁴ Qatar es el mayor exportador, con 123.000 mmc.

³⁵ Canadá es el principal exportador, con 79.000 mmc.

³⁶ Malasia, Indonesia y Australia son los principales exportadores.

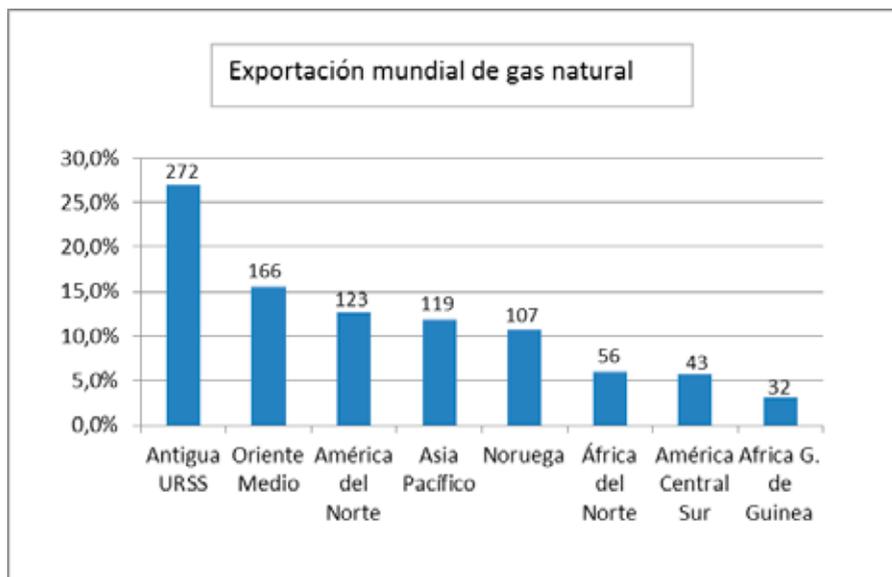


Gráfico 5. Datos: OPEP. Gráfico: elaboración propia.

Con respecto a estas cifras es conveniente tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se refieren a las exportaciones totales, sean por medio de gasoductos o por medio de buques.
- Las antiguas repúblicas soviéticas de Asia Central están alcanzando una importancia creciente, siendo su producción actual un tercio de la de Rusia, que continúa siendo el principal exportador.
- La gran importancia de Oriente Medio, a pesar del embargo a Irán.
- La importancia creciente de América del Norte –Canadá y EE.UU.–, así como de África –costa norte y golfo de Guinea–.
- Las exportaciones de los países de Asia Pacífico se destinan principalmente a la propia región, siendo su cuantía muy inferior a la fuerte demanda de esta zona.
- Las exportaciones de Noruega se destinan principalmente al consumo en Europa, siendo igualmente muy inferiores a sus necesidades.
- La UE importa de Rusia el 40% del gas que consume.

No obstante lo anterior, para determinar los flujos por mar, es necesario conocer qué países son los principales exportadores mundiales de GNL, es decir por mar, los cuales constituyen el verdadero origen de los flujos marítimos de

suministro. Estos datos se han obtenido del informe *World LNG Report 2015* de la International Gas Union y se resumen en el siguiente gráfico:

Principales exportadores mundiales de GNL. (30% de las exportaciones de gas natural)

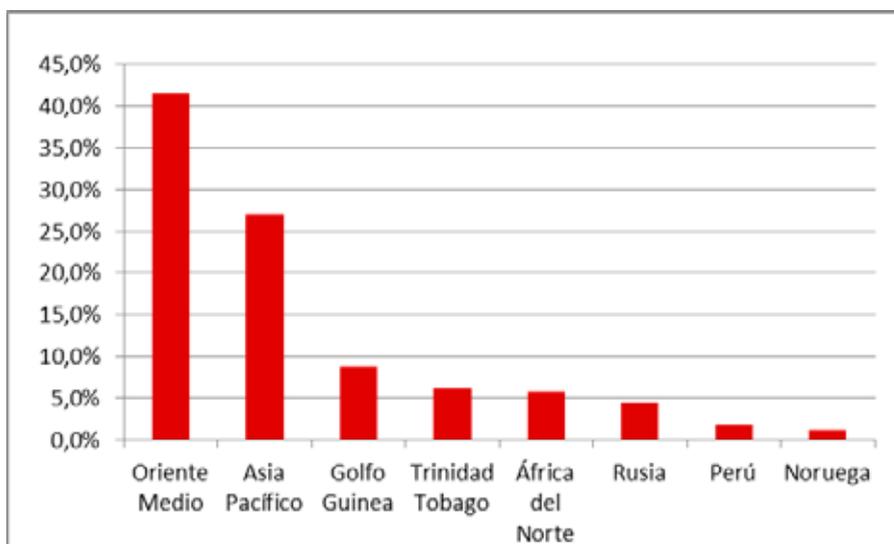


Gráfico 6. Datos: International Gas Union. Gráfico: elaboración propia.

Estas exportaciones, como ya se ha expuesto, se dirigen principalmente a los países de Asia Pacífico, Europa y La India, por este orden, siendo Japón el principal consumidor mundial, muy por delante de los demás países.

Principales rutas marítimas

A continuación se hará una exposición de las rutas que siguen por mar el petróleo y el gas natural a bordo de buques mercantes, todo ello con independencia de los oleoductos y gasoductos marinos existentes, los cuales surcan el fondo generalmente a grandes profundidades, muy difícilmente accesibles y, por tanto, bastante seguras, que no son objeto de este trabajo.

La localización geográfica de los principales países exportadores e importadores determina las rutas que se resumen en las dos figuras que se acompañan, confeccionadas a partir de las tablas de exportación/importación de cada hidrocarburo.

En la primera, elaborada por la *Energy Information Administration* (EIA) del Departamento de Energía de EE.UU, pueden apreciarse los flujos marítimos del petróleo expresados en millones de barriles que circulan diariamente (mbd)

por mar,³⁷ en particular, por determinados puntos de estrangulamiento o *choke points* en terminología anglosajona, que poseen un enorme valor estratégico, por ser auténticos «cuellos de botella» especialmente vulnerables frente a determinados riesgos o amenazas.

Obsérvese la gigantesca cantidad de petróleo, crudo en su mayoría, que sale del Golfo Pérsico (17 mbd) y que se dirige principalmente a la región de Asia-Pacífico a través del estrecho de Malaca (12 mbd). Por este último circulan 15,2 mbd entre el petróleo procedente del Pérsico y otros flujos menores que se le unen procedentes de las rutas de Suez y El Cabo. Obsérvese también que por el Mediterráneo circulan 4,5 mbd procedentes del golfo Pérsico y otros 2,9 mbd procedentes del mar Negro. A ellos se une un flujo no cuantificado en la figura procedente del norte de África, de valor aproximado 1,5 mbd. Por otra parte, los flujos que se aprecian en ella con destino a EE.UU. –correspondientes a 2013– están disminuyendo, debido al fuerte aumento de su producción.



Flujos marítimos del petróleo. Gráfico 7.
Fuente: US Energy Information Administration.

En la siguiente figura se resumen las principales rutas del GNL. Los datos son los correspondientes al año 2014 y se han obtenido a partir del *World LNG Report 2015* de la International Gas Union.

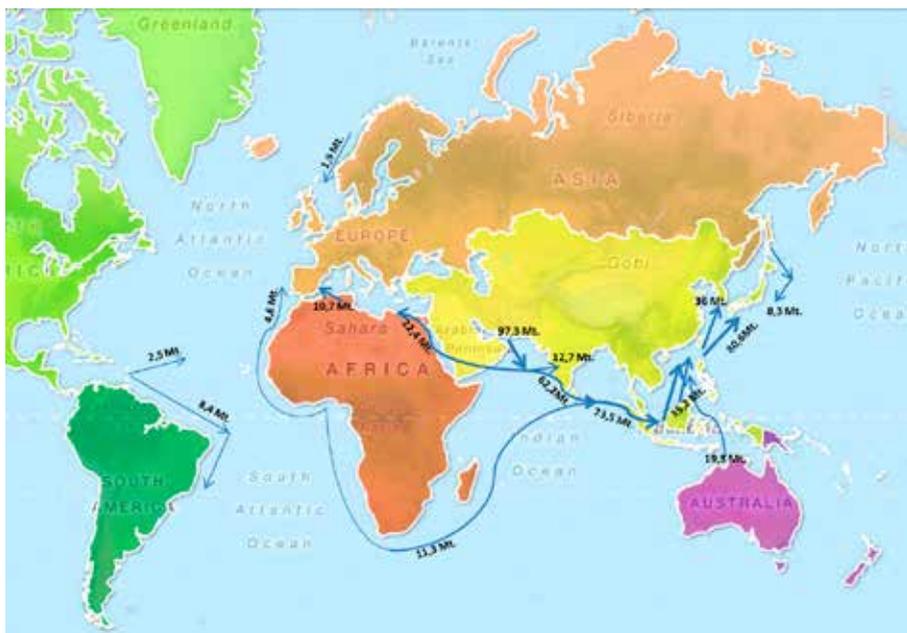
El flujo más importante es el que parte del golfo Pérsico con 97,3 millones de toneladas (Mt), en su mayoría procedentes de Qatar. Este flujo sigue tres rutas, la más importante hacia los países de Asia Pacífico (62,2 Mt), la que se dirige principalmente a Europa (22,4 Mt) y la que finaliza en La India (12,7 Mt).

Otro flujo importante es el que parte del golfo de Guinea hacia Asia por la ruta de El Cabo con 11,3 Mt, de forma que por el estrecho de Malaca transitan en torno a 75 Mt, que se dirigen a alimentar las economías de Japón –primer importador del

³⁷ Información correspondiente a 2013. Los datos incluyen tanto el tráfico de crudo como el de productos de petróleo.

mundo-, Corea y China, cuyas importaciones totales son de 88,9 Mt, 38 Mt y 20 Mt, respectivamente. Por su parte, Malasia, Australia e Indonesia exportan otras 63,3 Mt, que en su mayoría se dirigen a los mercados asiáticos.

Finalmente pueden apreciarse los flujos procedentes de Rusia hacia Japón (8,7 Mt), el de Argelia hacia Europa –10,7 Mt, principalmente en dirección a España y Francia–, el de Noruega hacia Europa (1,9 Mt.) y los que parten de Trinidad y Tobago (10,9 Mt). La figura no incluye otros flujos de menor entidad.



Flujos marítimos del GNL. Gráfico 8. Datos: IGU World LNG Report 2015. Figura: elaboración propia.

En cifras globales es importante destacar que el 65% del tráfico mundial de GNL circula por el Mar de la China.³⁸ En total, los países de Asia Pacífico importan anualmente la impresionante cifra de 165,5 Mt.

Por su parte, la Unión Europea importó por mar solamente 33 Mt de GNL, aproximadamente un 15% del volumen total de sus importaciones de gas. En este caso la dependencia del mar es baja, pero a cambio existe una gran dependencia del gas de Rusia, lo que supone una vulnerabilidad importante.

Tendencias

Los flujos anteriores está previsto que sufran algunos cambios en los próximos años que es conveniente comentar. Por una parte, en las próximas décadas, el

³⁸ También conocido como mar del Sur de China o mar Meridional de China.

principal crecimiento de la demanda mundial de petróleo tendrá lugar en La India y los países de Asia Pacífico, que acapararán el 72% de su crecimiento, fundamentalmente China, La India y Japón, de forma que, en 2040, los países asiáticos importarán dos de cada tres barriles de crudo comercializados internacionalmente.³⁹ Ello supondrá un nuevo aumento en el número de grandes petroleros que navegan hacia Asia Pacífico, principalmente a través del estrecho de Malaca, así como del tráfico de crudo en el mar de China.

El aumento de la demanda en Asia irá unido a un estancamiento del consumo de petróleo en Europa y EE.UU., que utilizarán más el gas natural y las energías renovables.

Desde el punto de vista de la oferta, EE.UU., primer productor y primer consumidor de petróleo del mundo, ya está comenzando a exportarlo, tendencia que continuará en los próximos años. Así mismo, se prevén incrementos importantes en la producción *off-shore* de los yacimientos profundos de Brasil y del Golfo de Guinea. A ello se une que EE.UU. está dejando de consumir importantes cantidades de crudo ligero procedente de África –Argelia, Nigeria y Angola–. Todo este crudo se irá dirigiendo principalmente hacia Asia Pacífico. Para ello, el del norte de África utilizará la ruta de Suez en sentido este, el procedente del golfo de Guinea la ruta de El Cabo y el procedente de América podrá utilizar el canal de Panamá ampliado, aunque solo para petroleros pequeños (hasta 120.000 TPM), debiendo utilizar otras rutas para los petroleros de mayor tamaño.

En lo que respecta a Europa, es muy probable que aumente la diversificación de sus fuentes de suministro, adquiriendo crudo de EE.UU. y de otros países de la cuenca Atlántica, al tiempo que disminuirá su alta dependencia de Rusia.

En cuanto al transporte de gas natural licuado por mar, está previsto que continúe su fuerte ritmo de crecimiento. Por zonas, el mayor incremento de su demanda en los próximos años también tendrá lugar en Asia, principalmente en China y La India, mientras que a los principales productores actuales, con Qatar y Rusia a la cabeza, se unirán Australia y Nigeria, cuya producción aumentará notablemente. También cobrará una importancia creciente la producción de gas no convencional, encabezada por EE.UU., que comenzará a exportarlo, probablemente a Europa y también a Japón, en este último caso utilizando el canal de Panamá ampliado. En lo que respecta a Asia, lo más probable es que el flujo de gaseros a través del estrecho de Malaca continúe aumentado, lo que dependerá del grado de explotación de los yacimientos australianos, que crecerá de forma importante.

Así pues, en los próximos años la cuenca Atlántica va a cobrar una mayor importancia geoestratégica como suministradora tanto de petróleo como de gas natural, con unos flujos que se dirigirán principalmente hacia Europa y Asia Pacífico. En particular, es importante destacar que Europa podrá contar con nuevos e importantes suministros procedentes de América y del golfo de Gui-

³⁹ Fuente: *World Energy Outlook 2014*.

nea que le ayudarán a disminuir su dependencia de Rusia. Además, entrarán en servicio nuevas explotaciones en el Mediterráneo Oriental, que se unirán a las ya existentes en Argelia y Libia lo que también contribuirá a disminuir dicha dependencia.

Finalmente, se acompaña un gráfico en el que se representa el grado de dependencia energética actual con respecto al petróleo y el gas natural por parte de diversos países y la situación prevista en 2035. Como puede apreciarse, la dependencia de EE.UU. será prácticamente nula en dicho año, mientras que la de China y La India aumentará de forma notable, principalmente en el caso del petróleo. Por su parte, la de la UE aumentará todavía más para ambos hidrocarburos y se aproximará a la situación de fuerte dependencia que sufre Japón.

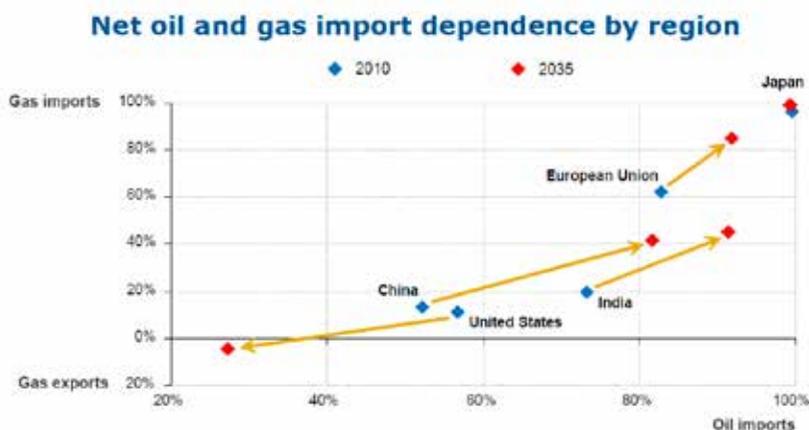


Gráfico 9. Fuente: Comisión Europea/EIA.

Principales riesgos y amenazas en las rutas marítimas de la energía

En los documentos relativos a Seguridad y Defensa, tanto de carácter nacional como internacional (OTAN, UE), se distingue entre los «riesgos» que podrían materializarse en contra de nuestros intereses y las «amenazas» directas sobre ellos, cuando existe una intencionalidad manifiesta de agredirlos.

Ambos conceptos se pueden dar, se han dado ya en alguna ocasión, en las rutas marítimas de la energía y se podrían agrupar de la forma que se indica a continuación. Posteriormente, a lo largo de este trabajo se analizarán los riesgos o amenazas más preocupantes en los principales puntos críticos de estas rutas, y que básicamente son los siguientes:

Grave crisis internacional o conflicto armado

Por una parte, podría darse en el caso de que un país decidiera no respetar la libertad de navegación por un determinado paso o zona, por considerarlo propio o para perjudicar a otros, y que tratara de impedirla, por ejemplo fondeando minas navales. Esto supondría una grave amenaza para el tráfico si se hiciera con minas de alta tecnología o con una gran densidad de minado. Afortunadamente esta hipótesis es muy poco probable, dado el grado de interdependencia de las economías de hoy.

Sin embargo, sería más fácil que esta amenaza llegara a materializarse en el caso de un conflicto armado entre países. Si se produjera esta situación, algún país o coalición tendría que utilizar sus fuerzas navales para anularla y restablecer el paso. En este sentido, es de destacar el fuerte compromiso de EE.UU. con mantener la libertad de navegación, ya citado, y que está recogido en el documento *National Security Strategy*, firmado por el presidente Obama en febrero de 2015.⁴⁰ Por su parte, la OTAN, si bien está más orientada al escenario del Atlántico Norte, ya hace tiempo que contempla las operaciones fuera de área específicamente autorizadas por el Consejo Atlántico. En este sentido, su doctrina sobre Seguridad Marítima prevé que sus fuerzas deben estar preparadas para proteger la «libertad de navegación» y contribuir a la «seguridad energética» mediante la protección de las líneas de comunicación, todo ello en el marco de operaciones autorizadas por el Consejo Atlántico.⁴¹

Atentado terrorista con intención de cerrar un paso estratégico

Podría revestir diversas formas. Dentro de la irracionalidad que lamentablemente ya se ha visto con estos grupos, cabría imaginar una cadena de atentados contra el tráfico, lo que sin duda alguna sería contestado militarmente con contundencia por parte de la comunidad internacional y no prosperaría. En segundo lugar podría producirse un ataque aislado contra un gran buque con intención de dañarlo gravemente o incluso hundirlo en un paso estrecho y poco profundo. Tampoco sería descartable el fondeo más o menos puntual de alguna mina naval en el mismo. En ambos casos, de llegar a materializarse con éxito el bloqueo de un paso, la comunidad internacional cuenta con medios tecnológicos y militares suficientes para restablecer la situación en poco tiempo. Aun así, es preocupante la situación actual de la península del Sinaí y habrá que estar muy atento a su evolución.

Piratería y robo armado

Se trataría de robos y secuestros llevados a cabo con violencia como lamentablemente se han estado sufriendo en una gran extensión de mar frente

⁴⁰ «Los EE.UU tienen un gran interés en la libertad de navegación y sobrevuelo, así como en la seguridad y sostenibilidad de los entornos aéreo y marítimo. Por tanto, mantendremos la capacidad para asegurar el libre flujo del comercio». Apartado *Air and Maritime Security*, p.13.

⁴¹ Documento *Alliance Maritime Strategy*, sección III (Contribución Marítima a la Seguridad de la Alianza).

a Somalia, prácticamente desaparecidos gracias al esfuerzo internacional llevado a cabo, o los que se continúan sufriendo todavía en el estrecho de Malaca y en el Golfo de Guinea.

Grave accidente que llegara a bloquear un paso estratégico

Esta hipótesis solo podría llegar a impedir el paso en un estrecho muy angosto y poco profundo, en particular en uno de los canales artificiales que atraviesan las rutas marítimas de la energía. Bajo esta óptica, probablemente el canal de Suez sea el paso más vulnerable.

Puntos críticos y zonas de especial interés estratégico

Las agresiones a la libertad de navegación es más probable, al tiempo que más preocupante, que se den en aquellos puntos de estrangulamiento en los que confluye un importante tráfico marítimo y por los que es necesario el tránsito, debido a condicionamientos geográficos y económicos, a no ser que se utilicen rutas alternativas, generalmente mucho más largas y costosas.

Es necesario por tanto proteger las rutas marítimas internacionales utilizadas por miles de petroleros y metaneros, cuya puntual llegada a puerto es importantísima. Este es un reto de primera magnitud para las Marinas de Guerra mundiales, consustancial con su propia razón de ser. Muy especialmente, debe garantizarse el tránsito por los puntos de paso críticos utilizados por estos buques, pues el cierre de cualquiera de ellos podría suponer grandes retrasos en los suministros energéticos, con graves consecuencias para los países importadores, así como una fuerte subida de los precios que se trasladaría rápidamente al mercado mundial y que podría provocar una grave crisis económica global.

Estos puntos y zonas son los siguientes:

Estrecho de Ormuz

a) Generalidades

Transcurre entre la costa de Irán al norte y la de Omán al sur. Su anchura es de 21 millas⁴² (39 km.) y es, sin duda alguna, el punto crítico más importante del mundo. A través de él circulan diariamente 17 millones de barriles de petróleo, que se dirigen principalmente a Asia (80%), donde se encuentran los mayores consumidores mundiales. También son importantes las exportaciones a Europa, donde se dirige prácticamente el 20% restante. Es de los pocos cuya profundidad permite el paso de los grandes superpetroleros tipo VLCC y ULCC. Diariamente lo cruzan en torno a 14 grandes petroleros, lo que supone cinco mil tránsitos de estos buques al año.

⁴² La milla marina equivale a 1.852 metros.



Tráfico de petroleros en el golfo Pérsico. Gráfico 10. Fuente: www.marinetraffic.com.

En lo que respecta al transporte de GNL, por este estrecho transitan 200 millones de metros cúbicos de GNL al año a bordo de grandes gaseros que proceden principalmente de Qatar, y que en su mayoría se dirigen a los países de Asia Pacífico, La India y la Unión Europea. Esta cifra supone un tráfico aproximado de 1.500 buques gaseros al año.

b) Seguridad del tránsito

Entre las causas que podrían provocar el cierre de este estrecho es muy difícil imaginar un escenario que llegara a conseguirlo, siquiera temporalmente, salvo un conflicto bélico.

Si se piensa en el terrorismo internacional, la anchura y profundidad de sus aguas –en torno a 100 metros en la zona de paso– soportarían perfectamente un intento de cortarlo hundiendo un gran buque en la canal de entrada o salida. Además debe tenerse en cuenta que si la reacción de las potencias occidentales en estos últimos años para enfrentarse al problema de la piratería frente a Somalia y en el golfo de Adén ha sido contundente, todavía lo sería mucho más en este caso.

Otra posibilidad que antes del reciente acuerdo con Irán cabría imaginar, es una actitud de entorpecimiento del tráfico por parte de este país. Sin embargo, el tráfico no podría ser impedido salvo si se decidiera violar flagrantemente la Convención de Naciones Unidas sobre Derecho del Mar. Esta hipotética actitud nunca prosperaría, pues no sería tolerada por las grandes potencias, en particular por EE.UU., todo ello con independencia de que supondría un perjuicio para el propio Irán, para cuyas exportaciones necesita esta ruta.

Por último, si se piensa en un posible conflicto bélico, nunca descartable en esta zona del Globo, habría dos armas potencialmente muy peligrosas: los lanzadores de misiles anti buque y las minas navales. Los primeros serían fácilmente localizables y destruibles, mientras que el posible minado del estrecho, suponiendo que pudiera llevarse a cabo sin ser detectado, no impediría que se restableciera pronto el tráfico abriendo una canal de entrada y otra de salida,

tarea que podría ser perfectamente acometida por modernos cazaminas, como los que existen en las marinas de guerra occidentales.⁴³

c) Consideraciones geoestratégicas

En el golfo Pérsico se encuentran cerca de la mitad de las reservas mundiales de petróleo y gas natural.⁴⁴ Este hecho se refleja ampliamente en el impresionante flujo de petróleo que sale por Ormuz y que supone el 42% del suministro mundial. En el caso del gas natural, transita por él el 38% del mercado del GNL.⁴⁵ Por lo tanto el valor estratégico de este estrecho es enorme.

Si bien existen algunos oleoductos que permiten evitar su tránsito, las cantidades de crudo que pueden bombear son muy inferiores a las que transportan diariamente los superpetroleros. Algunos de estos oleoductos se encuentran además en mal estado. En definitiva, el tránsito marítimo de petróleo no podría ser sustituido por oleoductos. Lo mismo puede decirse de los escasos gasoductos en proyecto.

Por todo ello es imprescindible asegurar ambos flujos a través de este paso. En este sentido es una suerte para la comunidad internacional que EE.UU. siempre haya desplegado su Marina de Guerra en este escenario, donde mantiene la fuerza de tarea combinada TF 152 y en la que participan diversos países, entre ellos Bahrein, Arabia Saudita, Qatar, Kuwait, Emiratos Árabes y Reino Unido.

Incluso en la actualidad, momento en el que EE.UU. es prácticamente autosuficiente energéticamente, el compromiso norteamericano es muy claro, tal y como queda reflejado en el Documento de alto nivel *National Security Strategy*, anteriormente citado.⁴⁶

Este compromiso es consecuencia de la importancia que los recursos de Oriente Medio tienen para la paz y estabilidad mundiales. Por una parte, son recursos importantes para muchos países de la OTAN y, por otra, las economías de Asia, en particular China, India y Japón, tienen una dependencia altísima de ellos, por lo que el actual modelo económico mundial, profundamente interdependiente, se enfrentaría a un gravísimo shock en el caso de su hipotético cierre.

Estrecho de Bab el-Mandeb

a) Generalidades

Tiene 16 millas de ancho, 60 millas de largo y una profundidad de 300 metros, siendo sus países ribereños Yemen en la orilla norte y Yibuti y Eritrea en la ori-

⁴³ Para las operaciones de limpieza haría falta un periodo de tarea poco significativo, durante parte del cual podría ser necesario el cierre del estrecho.

⁴⁴ 47,7% y 42,7% respectivamente, según el informe CORES relativo al año 2014.

⁴⁵ De acuerdo con las cifras de exportación recogidas en el informe *World LNG Report 2014*, publicado por *International Gas Unión*.

⁴⁶ «En Oriente Medio desmantelaremos las redes terroristas que amenazan a nuestro pueblo, nos enfrentaremos a cualquier agresión externa contra nuestros aliados y socios y aseguraremos el libre flujo de energía desde la región al resto del mundo» Apartado «*Seek Stability and Peace in the Middle East and North Africa*», p. 26.

lla sur. Constituye el acceso natural al mar Rojo/canal de Suez desde el golfo Pérsico y el océano Índico, así como la salida hacia el Índico de los barcos que atraviesan el canal de Suez procedentes del Mediterráneo. Los buques que se dirigen a Europa llegan a este estrecho a través del golfo de Adén, cuyas aguas bañan Yemen y Somalia a lo largo de una extensión de 1.000 km. El golfo de Adén, hoy sometido a una gran vigilancia, ha sido frecuentemente utilizado en el pasado como zona de operaciones de los piratas somalíes.

El estrecho de Bab el-Mandeb forma parte de la ruta de navegación utilizada por los petroleros que suministran crudo a Europa procedentes del Golfo Pérsico, excepto por los petroleros de mayor tamaño, a los que su gran calado les impide cruzar el canal de Suez. En 2013 el tráfico de crudo y productos petrolíferos a través de este estrecho fue de 3,8 millones de barriles diarios. En conjunto, tiene un tráfico anual próximo a los veinte mil barcos mercantes.



Gráfico 11.

b) Seguridad del tránsito

El tránsito por este estrecho, en particular la necesidad de atravesar el gigantesco golfo de Adén (1.000 km. por 400 km.) situado entre dos países tan conflictivos como Yemen y Somalia, siempre planteará algún riesgo de ser atacado por piratas o por embarcaciones con terroristas.⁴⁷ El objetivo geoestratégico y geopolítico debe ser intentar mantener este riesgo bajo mínimos.

El primero de ellos, importante hace unos años, es actualmente muy bajo gracias al importante despliegue de fuerzas navales y aéreas occidentales en la zona y al conjunto de medidas adoptadas por la comunidad internacional. Sin embargo, ha aumentado el riesgo de sufrir un posible atentado terrorista, dada la complicada situación en Yemen, inmerso en una guerra civil.

⁴⁷ Recuérdese el atentado del año 2000 contra el destructor norteamericano *USS Cole* mientras estaba atracado en el puerto de Adén, en el que murieron 17 miembros de la dotación.

Para llevar a cabo un atentado terrorista contra un buque navegando, lo más probable es que sus autores lo abordasen desde embarcaciones menores cargadas con explosivos para intentar hundirlo o dañarlo gravemente. De producirse este supuesto, siempre se podrían adoptar medidas de seguridad excepcionales y adaptadas a la amenaza, con objeto de convertirlo en un incidente aislado.

En cuanto al posible intento de hundir un gran barco en el estrecho, su anchura y su profundidad harían que no representase ningún problema para la navegación.

Del mismo modo, un hipotético fondeo de minas navales solamente podría plantear serios problemas para la navegación en el propio estrecho. Sin embargo, para llevarlo a cabo harían falta fuerzas navales altamente equipadas y adiestradas, difícilmente disponibles para un grupo terrorista. Si a ello se une la fuerte vigilancia aeronaval en esta zona, así como la anchura y profundidad de sus aguas, que obligaría a fondear muchas minas para conseguir su cierre, se puede concluir que esta hipótesis tiene muy pocas posibilidades de éxito.

c) Consideraciones geoestratégicas

La importancia estratégica de este paso va unida a la del golfo de Adén, así como a la del mar Rojo y el canal de Suez, pues todas ellas forman parte de la misma ruta, por otra parte rodeada de estados inestables. Se trata, por tanto, de un conjunto estratégico fuertemente imbricado, en el que cualquier riesgo o amenaza que pusiera en peligro la navegación por una de estas zonas repercutiría en la utilización de la ruta «golfo Pérsico-mar Mediterráneo».

En particular, el desenlace de la guerra civil en Yemen afectará fuertemente a la seguridad en el área pues, de ganar la guerra los insurgentes se harían con el control norte del golfo y podrían constituir una amenaza muy seria para el tráfico. La perspectiva de que Yemen quedara sumido en el caos tampoco es nada halagüeña, pues desde sus costas podrían operar igualmente grupos yihadistas que intentasen atacar los intereses occidentales, entre ellos los petroleros y gaseros en tránsito que navegan próximos a la costa.

Afortunadamente las tropas gubernamentales, con el apoyo de la coalición árabe encabezada por Arabia Saudita, han recuperado recientemente la ciudad de Adén, tomada por los rebeldes en el mes de marzo, a la que el presidente Haidi pudo regresar el pasado 22 de septiembre. Estas fuerzas también han recuperado la isla de Mayoun desde la que puede controlarse el tráfico en el estrecho, lo que ha producido un vuelco muy favorable en la situación.

Canal de Suez

a) Generalidades

El canal de Suez une el mar Mediterráneo y el mar Rojo a lo largo de 163 km, a través de Egipto, desde Puerto Said hasta Suez, permitiendo así la navegación entre el Mediterráneo y el océano Índico. El tránsito por el canal debe efectuarse

a poca velocidad por ser muy estrecho en algunos tramos. Hasta agosto de 2015 no podía efectuarse simultáneamente en los dos sentidos,⁴⁸ estando limitado el calado de los buques a 16,1 metros.

En 2013 un total de 3.594 petroleros transportaron a lo largo del canal 3,2 millones de barriles de petróleo diarios, entre crudo y productos refinados. En total, en dicho año, 16.596 buques mercantes cruzaron el canal⁴⁹ en uno u otro sentido. También lo utilizaron 649 buques gaseros. El tráfico de petróleo se dirige hacia Europa en su mayoría. Además de este crudo, otras cantidades importantes lo hacen a través del oleoducto SUMED desde el mar Rojo hasta el Mediterráneo, el cual es utilizado por petroleros VLCC que vienen del Golfo Pérsico a plena carga, consiguiendo así reducir su calado y poder cruzar el canal. Por su parte, el tráfico de GNL circula en ambos sentidos, desde Argelia y Egipto hacia los mercados de Asia y desde Qatar hacia Europa.

Los buques que navegan en sentido norte, antes de llegar al canal deben cruzar el mar Rojo. Este mar tiene una longitud de 2.200 km por 300 km de ancho, con una profundidad media de 500 metros y máxima de 2.100 metros. Son países ribereños del mar Rojo Egipto –costa norte y oeste–, Israel y Jordania –costa norte–, Arabia Saudita y Yemen –costa este–, Sudán y Eritrea –costa oeste– y Yibuti –costa sur–. Esta situación hace muy fácil que desde sus costas puedan operar embarcaciones incontroladas.

b) Seguridad del tránsito

El tránsito del mar Rojo dura unos tres días. Este mar en su primer tramo presenta el riesgo de ser atacado por piratas o delincuentes procedentes de la costa de Yemen, riesgo importante dado la situación de inestabilidad en dicho país. Tampoco es descartable un ataque terrorista por parte de algún grupo islámico de los que se están radicalizando en la zona, que podría proceder tanto desde Yemen como desde Sudán.

Posteriormente la navegación es tranquila hasta el golfo de Suez, que transcurre próximo a la península del Sinaí y donde la navegación se comprime a lo largo de 300 km, haciendo a los barcos más vulnerables. En este tramo la navegación es más peligrosa debido a su proximidad a costa y a la escasa profundidad de sus aguas, que las hace fácilmente minables. A ello se suma la actual proliferación de grupos terroristas radicales en Egipto tanto en su orilla oeste como, sobre todo, en la citada península. En particular son de destacar dos ataques con granadas propulsadas lanzadas contra buques que cruzaban el canal por el grupo *Al Furqan Brigade* el 29 de julio y el 31 de agosto de 2013. Ambos ataques fueron filmados e instalados en YouTube.

⁴⁸ La navegación por el canal dura aproximadamente un día y se realiza en un solo sentido debido a sus reducidas medidas. No obstante, en 2015 se inauguró un nuevo tramo de 35 km que transcurre paralelo al viejo canal, junto con las obras de ampliación del ya existente. Estas obras prácticamente han duplicado su capacidad.

⁴⁹ De acuerdo con información facilitada por la página web del Canal www.suezcanal.gov.eg.

Aunque no trascendió la identidad del primer buque, el segundo fue dirigido contra el buque portacontenedores *Cosco Asia*. Ambos ataques, afortunadamente sin consecuencias, procedieron de la parte oeste, entre las ciudades de *Ismailía* y *Port Said*.

Finalmente, se considera un riesgo muy importante la radicalización de algunos grupos que operan en la península del Sinaí, ligados al Daesh o Estado Islámico, que ya han llevado a cabo diversos atentados contra oleoductos y contra las fuerzas armadas egipcias, incluido un buque del servicio de guardacostas el pasado 16 de julio o el derribo de un helicóptero militar unos meses antes. A ello se une la colocación de una bomba en un avión de pasajeros que estalló en vuelo el pasado 31 de octubre.

c) Consideraciones geoestratégicas

Es importante tener en cuenta las siguientes consideraciones estratégicas con respecto a la ruta marítima «golfo Pérsico-canal de Suez»:

- La dependencia de Europa con relación al petróleo del golfo Pérsico no es muy grande en términos relativos (12% de sus suministros). En cuanto al gas natural, su dependencia expresada en porcentaje de los suministros por mar que recibe, es mucho mayor (50% del GNL que importa), si bien en su mayoría lo sigue recibiendo de Rusia por gasoducto.
- La ruta de Suez permite un ahorro de nueve mil kilómetros en la derrota que une los principales puertos europeos con el golfo Pérsico, donde no hay que olvidar que se encuentran las principales reservas mundiales. Por todo ello, sigue teniendo un gran valor estratégico para la UE.
- El interés estratégico en mantener estos suministros es compartido por los países del Golfo, que obtienen grandes beneficios con sus exportaciones.
- La importancia no de esta ruta, pero sí del golfo Pérsico y del Índico para los suministros de petróleo y gas natural que precisan las principales potencias de Asia es enorme. Sin embargo, sí es crucial para ellas el impresionante tráfico de contenedores que mantienen con Europa a través del golfo de Adén, mar Rojo y canal de Suez, por donde transita el 50% de los contenedores que navegan por el mundo.

Estas razones, entre otras, justifican que EE.UU. mantenga desplegadas en la zona del golfo de Adén, golfo Pérsico y océano Índico Occidental tres fuerzas navales multinacionales, TF 150, TF 151 y TF 152, orientadas a misiones contra el terrorismo, contra la piratería y para garantizar la seguridad del golfo Pérsico, respectivamente. Estas fuerzas dependen del *US Central Command*, con base en Tampa (Florida), mando responsable de la Seguridad en esta parte del mundo, el cual cuenta en su estado mayor con representantes de 50 países, clara muestra del valor estratégico de esta zona y de que la libertad de navegación es un objetivo compartido.

Estrechos del Bósforo y Los Dardanelos

a) Generalidades

Conectan el mar Negro y el mar Mediterráneo a través del mar de Mármara. Son pasos muy angostos que atraviesan Turquía y que separan las tierras de Europa y Asia. El primero de ellos divide la ciudad de Estambul.

Por ellos circula el flujo de petróleo procedente de Rusia y de los países del mar Caspio, en particular de Azerbaiyán y Kazajstán. Este flujo va dirigido fundamentalmente a los países europeos, siendo en 2013 de 2,9 millones de barriles de petróleo diarios.

El Bósforo tiene una extensión de dieciocho millas y una anchura media de 1.500 metros, aunque se estrecha hasta 750 metros en su parte más angosta. Su profundidad está comprendida entre 36 y 120 metros. Además tiene un trazado natural muy sinuoso que obliga a continuos cambios de rumbo. Por su parte, los Dardanelos es más amplio y transcurre a lo largo de 40 millas, llegando a estrecharse hasta 1.600 metros, siendo su profundidad media de 50 metros. Ambos estrechos presentan fuertes corrientes marinas, frecuentemente superiores a cuatro nudos, que pueden obligar a su cierre.

Por ellos navegan en torno a 50.000 buques al año, lo que los convierte en uno de los cuellos de botella más transitados del mundo.⁵⁰ Por todo ello es necesario tomar precauciones importantes durante su tránsito, el cual resulta difícil y arriesgado. Del mismo modo, las autoridades turcas siempre han mostrado una gran sensibilidad ante un tráfico tan elevado frente a su ciudad más poblada,⁵¹ en el que abundan los petroleros, gaseros y otros buques con mercancías peligrosas. En 2013 utilizaron estos estrechos 5.684 petroleros, de los cuales 1.777 eran barcos con una eslora superior a los 200 metros.⁵²

Se rigen por la Convención de *Montreux* de 1936, que asigna a Turquía su control y establece la libertad de uso por los buques mercantes, junto con una regulación más estricta para los buques de guerra.

El principio de libertad de paso y navegación se contempla en los artículos 1 y 2 de la Convención. En particular, su artículo 2 establece que «en tiempo de paz, los buques mercantes disfrutarán de total libertad de paso y navegación por los Estrechos, de día y de noche, bajo cualquier bandera y con cualquier tipo de carga».

Esta Convención es fruto de importantes controversias, pero debe tenerse presente que cuando se firmó cruzaban los estrechos diariamente 15 buques, muy inferiores en tamaño a los actuales, mientras que hoy en día la media diaria es de 130 barcos de gran tamaño, entre ellos petroleros de los tipos Aframax y Suez-

⁵⁰ Esto es especialmente cierto si se compara con otros grandes cuellos de botella del mundo, en particular con los canales de Panamá y Suez, cuyo tráfico anual es muy inferior (14.000 y 17.000 buques, respectivamente). No obstante, existen estrechos más amplios que tienen un tráfico muy superior, entre los que no se debe olvidar el estrecho de Gibraltar, recorrido anualmente por algo más de 100.000 buques mercantes.

⁵¹ 14 millones de habitantes.

⁵² Estadísticas oficiales en www.bosphorusstrait.com.

max, que pueden cargar 120.000 TPM y 160.000 TPM respectivamente, así como grandes gaseros y buques de transporte químico. Una de estas controversias radica en la estricta reglamentación para el tránsito establecida por Turquía desde hace unos años. Estas normas obligan a comunicar el paso con un cierto tiempo, a navegar en un solo sentido cuando los cruza un buque de gran tamaño y a hacerlo solo con luz del día en el caso de los barcos con más de 200 m. de eslora. Todo ello supone en la práctica la formación de colas para atravesarlos.



Gráfico 12.

b) Seguridad del tránsito

Esta es una zona fuertemente controlada por Turquía, en la que los principales riesgos son los derivados de una navegación tan peligrosa como la descrita, en particular una colisión entre buques, dada la angostura de los dos pasos. Tanto en el caso de una colisión como en el de que un buque impactara con la costa, se podrían producir derrames, incendios y otros daños,⁵³ con la posibilidad añadida de un hundimiento, lo que podría representar un serio obstáculo para el tránsito, en particular en el Bósforo, donde lógicamente el control y las precauciones de seguridad son mayores. No se puede descartar tampoco un atentado terrorista con esta misma finalidad.

En cuanto al posible empleo de minas navales por un grupo terrorista, si bien la escasa profundidad de sus aguas los hace más vulnerables que otros estrechos, las importantes medidas de control existentes hacen de esta una hipótesis muy poco probable considerándose que, de conseguir llevarse a cabo, todo quedaría en una acción terrorista puntual y mediática, que no debería tener graves

⁵³ En 1979 se produjo la colisión entre un buque rumano y un petrolero griego, que provocó la muerte de 43 personas y el derrame de 70.000 toneladas de crudo. En 1994 se produjo una nueva colisión entre un petrolero y un carguero.

implicaciones en el tráfico. Esta hipótesis tampoco es imaginable en el caso de una grave crisis internacional, dado el interés que todos los estados tienen en mantener abierta esta ruta.

c) Consideraciones geoestratégicas

Es difícil encontrar un país situado en un enclave estratégico tan importante como Turquía. En efecto, Turquía se encuentra no solo entre Asia y Europa, sino entre los Balcanes, el Cáucaso y Oriente Medio,⁵⁴ así como entre el mar Negro y el mar Mediterráneo. De hecho los estrechos turcos constituyen la única salida a mar abierto para cinco de sus países ribereños, así como para Armenia y Azerbaiyán, sin olvidar que constituyen una salida al mar muy importante para el petróleo ruso.

Asimismo, Turquía se encuentra situada relativamente próxima a las cinco Repúblicas exsoviéticas de Asia Central, sobre las que ejerce una importante influencia cultural, además de constituir la salida natural al mar para el petróleo de Kazajistán, Turkmenistán y Uzbekistán –junto con Azerbaiyán–, a través de oleoductos. Entre ellos se encuentra en servicio el oleoducto Bakú-Tiblisi-Ceyhan, que une las capitales de Azerbaiyán y Georgia con la ciudad turca de Ceyhan, desde donde el petróleo se vende al mercado mundial. Esta es la única ruta que permite la salida del petróleo del Caspio hacia Europa sin atravesar Rusia, lo que le concede una gran importancia estratégica. Su capacidad de bombeo es de un millón de barriles diarios, que se añaden a los que salen por los estrechos.

En lo que respecta al gas natural, debe destacarse que en el Caspio existen unas reservas considerables y que este gas de momento apenas está llegando a Europa. Sin embargo podría hacerlo perfectamente a través de Turquía, que sería la ruta más aconsejable y que tampoco dependería de Rusia. En este sentido, el proyecto de gasoducto *Trans Anatolia* (TANSAP), entre Azerbaiyán y Turquía, está cobrando un nuevo impulso tras la reciente crisis entre Rusia y Turquía, al haber paralizado la primera el proyecto de construcción del gasoducto que llevaría el gas ruso a Europa a través de Turquía, conocido como *Turkish Stream*. De concluirse con éxito las obras del TANSAP, su entrada en servicio, prevista en 2018, constituirá un importante cambio en la situación geopolítica del mercado del gas natural en Europa, pues transportaría gas del Caspio desde Azerbaiyán hasta Turquía, atravesándola, para continuar luego hasta Grecia, Albania e Italia.

En cualquier caso, la importancia de los estrechos para el mercado del petróleo sigue siendo muy grande, pues por ellos circulan casi 3 millones de barriles diariamente y la presencia de otras rutas que contribuyan a descongestionarlos siempre será buena. En este sentido, también constituirá una ayuda el hecho de que, Rusia esté desviando parte de su producción hacia los puertos del Báltico, desde donde también puede acceder a los mercados mundiales.

⁵⁴ Turquía tiene fronteras con Irak, Irán y Siria.

Los estrechos daneses

a) Generalidades

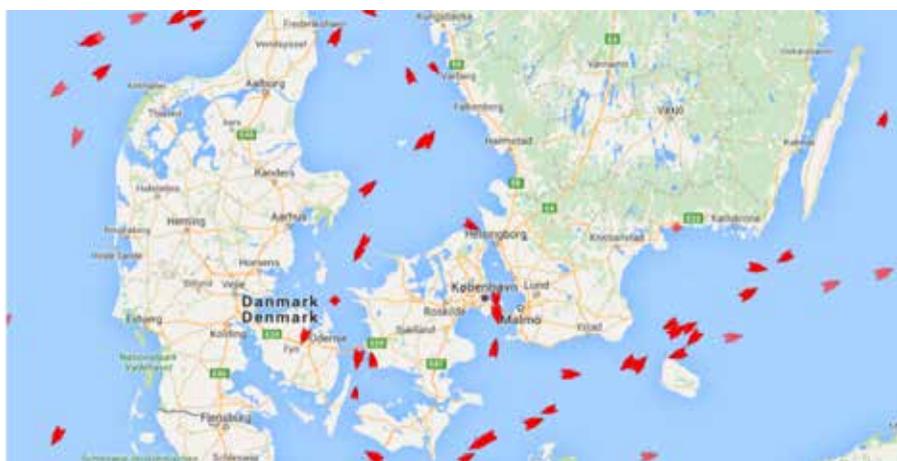
Los estrechos daneses comunican el mar Báltico con el mar del Norte y son la ruta natural que une los puertos de este mar con el resto del mundo. Existen dos rutas principales. La más corta pasa por el canal Sund, que transcurre entre Copenhague y la costa de Suecia a lo largo de 225 millas (en torno a 15 horas de navegación). Su anchura mínima es de 4 km. Sus aguas poco profundas permiten el paso de buques de hasta 7,7 metros de calado, por lo que solamente puede ser utilizado por buques pequeños. También lo utilizan los petroleros vacíos que se dirigen a puertos rusos para cargar.

La segunda ruta utiliza el estrecho de Gran Belt. Transcurre entre islas danesas y tiene una longitud de 390 millas, siendo sus aguas más profundas, lo que permite el paso de buques de hasta 15 metros de calado, entre ellos los petroleros del tipo Aframax procedentes de puertos rusos.

En total, en 2013 atravesaron estos pasos 3,3 mbd, entre crudo y productos refinados. El tráfico que procede de puertos rusos constituye aproximadamente la mitad, siendo también importante el tráfico de petroleros procedentes de Noruega o del Reino Unido en sentido este. En términos de tráfico mercante anual, utilizan estas rutas en torno a 60.000 buques mercantes, de los cuales unos 20.000 son petroleros.

La cantidad de petróleo ruso que sale desde los puertos bálticos⁵⁵ hacia los mercados mundiales está aumentando en los últimos años, tendencia que está previsto continúe.

El tránsito a través de los estrechos daneses está regulado mediante acuerdos internacionales, siendo el más importante el Tratado de Copenhague de 1857. Además se rigen por normativa diversa promulgada por Dinamarca y Suecia.



Tráfico de petroleros en los estrechos daneses.
Gráfico 13. Fuente: www.marinetraffic.com.

⁵⁵ Primork, Vysotsk y Uss-Luga, próximos a San Petersburgo y Kaliningrado.

b) Seguridad del tránsito

En los estrechos daneses existen fuertes corrientes, lo que unido a una mala meteorología y a la presencia de rocas y bajos, hace que la navegación sea peligrosa. Debe tenerse en cuenta que aunque estos estrechos son más amplios que los anteriores, las derrotas profundas que deben ser utilizadas por los grandes petroleros transcurren en ocasiones por canales muy angostos. Así mismo, la densidad del tráfico es muy elevada, tanto de día como de noche. Todo ello hace que el principal riesgo lo constituya un accidente por colisión o varada. Por el contrario el riesgo de piratería es prácticamente nulo, mientras que el de un atentado terrorista puede considerarse bajo, aunque nunca descartable.

c) Consideraciones geoestratégicas

Estos estrechos suponen la única salida a alta mar para Polonia, Finlandia, Lituania, Latvia y Estonia, así como una salida de gran importancia económica para Rusia. Todos estos países y por supuesto Suecia, Dinamarca, Alemania y la Unión Europea en su conjunto necesitan de ellos para importar/exportar aquellas materias primas y bienes que precisan para su consumo o para dar salida a su producción. No en vano estas derrotas unen economías muy potentes.

En particular para Rusia, la ruta del Báltico presenta importantes ventajas con respecto a la del mar Negro. Por una parte, no existe una situación de colapso como sucede en estos, lo que ha motivado que Rusia esté potenciando oleoductos que terminan en los puertos del Báltico. Por otra parte, esta ruta se encuentra más próxima a los grandes puertos atlánticos de Europa, su principal cliente. Por último, la proximidad del Ártico, donde posee grandes reservas de petróleo y gas natural, concede más valor añadido a esta ruta, por la que podría canalizar sus exportaciones a Europa.

Canal de Panamá

a) Generalidades

Este canal tiene 50 millas de largo. Es una compleja obra de ingeniería que conecta el océano Atlántico y el océano Pacífico, permitiendo salvar el desnivel existente entre sus mareas y con las aguas del lago Gatún, situadas 26 metros más altas. Para ello utiliza dos juegos de esclusas de acceso y salida del lago que elevan y descienden los buques a esa altura. Estos dos juegos de esclusas se estrechan en algunos puntos hasta los 33,5 metros, lo que hasta ahora ha impedido el paso a los buques con más de 32,3 metros de manga. Las medidas de las esclusas tampoco permiten el paso de barcos con más de 12 metros de calado o más de 294 metros de eslora –tamaño máximo permitido–, razón por la que el canal no es utilizable por un número muy elevado de buques, entre ellos los grandes superpetroleros y portacontenedores, ni tampoco por los modernos metaneros.

En 2014 lo utilizaron en torno a 12.000 buques en total.⁵⁶ El tráfico de petroleros no fue elevado, transportándose 800.000 barriles de petróleo por día, en su mayoría de productos refinados. De ellos, solamente 125.000 mbd correspondieron a transporte de crudo, que en su mayoría circuló en sentido sur desde el Atlántico al Pacífico.

Sin embargo, con la ampliación del canal se abre un tercer carril, con lo que sus posibilidades de tránsito aumentarán notablemente, tanto en número de buques como en tamaño, al permitir las nuevas esclusas el paso de barcos con las siguientes medidas máximas: eslora 366 m., manga 49 m. y calado 15.2 m.

b) Seguridad del tránsito

Un posible atentado terrorista en el canal se considera poco probable, pues es una auténtica ratonera y fácilmente evitable con estrictas medidas de seguridad. Tal vez cabría imaginar un posible comando suicida que asaltara un buque y pasara desapercibido hasta llegar a una esclusa con intención de hundirlo y bloquearla. Sin embargo, esta hipótesis se considera poco probable y difícilmente practicable. Por otra parte, la existencia de tres carriles siempre garantizaría el paso.

c) Consideraciones geoestratégicas

El canal es vital para el tránsito de buques, tanto de guerra como mercantes, que necesiten cruzar los dos océanos, pues de no hacerlo se verían obligados a navegar por la ruta del cabo de Hornos, enormemente más larga y expuesta a temporales. De ahí su gran valor estratégico.

Este valor aumentará una vez finalicen las obras de ampliación, pues las medidas de las nuevas esclusas permitirán el paso de buques mayores que los actuales, que son muy frecuentes hoy en día en todos los sectores del comercio marítimo y que no podían utilizarlo hasta ahora. En el caso de los buques gaseeros, el cambio va a ser sustancial pues en su mayoría podrán atravesar el canal (no así los de mayor tamaño), lo que permitirá abrir nuevas rutas de mercado, en particular exportar el GNL de EE.UU. hacia Asia por una ruta mucho más corta, así como el de Trinidad y Tobago hacia Chile o el de Perú hacia España.

También será importante el cambio para los grandes buques portacontenedores, muchos de los cuales podrán cruzarlo, concretamente el sector que va desde los que tiene una capacidad de carga de 5.000 contenedores –límite práctico actual– hasta los que transportan 13.000 contenedores, si bien continuarán sin poder utilizarlo los de mayor tamaño.⁵⁷

En lo que respecta a los petroleros, el cambio va a ser menor, pues las nuevas esclusas solamente permitirán el paso de buques de hasta 120.000 TPM, frente

⁵⁶ 11.956 barcos, según las autoridades del Canal.

⁵⁷ En particular, los portacontenedores de la clase Triple E, con capacidad para transportar 18.000 contenedores.

a las 80.000 TPM actuales, pero no podrá ser utilizado por los de mayor tamaño –VLCC y ULCC–, por exceso tanto de manga como de calado.

Finalmente es de destacar que para EE.UU. las nuevas medidas del canal potenciarán la importancia estratégica que siempre tuvo, al permitir la rápida unión de sus fachadas atlántica y pacífica, no solo en lo que respecta al tráfico mercante, sino también porque las nuevas esclusas permitirán el tránsito de sus actuales portaaviones, cuyas medidas se lo impedían hasta ahora.

Estrecho de Malaca

a) Generalidades

Transcurre entre la Península de Malasia y la isla indonesia de Sumatra. Tiene una longitud de 430 millas y una anchura media comprendida entre las 27 y las 180 millas, si bien en el estrecho de Singapur la derrota se reduce considerablemente llegando a tener solamente 1,7 millas (2,8 km.) de ancho en su parte más angosta. Esta ruta comunica el océano Índico con el mar del Sur de la China y conecta las economías del Sureste y del Este de Asia con el Golfo Pérsico. Este estrecho también sirve para canalizar el importante tráfico marítimo de Asia con Europa, a través del Canal de Suez.

Por él circulan diariamente 15,2 millones de barriles de petróleo, de los que el 90% son suministros de crudo, lo que supone un tercio del tráfico petrolero mundial. Lo mismo puede decirse del tráfico marítimo de toda clase de mercancías, siendo su tráfico anual de 70.000 buques. Es de destacar el cuello de botella que se forma en el estrecho de Singapur –canal de *Philips*–, con una altísima densidad de tráfico y con solo 2,8 km. de ancho para atravesarlo en ambos sentidos, tanto de día como de noche.

En lo que respecta al transporte de gas natural licuado, esta ruta es también la que utilizan los grandes buques gaseros procedentes de Qatar y otros países que en 2013 transportaron en torno a 80 millones de toneladas de GNL principalmente en dirección a Japón, Corea, China y Taiwán, por este orden.

La profundidad mínima en el estrecho de Singapur es de 25 metros, lo que permite la navegación de grandes petroleros tipo VLCC de hasta 300.000 TPM.

b) Seguridad del tránsito

Los actos de piratería robo y robo armado⁵⁸ cometidos contra un buque son una constante en las aguas próximas a Indonesia y Malasia. En 2014 se produjeron 100 casos en aguas de Indonesia y 24 casos en aguas de Malasia, entre asaltos consumados e intentos de llevarlos a cabo. En total, en el Sudeste Asiático se

⁵⁸ De acuerdo con las definiciones del artículo 101 de la CNUDM y de la Organización Marítima Internacional (OMI), la piratería y el robo armado de buques llevan consigo una actuación violenta contra un buque, contra las personas a bordo o contra sus propiedades. Estos actos se califican como «piratería» si tienen lugar fuera de las aguas territoriales de los Estados –doce millas– y como «robo armado» si se llevan a cabo dentro de ellas.

produjeron en dicho año más de la mitad de los casos registrados en todo el mundo.⁵⁹ Con respecto a estos datos debe precisarse que más de la mitad de los incidentes fueron pequeños actos de pillaje y asalto sin violencia y que, en lo que respecta al estrecho de Malaca, el número de casos anuales es del orden de unos 15 casos, en su mayoría en buques fondeados.

En cualquier caso, la inseguridad en esta zona es tradicionalmente bastante preocupante y sigue representando un serio problema. En particular, se da la circunstancia de que los grandes buques que son atacados con mayor frecuencia son los petroleros. De hecho, a lo largo de 2015 en el momento de redactar este informe se han producido nueve abordajes/intentos de abordaje y tres secuestros/intentos de secuestro en este tipo de buques –incluyendo en el cómputo el fondeadero de Singapur–.

Estos ataques se producen habitualmente con violencia, generalmente portando cuchillos y armas de fuego. En los asaltos a petroleros la finalidad perseguida es el robo de combustible, que es transbordado a algún buque preparado para ello.

En el estrecho de Malaca no existen otros riesgos dignos de mención.

c) Consideraciones geoestratégicas

El grado de congestión de esta ruta y sus problemas de seguridad han motivado diversas propuestas de construcción de canales que permitan rutas alternativas que no supongan un incremento notable de la distancia a recorrer. Este problema es el que presenta la ruta del estrecho de *Lombok*, más segura pero bastante más larga, por lo que en el caso de desviar el tráfico de petroleros por ella, se encarecerían los costes y repercutiría en los precios.

Si la importancia estratégica del estrecho de Malaca es enorme, todavía es mayor la del Mar del Sur de la China, a la que es conveniente referirse. Por este mar continúan su rumbo los petroleros y metaneros que salen del estrecho de Singapur hacia China, Japón y otros países de la zona y también otros procedentes de Malasia, Indonesia y Australia, países que exportan tanto petróleo como GNL. Ello hace que el tráfico de crudo, productos derivados y GNL por este mar prácticamente se duplique.

Además, existen en él importantes reservas sin explotar, tanto de petróleo como de gas, así como importantes conflictos de aguas jurisdiccionales y una actitud tradicionalmente muy celosa de los países que reclaman su soberanía, en particular por parte de China. Por si no fuera bastante, por él circula cerca de la mitad del tráfico mercante mundial, al encontrarse ocho de los diez mayores puertos del mundo en esta zona. Todo ello lo convierte en un escenario de enorme valor estratégico.

⁵⁹ Informe para el periodo 1 Enero-31 Diciembre 2014 del ICC International Maritime Bureau.

En particular, debe destacarse que China, consciente de su gran dependencia estratégica del petróleo, está potenciando su Marina de Guerra y construyendo islas artificiales en este mar, que le permitirán operar desde ellas con buques y aeronaves y mantener una fuerte presencia aeronaval. Además, este país está siguiendo una política de grandes inversiones en explotaciones energéticas y en infraestructuras portuarias en países de todo el mundo. Con estas y otras medidas está tomando posiciones para garantizar sus suministros por mar, que están creciendo a un ritmo fortísimo, lo que es especialmente preocupante si se piensa que los recursos energéticos no serán suficientes dentro de unos años.

EE.UU. está mostrando una gran preocupación por el escenario de Asia Pacífico en general, al que dedica específicamente documentos sobre seguridad y donde su Marina lleva a cabo un importante esfuerzo de presencia aeronaval.⁶⁰

Otras zonas de interés

a) Costa de Somalia

La costa de Somalia tiene una longitud aproximada de 3.000 km. En particular, la ribera sur del Golfo de Adén se extiende a lo largo 1.000 km, siendo en este golfo donde comenzó el problema de la piratería en la región, que alcanzó cotas muy elevadas de ataques y secuestros desde el año 2008. Posteriormente se propagó a una gran zona del océano Índico Occidental, llegando los piratas a operar en una extensión de mar equivalente a la de todo el mar Mediterráneo.

Al propagarse los actos de piratería de forma espectacular, todo este escenario se convirtió en un área de alto riesgo, en particular para los 20.000 barcos que anualmente cruzan el mar Rojo y el golfo de Adén. Ante esta situación, y entre otros esfuerzos internacionales para hacerle frente, es de destacar que la Unión Europea, a instancias de España y Francia, puso en marcha la llamada Operación Atalanta el 8 de diciembre de 2008, con la misión de proteger el tráfico marítimo. Como consecuencia, una importante fuerza aeronaval, formada por, en torno a, seis buques y tres aviones de patrulla marítima, está patrullando desde entonces una amplia zona entre el golfo de Adén y las islas Seychelles. España mantiene en ella un avión de vigilancia marítima con base en Yibuti y entre uno y dos barcos en permanencia, habiendo ejercido el mando de esta operación cinco veces.

Por su parte, la OTAN ha apoyado esta iniciativa con la operación *Ocean Shield*. Ambas operaciones se han desarrollado en estrecha cooperación entre sí y con la Fuerza de Tarea TF 151, liderada por EE.UU.

Finalmente los esfuerzos internacionales empezaron a dar fruto a partir de 2012, de forma que el número de ataques y secuestros ha disminuido drástica-

⁶⁰ *Asia-Pacific. Maritime Security Strategy*. Department of Defense. 2015, documento en el que se establecen para su presencia naval los objetivos de: «salvaguardar la libertad de los mares, disuadir los conflictos y la coerción y promover la adhesión a la ley y las normas internacionales».

mente hasta prácticamente desaparecer en la actualidad, como puede apreciarse en la tabla que se acompaña.

Costa de Somalia. Número de ataques anuales al tráfico:

Lugar \ Año	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Golfo de Adén	117	53	37	13	6	4
Océano Índico	80	139	160	49	7	3

Tabla 1. Fuente: ICC International Maritime Bureau.

Este serio problema afectó también al tráfico de petroleros, tanto los que utilizaban la ruta de Suez como la de El Cabo, que sufrieron diversos ataques y secuestros.



BAM «Tornado» desplegado en aguas de Somalia. Gráfico 15.
Fuente: Armada Española

b) Golfo de Guinea

El golfo de Guinea forma un gran entrante del océano Atlántico hacia la costa de una veintena de estados africanos, que van desde Guinea hasta Angola, aunque también podría incluirse Senegal, Gambia y Guinea Bissau. Este golfo transcurre por aguas ecuatoriales y ocupa una gran extensión de mar, siendo la longitud de sus costas de unos 7.000 km.

Desde estos países salen por mar importantes suministros de petróleo y gas natural, cuyo destino principal son los países de Europa, China y Japón. Europa recibe el 44% de las exportaciones de crudo que parten de esta zona, dirigién-

dose el resto hacia Asia. Las importaciones europeas proceden en su mayoría de Nigeria y Angola, quinto y noveno exportadores mundiales respectivamente. En cuanto a las exportaciones de GNL, estas tienen su origen principal en Nigeria, Angola y Guinea Ecuatorial, siendo los destinatarios más importantes Japón (23%), Corea del Sur (17%) y España (14%), por este orden. Esta zona es de gran importancia para Europa y España, que reciben de ella el 12% y el 25% del petróleo que consumen.⁶¹ Por su parte, los suministros de China y Japón suponen para estos países en torno al 6% de sus importaciones.

Esta región presenta un problema creciente de piratería, que más exactamente se debería calificar como de robo armado, pues se da principalmente en las aguas territoriales de los estados ribereños, con el agravante de que las marinas de guerra de estos países son muy pequeñas y cuentan con escasos medios para enfrentarse a la piratería, excepto en el caso de Nigeria.⁶² Por ello, Europa y España en particular mantienen diversos programas de cooperación con los países de la zona.

Precisamente en el momento de redactar este trabajo el patrullero de altura *Centinela* de la Armada española se encuentra desplegado en el golfo de Guinea por un periodo de tres meses, llevando a cabo un amplio programa de colaboraciones con las marinas de Ghana, Gabón, Senegal y Cabo Verde. Durante esta colaboración se ha intercambiado oficiales de enlace entre los centros de operaciones de estos países y el COVAM –Centro de Vigilancia y Operaciones de la Armada–, el cual mantiene un dispositivo permanente de vigilancia y control del tráfico en esta zona, junto con un programa de cooperación voluntaria con las empresas navieras nacionales.

c) Estrecho de Gibraltar

Si bien la EIA no lo considera uno de los *choke points* de la energía, se considera necesario referirse brevemente al estrecho de Gibraltar. Este importante paso, situado entre España y Marruecos, separa Europa de África, así como el mar Mediterráneo del océano Atlántico. Tiene una anchura mínima en torno a 8 millas (14,5 kilómetros) y una profundidad que oscila entre los 300 m. y los 900 m. Por tanto, se encuentra situado dentro del «mar territorial» de los dos estados ribereños, los cuales facilitan el libre ejercicio del derecho de paso en tránsito, de acuerdo con la legislación internacional.

La importancia de esta vía marítima de comunicación es crucial pues comunica por mar a los países del sur de Europa, los países ribereños del mar Negro, así como Turquía, Siria, Líbano, Israel y los países del norte de África con el océano Atlántico y, por tanto, con América y la mayor parte del continente africano.

⁶¹ Datos correspondientes a 2014, obtenidos de la Comisión Europea y del informe CORES, ya citado.

⁶² En 2014 en el golfo de Guinea se produjeron 27 casos de asalto a buques, de los que 5 terminaron en secuestro. Además hubo 10 intentos que no prosperaron. La mayoría de los ataques se producen de noche y tienen por objeto el robo de combustible.

Además une las rutas marítimas entre Asia y Europa. Todo ello se refleja en un tráfico anual en torno a ciento diez mil buques mercantes, entre ellos un número muy elevado de petroleros como se aprecia en la figura que se acompaña.

Su seguridad está garantizada por los países ribereños, así como por la UE y por la OTAN, que nunca permitirían que se viera amenazada. Si a ello se le une la anchura del paso y la elevada profundidad de sus aguas, su cierre es una hipótesis sumamente inviable e improbable, razones que contribuyen a que su uso se dé por seguro y que no se suela incluir entre los estrechos críticos o *choke points* de las rutas marítimas de la energía.



Tráfico de petroleros en el estrecho de Gibraltar.
Gráfico 16. Fuente: www.marinetraffic.com.

La libertad de navegación en el derecho del mar

Desde que el hombre comenzó a navegar por los mares fue consciente de su inmensidad. El tamaño y la hostilidad de muchos de los mares que iba descubriendo hizo que se fuera asentando la idea de que estos enormes espacios no tienen dueño, limitándose las grandes potencias a reclamar su soberanía sobre unas franjas muy estrechas frente a sus costas, conocidas como «mar territorial». Estas franjas habitualmente tenían una anchura de tres millas, frente a las doce millas actualmente reconocidas. Como la mayoría de los estrechos naturales tienen una anchura superior a seis millas, inicialmente muy pocos estrechos utilizados para la navegación internacional tenían la totalidad de sus aguas dentro del «mar territorial» de los estados ribereños.

No obstante, en los pocos casos en que así era se fueron firmando acuerdos internacionales que garantizaban la «libertad de navegación», entre ellos la Convención de *Montreux* de 1936 para los estrechos turcos del Bósforo.

Hoy en día la evolución hacia un sistema de comercio internacional libre para todas las naciones, ha terminado por asentar fuertemente la idea de la mar como un espacio global que puede ser utilizado por todos los navegantes.⁶³ Al mismo tiempo, el hecho de que diferentes países reclamasen sucesivas ampliaciones de la franja de su «mar territorial» y la aparición de nuevos conceptos, llevó a las Naciones Unidas a convocar a todos los estados para la redacción y firma de un gran texto que se terminó de redactar en 1982, tras nueve años de trabajos, que es conocido como la Convención de Naciones Unidas sobre Derecho del Mar (CNUDM). Esta auténtica Constitución del mar supone sin duda uno de los principales logros de la historia de la Organización de las Naciones Unidas.

La CNUDM entró en vigor en noviembre de 1994, una vez firmada por el estado número 60, y constituye hoy en día una pieza clave del derecho internacional y de la paz y estabilidad mundiales.

En ella se define en primer lugar el concepto de «mar territorial» (art. 3), el cual puede tener una extensión máxima de doce millas desde la costa,⁶⁴ zona en la que el estado ribereño ejerce su soberanía.⁶⁵ Aunque esta franja se considera una prolongación del territorio de los estados, debe precisarse que el país que ejerce esta soberanía está obligado a permitir el «paso inocente» (art. 17 y siguientes) de los buques de cualquier nación por su «mar territorial» cuando se dirijan a hacer una escala en una de sus radas o instalaciones portuarias o para salir de ellas. Dicho paso debe ser «rápido e ininterrumpido» y está sometido a diversas condiciones que afectan especialmente a los buques de guerra.

La CNUDM define también el concepto de «zona contigua», que puede extenderse un máximo de otras doce millas desde la mar territorial –veinticuatro millas en total–, en la que el estado ribereño ejerce unos derechos más limitados, orientados a prevenir infracciones de sus leyes o reglamentos fiscales, de inmigración o sanitarios (art. 33), así como el de «zona económica exclusiva», que puede tener una extensión máxima de doscientas millas desde la costa. En esta última el estado ribereño tiene una soberanía limitada a efectos de la exploración, explotación y conservación de los recursos naturales, tanto vivos como no vivos, que afecta a sus aguas, al lecho marino y al subsuelo (art. 55 y siguientes). En ambas zonas se reconoce plena libertad de navegación, siempre que se respeten los derechos citados.

A mayor distancia de costa, se aplica el concepto de «alta mar», el cual engloba la inmensa mayoría de los espacios marinos –piénsese por ejemplo en las doscientas millas de la zona económica exclusiva de España y de EE.UU. comparadas con las cinco mil millas que los separan–. En la «alta mar» ningún

⁶³ Los mares constituyeron el primero de los espacios de uso común conocidos como *global commons*, sobre los que ningún estado puede ejercer derechos de soberanía. Posteriormente este concepto se ha extendido al espacio aéreo, al espacio exterior y al ciberespacio.

⁶⁴ Contadas desde las líneas de base rectas, las cuales unen los principales salientes de la costa.

⁶⁵ Esta soberanía se extiende también al espacio aéreo, el lecho marino y el subsuelo.

estado puede reclamar derecho de soberanía alguno⁶⁶ y todos deben regirse por lo dispuesto en la CNUDM, que garantiza plena libertad de navegación a todos los efectos.

Por último, la Convención del Mar define un concepto de extraordinario interés: el derecho de «paso en tránsito» a través de los estrechos utilizados para la navegación internacional entre una parte de la «alta mar» o de una «zona económica exclusiva» y otra análoga. Este derecho no puede ser obstaculizado por los estados ribereños, aun cuando transcurra por su mar territorial (art. 37 y siguientes). Además, este derecho puede ser ejercido por cualquier buque que desee utilizar el estrecho, aun cuando no se dirija al puerto de un estado ribereño. Dicho tránsito debe ser siempre rápido e ininterrumpido y puede ser regulado por dichos estados, los cuales pueden definir vías marítimas y dispositivos de separación del tráfico acordes a las reglamentaciones internacionales para garantizar la seguridad de la navegación.

De esta forma, cualquier estrecho internacional natural que comunique una zona de «alta mar» o «zona económica exclusiva» con otra, debe considerarse abierto para todos los buques. Este es el caso de la mayoría de los puntos críticos de paso anteriormente analizados.

Antes de finalizar esta breve exposición sobre la Convención del Mar, deben hacerse dos matizaciones importantes. La primera de ellas es que el art. 35 c) no la considera de aplicación a los estrechos internacionales «en los cuales el paso esté regulado total o parcialmente por convenciones internacionales de larga data y aún vigentes que se refieran específicamente a tales estrechos». Tal es el caso de los estrechos turcos y de los estrechos daneses.

En segundo lugar, es muy importante el caso de los canales artificiales, contruidos por el hombre. Estos canales se rigen por su propia normativa. Sin embargo es importante comentar que esta tiende a reflejar al máximo los principios básicos del derecho internacional. En particular, la Convención de Constantinopla sobre el Canal de Suez permite el paso de todos los buques, tanto en paz como en guerra y, por su parte, los tratados firmados entre EE.UU. y Panamá declaran el canal de Panamá como un paso neutral abierto a la navegación de todos los países, quedando pues garantizado el derecho de paso en ambos.

La «Seguridad Marítima» de las rutas de la energía

Concepto de «Seguridad Marítima»

Hemos visto que las rutas marítimas de la energía se encuentran expuestas a importantes riesgos y amenazas que pueden proceder tanto de actores estatales como no estatales, en particular la delincuencia y el terrorismo. Todos ellos

⁶⁶ Excepto en lo relativo a los recursos de la denominada «plataforma continental», cuya extensión máxima no puede superar las 350 millas desde su costa.

pueden provocar escenarios peligrosos para el tráfico mercante en determinadas zonas o puntos de paso. También se ha visto la importancia del comercio marítimo, mucho mayor si cabe en el caso de los suministros por mar de petróleo y gas natural, de los que dependen en alto grado muchos países, entre ellos la mayoría de los de la Unión Europea y Asia Pacífico. Por todo ello es imprescindible garantizar un uso libre y seguro de estas rutas, lo que a su vez constituye uno de los objetivos fundamentales de lo que se conoce internacionalmente como «Seguridad Marítima».

La «Seguridad Marítima» podría definirse como el conjunto de medidas necesarias para garantizar el respeto a la Ley, tanto internacional como de los estados, evitando cualquier clase de delito en la mar, en los puertos, o que intente aprovecharse del medio marino para llevarlo a cabo.

En particular, la «Seguridad Marítima» reconoce entre sus principales objetivos el de «preservar la libertad de navegación, el derecho de paso en tránsito y el derecho de paso inocente»⁶⁷ o el de «mantener la libertad de navegación, las rutas marinas comerciales y los flujos energéticos».⁶⁸

Dado el elevado número de actores que intervienen en el entorno marítimo – que pueden ser de carácter comercial, marino, policial, militar, etc.–, para que la «Seguridad Marítima» sea eficaz es necesaria una estrecha cooperación de toda la comunidad marítima, tanto a nivel nacional como internacional. Esta cooperación debe orientarse, por una parte, a la consecución de un profundo «Conocimiento del Entorno Marítimo» –*Maritime Situational Awareness*, o MSA–, por otra, a las actuaciones que se llevan a cabo en la mar.

El Conocimiento del Entorno Marítimo

El conocimiento del Entorno Marítimo se refiere al conocimiento y monitorización de todas las actividades que se desarrollan en la mar. Para ello es necesario conocer en tiempo real dónde se encuentran los buques, su rumbo, su velocidad, sus escalas previstas, su carga y otros datos similares. Toda esta información es facilitada electrónicamente de forma automática por el sistema AIS.⁶⁹ Del mismo modo, hay que conocer puntualmente y de fuentes fiables toda la información relativa a cualquier clase de atentado o incidente relacionado con la «Seguridad Marítima»⁷⁰ que haya sufrido un buque o la relativa a cual-

⁶⁷ «Maritime Security Interests». *European Union Maritime Security Strategy*. Punto IV UE. 24 Junio 2014.

⁶⁸ «The Maritime Security Environment»). *Allianz Maritime Strategy*. Punto II OTAN. 18 Marzo 2011.

⁶⁹ El sistema internacional *Automatic Identification System* es obligatorio en todos los buques mercantes y embarcaciones superiores a un determinado tamaño. Esto es algo que cumplen solamente las embarcaciones que desarrollan su actividad dentro de la legalidad vigente, por lo que es necesario vigilar especialmente a aquellos que no emiten sus datos.

⁷⁰ Entendida como «*Security*», básicamente referida a delitos.

quier detección de una actividad sospechosa. Lo mismo cabe decir de cualquier colisión o accidente grave acaecido que pudiera poner en peligro la seguridad física⁷¹ de los buques en la zona.

Para obtener una buena información del tráfico marítimo en una zona determinada, además del AIS es necesaria la colaboración de las empresas navieras propietarias de los buques mercantes que operan en ellas. A tal fin la OTAN tiene establecido el sistema de colaboración voluntaria NCAGS.⁷² Este sistema de intercambio de información ayuda a que los centros de mando y control de la Alianza tengan una presentación clara, fiable y en tiempo real de los buques e incidencias en cualquier zona de interés. La información anterior se complementa con la procedente de otras fuentes, entre ellas la proporcionada por buques en la mar, la información policial y la de inteligencia militar.

Toda ella, una vez analizada y evaluada se convierte en una poderosa herramienta de conocimiento de la situación marítima en una determinada zona, lo que permite una toma eficaz de decisiones. La información se puede hacer llegar a los buques de guerra próximos, así como servir para aconsejar modificaciones de rumbo y otras medidas preventivas a los buques mercantes que transitan por ella. Toda esta ingente información se gestiona desde apropiados centros de control mediante poderosas herramientas informáticas.

Importancia de las fuerzas navales

En muchos países existen organismos y agencias especializadas en la prevención y persecución del delito en la mar, bien agrupados en un servicio de guardacostas, bien bajo diferentes dependencias y con distintas misiones como puede ser evitar la contaminación o el contrabando. Estos entes operan generalmente en aguas próximas a costa.

Pero además la mar es un medio profundamente hostil que requiere buques grandes, con una alta autonomía que les permita recorrer grandes distancias y permanecer largos periodos en ella, dotados de potentes medios de vigilancia y control, así como de actuación, incluyendo un armamento adecuado, capaz de ser adaptado a la gravedad de cada situación. Todo ello quien mejor lo puede aportar es el buque de guerra, el cual suele operar formando parte de agrupaciones aeronavales, las cuales además de sus extraordinarias capacidades de exploración y control del mar, aportan su alta capacidad de reacción en aquellos escenarios donde sean necesarias, por muy alejados que estén y por muy conflictivos que sean.

Muy especialmente, las fuerzas navales suelen encontrarse presentes en las zonas de alto valor estratégico descritas, atendiendo a la vigilancia de los puntos de mayor amenaza y riesgo y operando de forma ininterrumpida día y noche.

⁷¹ Entendida como «*Safety*», básicamente referida a accidentes.

⁷² *Naval Cooperation and Guidance for Shipping*.

Así mismo, cuando están presentes diferentes marinas de guerra en una zona determinada, es frecuente que operen en coalición, como sucede desde 2009 en las aguas de Somalia bajo el mando de la UE, en la zona del Golfo de Adén bajo mando OTAN o con otras fórmulas de coaliciones internacionales, como las que se han citado. Así mismo, se tiende a una cooperación cada vez mayor entre dichas coaliciones y con los buques o agrupaciones navales que no están integrados en ellas.

Enfoque integral

El ámbito naval de cooperación es una manifestación más de unas políticas más amplias de cooperación entre países. Así, las políticas internacionales orientadas a conseguir «Seguridad Marítima», actúan principalmente en el campo diplomático –establecimiento de medidas de confianza y cooperación entre países, programas de ayuda al desarrollo, etc.– y en otros muchos, tales como el marítimo (–normativa sobre empresas marítimas o sobre puertos, coordinación entre agencias)–, la coordinación en los ámbitos policial y judicial y, el ámbito naval, ya citado.

Todo ello forma parte del llamado «enfoque integral», que trata de establecer un amplio marco de colaboración, así como de mejorar y aprovechar al máximo las capacidades de actuación de los países ribereños en los principales puntos críticos y zonas de mayor interés de las rutas marítimas.

En particular, son muy importantes los esfuerzos de la OTAN y de la UE, o los de EE.UU., entre los que se encuentran destacados programas internacionales de cooperación orientados a conseguir una Seguridad Marítima objetivo de todos, que garantice una utilización libre y segura de las derrotas marítimas mundiales.

Conclusiones

Si hubiera que resumir las páginas anteriores en unas pocas conclusiones finales, estas podrían ser las siguientes:

- La dependencia absoluta que las economías modernas tienen del comercio marítimo, muy especialmente aquellos países que necesitan importar por mar el petróleo y el gas natural que precisan para que sus fábricas, medios de transporte y economías domésticas sigan funcionando.
- La vulnerabilidad de las líneas de comunicaciones marítimas (SLOCS) en determinados puntos críticos, por los que transitan cantidades muy respetables de petróleo y de GNL próximas a costa. El bloqueo de cualquiera de estos puntos podría tener consecuencias muy graves para la economía mundial.

- La libertad de navegación es un objetivo compartido por una mayoría de los países, la cual está perfectamente recogida y regulada por la CNUDM. Además, es un objetivo principal de la «Seguridad Marítima», recogido tanto en la doctrina oficial de la Unión Europea como en la de la Alianza Atlántica y en la de EE.UU.
- Los países deben resolver sus disputas jurisdiccionales de forma pacífica y respetando el Derecho Internacional, así como cooperar estrechamente en la consecución de una «Seguridad Marítima» eficaz, intercambiando información y coordinando sus actuaciones.
- El buque de guerra es el elemento más preparado para prevenir, patrullar y controlar de forma eficaz un escenario complejo, así como para responder a cualquier agresión a la libertad de navegación. Su integración en fuerzas navales multinacionales es la forma lógica de actuación, lo que permite importantes sinergias y refuerza la seguridad y la confianza internacional.
- La Cuenca Atlántica va a alcanzar un grado de autosuficiencia energética muy alto. Esta situación debería ser aprovechada por Europa para disminuir su dependencia de Rusia, claramente excesiva, tanto en petróleo como en gas natural.
- Los países de Asia Pacífico tienen una dependencia excesiva del petróleo y el gas de Oriente Medio. Esta dependencia debería preocupar no solo por la concentración de sus fuentes de suministro, sino también por la cuantía de su consumo energético en sí misma y por su ritmo de crecimiento, que no se considera sostenible en el tiempo.

El impacto del yihadismo en el sector energético

Ignacio Fuente Cobo

Resumen

La dependencia de las sociedades modernas de los recursos energéticos derivados de los hidrocarburos, ha convertido al sector energético en uno de los objetivos prioritarios de las organizaciones terroristas de carácter internacional. Esta afirmación es particularmente cierta en lo que se refiere al yihadismo salafista cuyos dos principales exponentes son Al Qaeda y, más recientemente, el Daesh también denominado Estado Islámico.

En este documento, se va a analizar la capacidad y la intencionalidad de los grupos terroristas de convertir el sector energético en un objetivo preferente de la acción yihadista y, centrándonos en tres aspectos fundamentales; por una parte, el fundamento ideológico y el razonamiento estratégico que impulsa a los grupos terroristas a actuar contra el sector energético. Por otra parte, la relación existente entre la intencionalidad política de estos grupos terroristas y sus capacidades reales de bien paralizar significativamente a este sector en los estados productores o en los destinatarios, o bien controlarlo en aquellos territorios en los que han conseguido imponer su ley. Y, finalmente, los principales factores bien facultativos, o bien limitativos que facilitan, dificultan o imposibilitan a estos grupos lanzar y mantener una campaña coherente y sostenida en el tiempo contra el sector energético.

Para ello nos vamos a centrar en dos escenarios distintos, representados por Siria e Iraq por una parte y Libia por otra, donde los grupos yihadistas cuyas manifestaciones principales son Al Qaeda y el Daesh, mantienen estrategias muy diversas. Se trata, por tanto, de estudiar la capacidad de ambos grupos de

intervenir en el sector de la energía mediante actuaciones ofensivas dirigidas a la destrucción de las instalaciones, o mediante la simple ocupación de las mismas para, a continuación, analizar su impacto en los mercados energéticos y, en definitiva, las posibilidades de que alcancen sus objetivos estratégicos.

Palabras clave

Siria, Iraq, Libia, yihadismo, petróleo, gas.

Abstract

The dependence of modern societies on energy resources derived from hydrocarbons, has made the energy sector one of the priority objectives of the international terrorist organizations. This is particularly true as concerning the Salafist jihadism whose two main exponents are Al Qaeda and, more recently, the so called Islamic State Daesh or Daesh.

In this document, we analyze the ability and the intent of terrorist groups to convert the energy sector in a preferred target of jihadist action, focusing on three key areas; on the one hand, the ideological foundation and strategic reasoning that drives terrorist groups to act against the energy sector. Moreover, the relationship between the political intention of these terrorist groups and their real capabilities to either cripple significantly this sector in the producing states or to control it in those areas where they have managed to impose their law. And finally, the main factors either optional or limiting, that make it difficult or impossible for these groups to launch and maintain in the long time a consistent and sustained campaign against the energy sector.

To achieve this we will focus on two different scenarios, represented by Syria and Iraq on the one hand and by Libya on the other, where jihadist groups whose main manifestations are Al Qaeda and Daesh, run very different strategic approaches. The aim is, therefore, to study the ability of both groups to interact with the energy sector through offensive actions aimed at the destruction of facilities, or by the simple occupation of them, so that we can then analyze its impact on energy markets and the possibilities for them to achieve its strategic objectives.

Keywords

Syria, Iraq, Libya, jihadism, oil, gas.

Los fundamentos ideológicos de la «yihad energética»

En los comienzos del yihadismo moderno, los grupos terroristas se movían principalmente en la órbita de Al Qaeda y se mostraban muy reticentes de atacar a la industria del gas y del petróleo. La explicación era que el Califato islámico que pretendía establecer, tarde o temprano tendría que depender de estos recursos por lo que no parecía lógico destruirlos. Sin embargo, con el paso del tiempo este razonamiento se fue modificando, a medida que también fueron cambiando los planteamientos ideológicos de la yihad salafista.

Un hito importante vino marcado por la publicación en el año 2004, del libro *Las Leyes de convertir en objetivo a los intereses relacionados con el petróleo y la revisión de las Leyes concernientes a la yihad económica*.¹ Su autor, el clérigo saudí Jeque Abdulá bin Nasir al-Rashid propugnaba una nueva doctrina de terrorismo económico y, para ello, definía las nuevas reglas de enfrentamientos a la hora de actuar contra las infraestructuras petrolíferas. De acuerdo con estas normas, las acciones contra los intereses relacionados con los hidrocarburos, constituían un medio legítimo de ejercer la yihad económica, dados sus efectos inmediatos en el aumento de los precios de la energía, de los costes de protección de las infraestructuras y del daño en la reputación de los países productores y consumidores, principalmente los EE.UU.

Rashid describe cuatro tipos generales de intereses relacionados con el petróleo: los pozos petrolíferos, los oleoductos, las instalaciones petrolíferas –refinerías y plantas petrolíferas– y el personal de la industria del petróleo, y propugna establecer una serie de consideraciones, o reglas en relación con las acciones contra cada tipo de interés. Por ejemplo, Rashid insiste en que no está permitido atacar los pozos petrolíferos mientras existan otras alternativas más realistas, por las consecuencias negativas de este tipo de acciones que normalmente superan a los beneficios pretendidos. Igualmente, Rashid argumenta que, si bien los ataques a las instalaciones petrolíferas pueden ocasionar un efecto devastador sobre la economía, este tipo de operaciones no deben realizarse contra instalaciones que sean propiedad de musulmanes.

La doctrina de Rashid se basa en el principio de proporcionalidad que fija la obligación de establecer prioridades, de manera que los ataques no dañen la capacidad de producción de hidrocarburos a largo plazo pero, sin embargo, sí que afecten a los precios produciendo su incremento. Esta lógica de proporcionalidad es especialmente clara en la preferencia de Rashid por actuar contra los oleoductos, más fáciles y menos costosos de atacar desde una perspectiva operativa. Esta preferencia es debido a que custodiar los oleoductos resulta virtualmente imposible debido a las grandes distancias que recorren. Por ello,

¹ Kohmannk, Evan., «Al-Qaida in Saudi Arabia – excerpts from The Laws of Targeting Petroleum-Related Interests». 01 March 2006, <http://www.globalterroralert.com/images/documents/pdf/0306/oiljihad0306.pdf>.

«atacar a los oleoductos ofrece grandes beneficios y supone un gran golpe a los enemigos que no puede ser logrado por otros medios»².

Los líderes de Al Qaeda desarrollaron posteriormente esta teoría formulando a finales de 2004 su propia estrategia contra el sector energético. En un video emitido por Al-Jazeera a principios de noviembre de ese año, Osama Bin Laden propugnaba atacar a la industria petrolífera como parte de la Yihad económica contra los EE.UU. En su declaración, Bin Laden resaltaba como el conflicto en Afganistán en los años noventa del pasado siglo había hecho «sangrar a Rusia durante diez años, hasta que se vio abocada a la bancarrota y obligada a retirarse.....tenemos que continuar con la misma política con los EE.UU., de manera que sangren tanto hasta llegar a la bancarrota»³.

Esta estrategia de «sangrar hasta la bancarrota» ha permanecido desde entonces como la guía doctrinal de Al Qaeda en relación con el sector de la energía. En septiembre de 2005, el actual jefe de Al Qaeda, el egipcio Ayman al-Zawahiri reiteraba los argumentos de Bin Laden en un video emitido con ocasión del cuarto aniversario de los ataques del 11 de septiembre de 2001 al afirmar: «Llamo a los muyahidines a centrar sus ataques en el petróleo robado a los musulmanes. La mayor parte de sus rentas terminan en las manos de los enemigos del Islam y la mayor parte de lo que queda es saqueado por los ladrones que gobiernan nuestros países. Este es el mayor robo en la historia de la humanidad. Debemos parar este robo de manera que podamos salvar este recurso en beneficio de la nación musulmana»⁴.

Desde entonces, poco que sepamos ha sido publicado por Al Qaeda o sus seguidores que tenga un valor estratégico convincente, aunque los ataques contra intereses del sector energético han venido siendo un tema recurrente de la literatura yihadista y de su actividad en las redes sociales. En febrero de 2007 Abeed al-Bassam escribía un artículo en la revista *Sawt al-Jihad –La voz de la Yihad–* titulado «Bin Laden y el arma del petróleo»,² en el que enfatizaba el valor del reconocimiento previo al ataque para asegurar el éxito en la ejecución táctica y preconizaba los ataques contra las instalaciones antes que sobre el personal, dado que esta resulta imprescindible para hacer funcionar y mantener la infraestructura y las instalaciones energéticas.³

Durante los años siguientes, la mayor parte de las propuestas recogidas en la red mostraban un menor énfasis por parte de Al Qaeda o los grupos afiliados, en los ataques contra el sector energético, por lo que interés en este tipo de actividades fue progresivamente desplazándose hacia el denominado entonces «Estado Islámico de Iraq» un nuevo grupo yihadista que iba a cobrar especial relevancia en Iraq y Siria hasta devenir en el actual Daesh, también llamado

² «Al-Qaeda's Oil War Falters». *Jane's Terrorism and Security Monitor*. 16 February 2008.

³ Por ejemplo, él consideraba los ataques contra el petrolero de bandera francesa MV Limburg el 6 de octubre 2002 y contra la planta de procesamiento de aceite de Abqaiq el 24 de febrero de 2006 como los únicos ejemplos concretos de operaciones de Al-Qaeda dirigidos contra la industria petrolera.

Estado Islámico. El primer indicio de este aparente relevo lo encontramos en agosto de 2009, cuando miembros iraquíes del *Fórum al-Faluya* recogieron en una discusión en la red que: «apreciamos en los últimos tiempos una falta de interés por parte de los muyahidines para atacar a los oleoductos y refinerías. Por ello, pedimos al Estado Islámico de Iraq y a otros muyahidines que ataquen esos oleoductos que suministran a la ocupación (norteamericana). Ellos constituyen hasta la fecha la principal fuente de su supervivencia».⁴ Siguiendo esta línea de reivindicación, con la ocupación de una amplia extensión de territorio en el norte de Siria y en Iraq que contiene importantes recursos petrolíferos, el Daesh convertirá a partir de 2014 al petróleo en un elemento fundamental de su estrategia operativa.

En el caso de Libia, el perfil del terrorismo yihadista desde el 2014 es diferente del de Iraq o Siria; aquí se trata simplemente de lograr la destrucción de los campos y de las instalaciones petrolíferas. El Daesh no busca controlar el sector energético para obtener recursos con que financiarse, sino que intenta crear cuellos de botella temporales que sirvan para debilitar a sus oponentes y ganar tiempo para consolidar su posición, aunque ello suponga la destrucción en el medio plazo del sector.⁵

La explicación de esta diferente aproximación estratégica, podemos encontrarlo en el informe escrito en diciembre de 2014 por miembros del grupo yihadista Al-Mourabitum, después de su ataque a las instalaciones gasistas de Tigantourine, en pleno desierto del Sahara argelino en el mes de enero de 2013. El informe –recogido por el Centro para Combatir el Terrorismo de West Point–,⁶ explica en formato *After Action Report*, como se seleccionó el objetivo, como se planeó y ejecutó el ataque y, más importante, que es lo que fue mal y cómo evitarlo en ocasiones futuras. Este informe constituye todo un análisis pragmático de una acción yihadista contra el sector energético con una finalidad muy clara: inducir a los diferentes grupos terroristas a conducir acciones similares.

En este importante documento, el líder del grupo yihadista Mourabitum afiliado a Al Qaeda en el Magreb Islámico, el carismático Mokhtar Belmokhtar, muestra claramente su hostilidad hacia el sector energético, indicando que el ataque se realizó en beneficio de la Yihad y no para satisfacer «demandas sociales». Tigantourine se eligió por «su valor político, económico y estratégico»⁷ y el momento del ataque se debió a la rentabilidad mediática que ofrecía la presencia de un grupo numeroso de gestores y expertos extranjeros en el lugar.

⁴ Lando, Ben. «Prevention, attacks target oil». *Iraq Oil Report*. 1 September 2009. <http://www.uslaboragainstwar.org/article.php?id=20247>.

⁵ Markey, Patrick y Elumami, Ahmed. «Islamic State risk for Libya's troubled oil sector». *Reuter*. Oct 28. 2015. <http://www.reuters.com/article/2015/10/28/us-libya-energy-idUSKCN0SM0HW20151028#bjDeHIAhyGhqcl8t.97>.

⁶ Porter, Geoff D. «*Terrorist targeting of the Libyan oil and gas sector*», *op.cit*

⁷ *Ibidem*.

En la justificación del ataque, se indica también que el principal objetivo era destruir la instalación y entre las lecciones aprendidas, se recoge que los atacantes deberían haber empleado detonadores por control remoto para compensar la falta de efectivos humanos.⁸ Finalmente, el informe alerta a otros posibles imitadores de que el tomar rehenes, no es suficiente para evitar un asalto militar, por lo que se requiere adoptar otra serie de medidas adicionales. El informe concluye con una frase del ideólogo yihadista Akram Hijazi que extrae entre los beneficios de esta acción, el de proporcionar a los terroristas un ejemplo “real” de una operación que puede ser «replicada» en otros escenarios o en otras circunstancias.⁹

La actuación de Al Qaeda contra el sector energético en la península arábiga

A pesar de la doctrina de Al Qaeda que propugna atacar de manera proporcional al sector de la energía, el análisis de sus actuaciones durante los últimos años, nos lleva a afirmar que existe una clara dicotomía entre las intenciones de la organización y sus capacidades operativas. Es cierto que en los momentos álgidos de la insurgencia iraquí contra la ocupación norteamericana entre los años 2004 y 2006, fueron atacadas numerosas instalaciones, principalmente refinерías y oleoductos en Bayji, Dahuk, Kirkuk y Mosul,¹⁰ si bien la mayor parte lo fueron por militantes que no estaban directamente relacionados con Al Qaeda. Sin embargo, fuera del teatro de operaciones iraquí, la campaña dirigida contra el sector de la energía por parte de Al Qaeda, fue muy limitada quedando prácticamente reducida a un puñado de incidentes de cierta relevancia en Arabia Saudí y Yemen, con éxito estratégico y táctico desigual.

El primero de ellos se refiere al ataque el 6 de octubre de 2002 contra el buque tanquero de bandera francesa MV Limburg en las proximidades de la costa de Yemen. El ataque consistió en un explosivo adosado al lateral del barco al que se hizo explotar, provocando un incendio y el consecuente vertido al golfo de Adén de 90.000 barriles de petróleo –un cuarto de los 397.000 barriles que transportaba–. Además uno de los miembros de la tripulación murió en la explosión y otros 12 resultaron heridos.¹¹

Los efectos sobre el mercado energético fueron inmediatos si bien limitados. El precio del petróleo se incrementó en apenas un 1,3% (30 céntimos), pero las

⁸ *Ibidem*.

⁹ Al-Samadi, Tamer. «Jordan's Jihadists Divided Over Jihad in Syria.» *al-Hayat*. February 17, 2012.

¹⁰ Una relación completa de los ataques a oleoductos en Iraq desde 2003 hasta comienzos de 2008 puede encontrarse en IAGS *Energy Security*. «Iraq Pipeline Watch», <http://www.iags.org/iraqpipelinewatch.htm>.

¹¹ «Maritime Security: Potential Terrorist Attacks and Protection Priorities » *Congressional Research Service Report for Congress*. , 14 May 2007. http://assets.opencrs.com/rpts/RL33787_20070514.pdf.

primas de los seguros para los barcos que operaban en esta zona se triplicaron. Mas importantes fueron los daños para la economía yemení para la cual el coste de estacionamiento de un barco en puerto se incrementó en 150.000 dólares, lo que produjo una reducción de la actividad portuaria del 30% y una pérdida de 3,8 millones de dólares mensuales para las arcas de Yemen.¹² Para un país cuyas rentas procedían en un 75% de las exportaciones de petróleo, la pérdida de actividad portuaria supuso un importante golpe para su economía.

El segundo ataque tuvo lugar el 24 de febrero de 2006 contra la instalación de procesamiento de petróleo de Abqaiq en Arabia Saudí y tuvo mayor repercusión que la anterior, debido a la importancia estratégica del objetivo. Abqaiq se encuentra situado junto a un yacimiento con más de 17 millones de barriles de reservas probadas de petróleo que producían en el 2006 cerca del 4% de la producción total de Arabia Saudí, equivalente a un total de 430.000 barriles de petróleo.¹³ Más preocupante era, desde el punto de vista estratégico que dos tercios de la producción de Arabia Saudí pasasen a través de las estaciones de bombeo de la instalación, de los separadores gas-petróleo y de los oleoductos previos a su exportación por las terminales situadas en Ras Tanura, Ras al-Juaymah y otras terminales de exportación del Golfo. En el momento del ataque en febrero de 2006 todo este complejo petrolífero equivalía a unos 5 millones de barriles por día, es decir, un sexto de la producción mundial de petróleo.

La operación fracasó debido principalmente al mal planeamiento táctico, la escasez de medios, una mala ejecución y una cierta sobreestimación de las propias posibilidades. Los vehículos cargados de explosivos, detonaron en el perímetro exterior de seguridad y los daños solo afectaron a las instalaciones de bombeo y procesamiento sin afectar a las principales.¹⁴ La rápida respuesta de las fuerzas de seguridad saudí fue también un factor determinante para el fracaso de la operación. Sin embargo estratégicamente, esta acción tuvo una mayor repercusión al traducirse en un incremento en el precio del crudo de unos dos dólares. Con este audaz ataque, se ponía de manifiesto que el sector energético de Arabia Saudí y otros estados del Consejo de Cooperación de Golfo, se habían convertido en un objetivo clave de la estrategia terrorista de Al Qaeda.

¹² De acuerdo con un informe publicado por la Oficina contra el terrorismo del Departamento de Estado norteamericano el 8 de noviembre de 2002, U.S. Department of State. «Yemen's Economy Suffering Due to October Terrorist Attack». November 8, 2002. <http://www.america.gov/st/washfile-english/2002/November/20021108162129skaufman@pd.state.gov0.4453089.html>.

¹³ La producción en Abqaiq ha disminuido desde entonces (en parte debido al agotamiento natural). De acuerdo con el IHS *Cambridge Energy Research Associates* (IHS CERA), la producción en Abqaiq in 2009 alcanzó los 375,000 barriles diarios. «World's Largest Oil Fields and Top Oil Producing Nations». IHS CERA. 18 August 2009. <https://www.cera.com/asp/cda/public1/news/articles/newsArticleDetails.aspx?CID=10534>. Ver también, «Country Analysis Briefs – Saudi Arabia», *Energy Information Administration* November 2009, http://www.eia.doe.gov/cabs/Saudi_Arabia/Full.html.

¹⁴ Al-Rohan, Khalid R. *The Impact of the Abqaiq Attack on Saudi Energy Security*, Center for Strategic and International Studies. 27 February 2006. http://csis.org/files/media/isis/pubs/060227_abqaiqattack.pdf.

El tercer ataque importante se produjo el 15 de septiembre de ese mismo año 2006 contra dos terminales petrolíferas de Yemen. Mal concebido, pobremente planeado y peor ejecutado, ambos ataques fueron un completo fracaso, al combinar una inadecuada selección de objetivos con una mala ejecución de la operación. Al tratarse de terminales y por tanto de instalaciones no críticas, estaban débilmente protegidas por lo que el éxito táctico hubiera sido relativamente fácil –no hubo sin embargo apenas daños–. Pero aunque hubiera sido así, el impacto estratégico habría sido muy limitado, como efectivamente se puso de manifiesto cuando los precios del petróleo no sufrieron alteración alguna, posteriormente al ataque.

Aunque la situación de seguridad en Yemen ya venía degradándose desde hacía varios años, no hay evidencia suficiente de la participación directa de Al Qaeda en la ejecución de este ataque. Más bien parece que las operaciones fueron llevadas por un pequeño grupo de islamistas yemeníes que intentaba copiar las tácticas de sus homólogos yihadistas en Arabia Saudí e Iraq.

Estos ataques pusieron de manifiesto que, a pesar del discurso ideológico sobre la legitimidad de atacar y sabotear la infraestructura petrolífera, los grupos terroristas tenían serias dificultades a la hora de lograr el éxito. La primera razón de las mismas, habría que buscarla en las fuertes medidas de seguridad que imperan en un sector especialmente protegido. Por ejemplo en el 2006, el gobierno saudí se gastó más de billón y medio de dólares en seguridad, lo que incluía desplegar más de 25.000 soldados, además de helicópteros y aviones de combate F-15 las 24 horas del día.¹⁵ En Iraq, en estas fechas ocurría algo parecido. Con ayuda logística norteamericana, el gobierno iraquí estableció una serie de zonas de exclusión de oleoductos (PEZs) rodeadas de alambres de espinas, vallas y fosas de seguridad y trincheras en los lugares críticos y protegidas por guardas y patrullas armados con lanzacohetes y otros tipos de armas pesadas. De esta manera, y a modo de ejemplo, en los 12 meses, desde julio de 2007 a julio de 2008, siguientes a la finalización de la PEZ de Kirkuk a Baiji –en el norte de Iraq– las exportaciones de petróleo a través de este oleoducto se multiplicaron por diez, sin que apenas se reportaran interrupciones importantes.¹⁶

¹⁵ Codeesman, Anthony H, y Obaid, Nawaf. *Saudi Petroleum Security: challenges and Responses*. Center for Strategic and International Studies. 30 November 2004. http://csis.org/files/media/csispubs/saudi_petroileumsecurity041129.pdf.

¹⁶ Blanchard, Christopher M. «Iraq: Oil and Gas Legislation, Revenue Sharing, and U.S. Policy». *Congressional Research Service*. 3 November 2009. <http://www.fas.org/sgp/crs/mideast/RL34064.pdf>;

Lando, Ben, «Iraqi forces step up oil protection». *Iraqi Oil Report*. 24 September 2009. <http://www.iraqoilreport.com/security/iraqi-forces-step-up-oil-protection-2248/> ;.

Energy Information Administration. «Country Analysis Briefs – Iraq». June 2009. <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Iraq/pdf.pdf>, y «Safer pipeline lets Iraq oil exports flow: report». *Reuters*. 26 July 2008. <http://www.reuters.com/article/idUSN2641627720080726>.

Otro factor que también ayuda a explicar este fracaso de Al Qaeda, está en la desconexión que existe entre el sector energético como objetivo estratégico y la capacidad operativa real del grupo yihadista de actuar contra él. Al mismo tiempo, su fracaso en el establecimiento de un emirato islámico que venía siendo su principal objetivo, le llevó a una pérdida progresiva de credibilidad en el mundo islámico, en Oriente Medio, Norte de África y sureste asiático, hasta el punto de que muchos yihadistas activos o potenciales pasaron a cuestionar el liderazgo de la organización.

Pero en ningún sitio tuvo lugar este cuestionamiento con mayor intensidad que en Iraq donde el «despertar suní» –ese curioso proceso de alianza militar entre las fuerzas militares norteamericanas y las tribus suníes de las provincias del norte–, llevó al rechazo de la visión de un estado pan-islámico tal y como propugnaba Al Qaeda.¹⁷ Los islamistas partidarios de esta idea se vieron rápidamente reducidos ante la proliferación de nuevos actores con visiones distintas de lo que debía ser el movimiento islámico. Los sectores más radicales se vieron en estos años arrinconados frente a los más conciliadores que creían en la posibilidad de un único estado iraquí como solución política a la situación de guerra en que se encontraba el país. Tendrían que esperar a los movimientos revolucionarios que se producirán durante las llamadas primaveras árabes, a partir de 2011, con sus consecuencias transformadoras, para que el sector de los hidrocarburos pasase a convertirse en un elemento esencial de la estrategia de los movimientos yihadistas.

En los años anteriores a estos movimientos, la presión antiterrorista de los EE.UU. y de sus aliados en las regiones fronterizas entre Afganistán y Paquistán donde se escondía el liderazgo de Al Qaeda, llevó a esta organización a convertirse en una red de grupos asociados fuertemente descentralizados. La autoridad operativa se fue alejando progresivamente del centro quedando su responsabilidad cada vez más en las franquicias regionales que tenían sus propios intereses y sus propios objetivos no siempre alineados con los de la organización central. De esta manera, Al Qaeda Central quedó relegada prácticamente a una especie de estructura de referencia, responsable de establecer la guía doctrinal de las franquicias y de definir la agenda general de la organización; es decir, evolucionó desde «un grupo terrorista que incursionaba en los medios de comunicación a una organización mediática que actuaba en el campo del terrorismo».¹⁸

Otra limitación operativa que también conviene tener en cuenta, se refiere a las luchas internas de poder en el seno de Al Qaeda que tuvieron lugar durante la

¹⁷ Burke, Jason. «Perceptions of leaders: Examining extremist views of Al-Qaeda». en *Al-Qaeda's Senior Leadership – A Jane's Strategic Advisory Services Supplement*. IHS Jane's. November 2009., pp. 2-6.

¹⁸ Brachmann, Jarret. «Retaining Relevance – Assessing Al-Qaeda's Generational Evolution», en *Al-Qaeda's Senior Leadership – A Jane's Strategic Advisory Services Supplement*. IHS Jane's. November 2009. pp. 26-30.

pasada década, fundamentalmente entre los yihadistas egipcios y aquellos procedentes de otros lugares. Estas pugnas dentro de la estructura central de Al Qaeda, no solo minaron el éxito estratégico largo plazo de la organización, sino que también redujo la capacidad operacional y táctica de la misma. La sobre-representación egipcia en Al Qaeda Central se convirtió en una causa principal de fricción para los yihadistas no egipcios que se mostraron incapaces de reconciliar la discrepancia existente entre el ideal de una comunidad supranacional de creyentes y la realidad de la predominancia egipcia en el liderazgo de Al Qaeda.¹⁹

La muerte de muchos de los principales líderes de la Al Qaeda Central de origen egipcio, a manos de los drones norteamericanos,²⁰ no hizo sino complicar las cosas, al indicar el declive de la preponderancia del elemento egipcio en el primer nivel de mando, relativo a un segundo nivel de mando dominado por los yihadistas árabes.²¹ Para muchos de estos yihadistas que demostraban un celo religioso exacerbado, pero que también buscaban objetivos de alto perfil mediático para alcanzar notoriedad, las operaciones dirigidas contra la industria del petróleo y principalmente contra los oleoductos tan fáciles de reparar, carecían del interés necesario para satisfacer sus ambiciones, por lo que pasaron a convertirse objetivos de segunda clase.²²

Todos estos factores hicieron que, si bien Al Qaeda mantuviera su intención de organizar y llevar a cabo ataques directos contra todo tipo de objetivos energéticos, la organización tuviera ahora que enfrentarse a un amplio abanico de nuevos desafíos que limitaban su capacidad de mantener su campaña contra este tipo de objetivos. Estos desafíos eran tanto externos debidos a la presión de las fuerzas norteamericanas en Afganistán, Iraq, o Yemen o el acoso constante por parte de las potencias petrolíferas del Golfo, como internos referidos a divisiones ideológicas, luchas de poder, o dificultades en el reclutamiento.

La dificultad de afrontar estas presiones externas y superar sus propias contradicciones internas, impidió desde entonces a Al Qaeda atacar instalaciones energéticas críticas en lugares como Iraq o la península arábiga, donde su liderazgo se vio cuestionado por la emergencia –con las revoluciones árabes– de organizaciones mucho más radicales en sus planteamientos y con estrategias mucho más efectivas como sería el caso, a partir del 2013, del Daesh o Estado islámico.

¹⁹ Steimberg, Guido. «Towards Collective Leadership – The Role of Egyptians in Al-Qaeda». en *Al-Qaeda's Senior Leadership – A Jane's Strategic Advisory Services Supplement*. IHS Jane's. November 2009., pp. 7-11.

²⁰ Entre ellos Mustafá Abu Al-Yazid, un ciudadano egipcio también conocido como Sheik Saeed al-Masri, que era el tercero en el mando de Al Qaeda y cuya muerte fue confirmada por la organización yihadista el 1 de junio de 2010. «U.S. Welcomes Death of Al-Qaida Leader in Pakistan». *Voice of America*. 1 June 2010. <http://www1.voanews.com/english/news/usa/Pakistani-Based-High-Ranking-al-Qaida-Leader-Killed-95292139.html>.

²¹ El libio Abu Yahya al-Libi se ha convertido en uno de los ideólogos de más alto rango y autoridad religiosa de Al-Qaeda desde su fuga de la base aérea de Bagram en 2005, apareciendo con frecuencia en declaraciones de vídeo y audio. See Steinberg, Guido, *op. cit.*

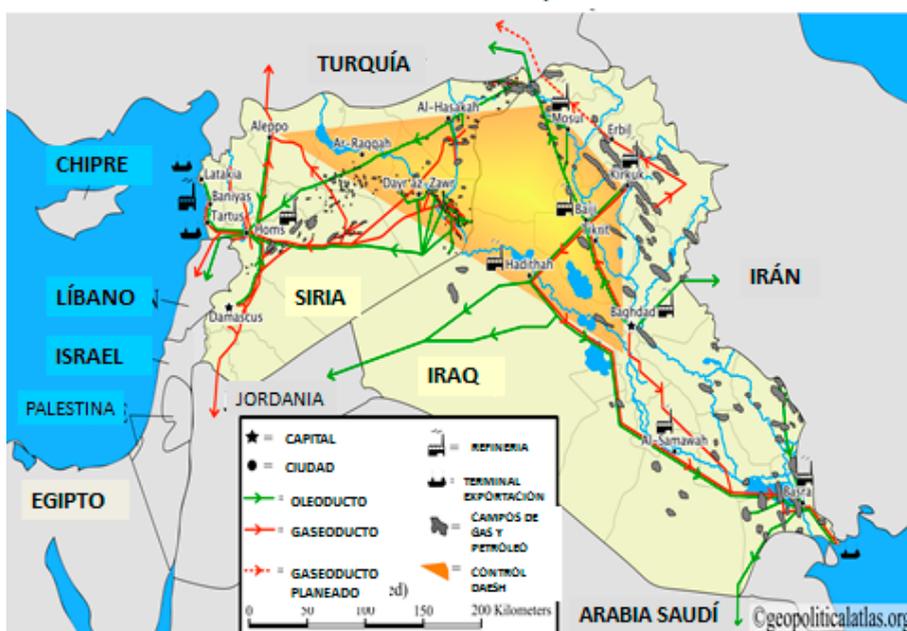
²² Pippard, Tim. *op.cit.op.cit.* p.11.

La acción de los grupos yihadistas contra el sector energético sirio

En comparación con las reservas iraquíes, la producción siria de 380.000 barriles de petróleo por día no resulta una oferta muy tentadora, ni una excusa para llevar el centro de gravedad de una guerra con fuertes connotaciones geopolíticas a las regiones productoras. Sin embargo, el petróleo ha venido desempeñando un papel fundamental en el desarrollo de la guerra de una manera muy particular en el este de Siria que es donde se produce principalmente.

En el este, alrededor de la ciudad de Deis ez-Zor y hasta la frontera iraquí, se encuentran varios yacimientos descubiertos por las compañías Shell y Total a

CAMPOS DE PETROLEO Y GAS EN SIRIA E IRAQ CONTROLADOS POR EL DAESH



mediado de los años ochenta del pasado siglo. La producción de estos campos alcanzó un máximo de 400.000 barriles una década después para ir progresivamente disminuyendo hasta alcanzar los 125.000 barriles a finales de 2010, unas semanas antes del comienzo de la insurrección contra el gobierno sirio.²³

La segunda gran zona petrolífera se encuentra en el noreste del país, principalmente al noreste de la ciudad de Al-Hasakah y al oeste de la ciudad de Qamishli, en un área que está controlado casi completamente por los kurdos y, más concretamente, por la rama militar del partido de la Unión Democrática, la filial

²³ Yazigi, Jihad. «Le pétrole syrien finance la guerre». *The Syria Report*. Juillet 2014. <http://www.lecommercedulevant.com/regional/reperes/syrie-liban/le-petrole-syrien-finance-la-guerre/23679>.

siria del partido de los Trabajadores del Kurdistán (PKK) con sede en Turquía. Los yacimientos que se encuentran en esta zona desarrollados desde los años sesenta por la Syrian Petroleum Company, la compañía pública siria, como el de Karatchok, se caracterizan por proporcionar un petróleo pesado, situándose su producción en unos 250.000 barriles la víspera del levantamiento. La apertura de las zonas de exploración a partir del 2004 a compañías extranjeras hizo que diversas compañías independientes invirtieran en la producción de petróleo, incluyendo compañías chinas pero también mixtas como la *Gulfsands*, una compañía británica en régimen de partenariado con Rami Maklouf, uno de los hombres más ricos de Siria y primo del presidente Assad.

La aparición de los grupos yihadistas en la escena siria en el año 2013, supuso un cambio en la estrategia energética de la insurgencia anti presidente Bashar al-Assad. Desde el principio de su actuación en Siria e Iraq, los yihadistas contemplaron el petróleo como un elemento fundamental en la construcción de un estado islámico, que debía permitir la financiación de la insurgencia y, sobre todo, la creación de un califato. Mientras Al Qaeda se financiaba principalmente a base de donaciones, las finanzas del Daesh se basaban en la producción de petróleo.

Puede decirse que la guerra ha afectado de diversas maneras al sector petrolífero. El embargo impuesto por la comunidad internacional a partir del otoño de 2011 y, particularmente, por las compañías europeas compradoras del petróleo sirio en un 90%, supuso una suspensión de las exportaciones con la consecuente disminución de la producción y de los ingresos en divisas de las arcas públicas que cayeron igualmente en un 90%. Al mismo tiempo, las sanciones empujaron a las empresas occidentales a retirarse del país quedando el sector petrolífero prácticamente cerrado al régimen alauí.

Más importante fue todavía la toma de control del este del país por los grupos rebeldes en la primavera de 2013 lo que, por una parte, privó al gobierno sirio del acceso a sus campos petrolíferos obligándole a ponerse en las manos de su aliado iraní para financiar la importación de petróleo y, creándose por tanto, una gran dependencia estratégica entre Damasco y Teherán. Por otra parte, lanzó la señal de partida para una lucha sin cuartel entre los diversos grupos yihadistas por el control de estos recursos energéticos con vistas a financiar sus esfuerzos de guerra. Esta lucha por los campos petrolíferos alcanzó un especial grado de violencia en la región de Deir ez-Zor donde confluyeron los yihadistas al tiempo que diversas tribus árabes y los combatientes, apoyados por Occidente, del Ejército Libre de Siria.

Al principio la Unión Europea dio ciertos visos de legalidad al saqueo del petróleo sirio mediante la decisión tomada en abril de 2013 en la que se autorizaba al «gobierno interino» de Ahmad Tohme afiliado a la denominada Coalición Nacional Siria, a financiarse mediante la venta de una parte del petróleo sujeto a sanciones internacionales por parte europea y norteamericana.²⁴ No se trataba de recuperar

²⁴ As-Safir. «Who controls Syria's oil?». *Al Monitor*, 6 de julio de 2014. <http://www.al-monitor.com/pulse/security/2014/07/syria-conflict-control-oil-fields-ambiguity.html>.

por parte de los estados occidentales un petróleo que, dada su escasa cuantía, no necesitaban, sino de alimentar con las rentas obtenidas por medio de su exportación ilegal, la máquina de guerra que se oponía al régimen de al-Assad.

Sin embargo, la Coalición Nacional no fue capaz de vender ni un barril del petróleo sirio y el Ministerio de Energía dependiente de la misma y situado en la ciudad turca de Ganziatep fue incapaz de controlar el petróleo que se vendía en la ciudad fronteriza siria de Tal Abyad, lugar hasta el cual era transportado y refinado por los distintos grupos insurgentes para, posteriormente, ser vendido a compañías turcas.

Los principales beneficiarios del contrabando de petróleo en estos primeros momentos de la insurgencia, fueron los señores locales de la guerra asociados a Jabhat Al Nusra, la versión local de Al Qaeda. Para ello, fueron comprando las pequeñas refinerías turcas próximas a la frontera financiándolas con la venta de las desmotadoras de algodón sirio que se encontraban en Alepo y en los silos de Ras al-Ayn. De esta manera, en abril de 2014, el frente Al Nusra extraía cerca de 10.000 barriles por día del campo de al-Omar que controlaba directamente, para luego venderlos a 40 dólares el barril, lo que le reportaba unos ingresos de 400.000 dólares diarios.

Al tiempo que ocurría esto, el grupo rival de Al Nusra, el autodenominado Estado Islámico o Daesh, fue poco a poco expandiéndose por Siria reorientando su esfuerzo principal hacia el este rico en petróleo, donde había creado una cabeza de puente en el año 2013, y abandonando la región noroeste, una zona de gran importancia estratégica pero donde no había petróleo. Para ello buscaron, al igual que sus rivales del Jabhat al-Nusra, agrupar bajo la bandera de la Yihad a las distintas tribus y a los pozos que controlaban. Esta reunificación es uno de los elementos principales de la lucha por la primacía regional entre los dos grupos salidos de la misma rama regional del yihadismo de Al Qaeda: los «Jariyés» de Estado Islámico de Abu Bakr Al Bagdadí, frente a los «Apóstatas» de la Jabhat Al Nusra liderados por Abu Muhammad al-Golani.

En junio de 2014, el Daesh se hizo cargo del importante campo petrolífero de al Taïm situado junto al campamento militar de Deir ez-Zor, objeto de combates encarnizados. También se apoderó del yacimiento de Al-Jafra que arrebató al consejo legislativo del muftí de Jabhat al-Nusra, Omar al-Hadawi. A partir de mediados de 2014, el Daesh estableció su capital en la ciudad septentrional de Raqqa con lo que, a medida que su situación militar se iba consolidando, su control sobre las instalaciones petrolíferas se fue extendiendo hasta dominarlas por completo. En el mes de septiembre de 2015, caía en su poder el último yacimiento petrolífero todavía en manos del gobierno sirio: Yezl, al noroeste de Palmira y próximo a una región que contiene los principales campos de extracción de gas del país, de manera que el Daesh controla siete campos petrolíferos de Siria.

Con su estrategia tremendamente agresiva, el Daesh se convirtió en autosuficiente financieramente en Siria mediante la venta de petróleo, completada con

el trigo y agua y la imposición de impuestos a la población local.²⁵ Desde entonces, el líder militar del Daesh sirio, Omar al-Shishani se dedicó a reforzar su control de los yacimientos sirios y a unificar las redes de contrabando, mientras protegía las vías de comunicación y los medios de transporte desde Deir ez-Zor hasta Raqqa en el norte y desde allí a la frontera turca.

Así por ejemplo, según el *Financial Times*, en el campo de al-Jibssa en la provincia de Hassakeh al noreste de Siria, que produce 2.500-3.000 barriles diarios, unos 30 a 40 grandes camiones cada uno con 75 barriles de capacidad, cargaban en octubre de 2015 petróleo cada día.²⁶ Más importante todavía, en el gigantesco yacimiento de al-Omar controlado como todos los de Siria por el Daesh, se llegaban a formar colas de camiones de hasta seis kilómetros tardándose varios días de espera antes de poder efectuar el llenado de cada camión. Una vez efectuado, los camiones se encaminaban hacia refinerías locales, o se vendía el petróleo en determinados puntos a intermediarios que lo transvasaban a vehículos más pequeños para su transporte a ciudades como Alepo o Idlib. En estos lugares su venta local resultaba sencilla, dado que la demanda de un producto necesario para casi todo, era muy grande.

En cuanto a las tribus locales al-Bakir, al-Bakara, al-Koran, Abu Dakr, etc., que inicialmente operaban de una manera casi independiente, poco a poco fueron en su gran mayoría afiliándose a las organizaciones islamistas principalmente al Daesh. Con la toma del campo petrolífero de Al-Jafra, el Daesh otorgó la concesión de la explotación de 30 pozos a varias tribus de la región de Deir ez-Zor, a cambio de su lealtad y de su compromiso en la explotación y en la protección de los yacimientos. Otros pozos fueron explotados conjuntamente mediante una alianza entre las tribus locales y los comandantes de las unidades del Daesh que operaban en la zona,²⁷ produciendo un total de 40.000 barriles diarios extraídos de varias docenas de campos petrolíferos repartidos por toda la región.

En la otra gran región petrolífera siria situada en las proximidades de Hassakah y Qamishli, la situación militar no fue tan complicada como en la de Deir ez-Zor al estar los principales yacimientos controlados por las fuerzas kurdas del partido de la Unión Democrática del Kurdistán, lo que evitó que tuvieran lugar allí batallas encarnizadas por su control. La producción estimada en unos 10.000 barriles diarios resultaba suficiente para abastecer de productos petrolíferos refinados de una manera rudimentaria –por ejemplo, hirviendo el crudo en cual-

²⁵ Pizzi, Michael y Shabaan, Nuha. «ISIS Builds Power Base Unchecked, Takes Over a-Raqqa». *Syria:Direct*. August 2013. <http://syriadirect.org/news/isis-builds-power-base-unchecked-takes-over-a-raqqa>.

²⁶ Solomon, Erika, Chazan, Guy y Jones, Sam. «Isis Inc: how oil fuels the jihadi terrorists». *Financial Times*. October 14. 2015. <http://www.ft.com/intl/cms/s/2/b8234932-719b-11e5-ad6d-f4ed76f0900a.html#axzz3t3gPtIWx>.

²⁷ Por ejemplo, el campo petrolífero de Tink Oil, que es uno de los más importantes de la región, se dividió entre una alianza formada entre Ahrar al-Sham, la brigada Jaafar Tayar, Ibn al-Moukim y Ahl al-Asar por un lado, y un grupo de tribus y las familias de la región en el otro. Ver As-Safir. *op.cit*.

quier lado, por ejemplo en pequeños charcos en el patio de las casas–, a toda la región del noreste de Siria.²⁸

Desde los momentos iniciales de la insurrección, se creó un mercado ilegal de venta y distribución de petróleo destinado al consumo legal y a la exportación. El primer lugar de transacción de este tráfico ilegal fue la ciudad de Manjib al este de Alepo donde los compradores y vendedores se reunían para negociar la compraventa de petróleo y de productos refinados. Inicialmente se hacía para atender al consumo local, si bien comenzó pronto a ser exportado hacia Turquía. Lo paradójico es que desde el control de los campos por los grupos islamistas a partir del 2013, el principal cliente resultara ser el propio estado sirio que negoció inicialmente con el frente al-Nusra.²⁹ No obstante, este comercio disminuyó rápidamente debido, entre otras razones, a la dificultad de transportar el petróleo entre las zonas controladas por unos y otros. Igualmente, el frente al-Nusra se benefició de las exacciones que obtenía por permitir la circulación del petróleo a través de las zonas que controlaba en dirección a las refinerías de Homs y Baniyas bajo control del gobierno. Posteriormente, este papel fue asumido por el Daesh a medida que fue apoderándose de los yacimientos.

El papel central del petróleo también se refleja en la importancia que se le venido dando en la estructura descentralizada de poder que el Daesh mantiene en los territorios bajo su control. En su mayor parte, se basa en *walis* regionales –gobernadores– que administran los territorios de acuerdo a los preceptos establecidos por la *Shura* central. Sin embargo, el petróleo –junto con las operaciones militares y de seguridad del Daesh y su sofisticada producción de medios de comunicación– está controlado directamente, siendo responsabilidad de la *Shura* central el control de todo lo relativo a este próspero negocio.

La supervisión de los yacimientos petrolíferos está estrechamente controlada por la *Amniyat*, la policía secreta del Daesh, que se asegura de que las rentas se dirigen hacia los objetivos de la organización aplicando castigos brutales cuando no es así. La estaciones de bombeo están vigiladas por guardias fuertemente armados y rodeadas de muros de arena protegidos.

El petróleo se contempla como un negocio en el que no se descarta a ningún socio potencial. El régimen sirio ha sido un socio económico clave para el grupo yihadista que le ha estado vendiendo petróleo de sus pozos en Siria a precios reducidos. Desde verano de 2015, esta actividad se ha reducido en gran medida debido al aumento de la vigilancia de Turquía de las actividades en su frontera con Siria, si bien el régimen sirio sigue siendo un cliente clave.³⁰ El Estado Islámico también ha vendido el petróleo tanto al Ejército Libre de Siria (FSA) como a Jabhat al-Nusra, que a su vez se ha beneficiado de la venta de petróleo en el mercado negro en Turquía.

²⁸ *Ibidem*.

²⁹ *Ibidem*.

³⁰ Vinograd, Cassandra y Cheikh Omar, Ammar. «Syria, ISIS Have Been 'Ignoring' Each Other on Battlefield, Data Suggests.» *NBC News*. December 11, 2014. www.nbcnews.com/storyline/isis-terror/syria-isis-have-been-ignoring-each-other-battlefield-data-suggests-n264551.

La producción de petróleo ha venido fluctuando durante los años 2014 y 2015, de acuerdo con las condiciones de seguridad de los pozos y oleoductos, si bien los cambios entre 2013 y 2014 fueron relativamente menores en comparación con la reducción global en el sector desde el inicio de la guerra.³¹ Así en el primer trimestre de 2014 se redujo a 14.200 barriles por día en comparación con 60.500 barriles en el mismo trimestre de 2013. El segundo trimestre de 2014 fue testigo de un repunte en la producción de petróleo de 20.700 barriles por día, o lo que es lo mismo un aumento del 10,8% por sobre el trimestre paralelo. Sin embargo, la producción media estimada en 17.700 barriles por día en el tercer trimestre, supuso una disminución del 14,4% con relación al trimestre anterior, pero mejorada en un 7,7% si se compara con el trimestre equivalente del 2013. Finalmente, en el cuarto trimestre del 2014, la producción se estima alcanzó los 17.500 barriles por día, un aumento del 36,5% en comparación con el 2013.

En lo que respecta al gas, a diferencia del petróleo se extrae de los campos que se encuentran en el oeste del país, principalmente en torno a la ciudad de Palmira, y en su mayoría bajo el control del gobierno. No obstante, a mediados de 2014 las fuerzas de Daesh se hicieron con el control de la refinería de gas de CONICO arrebatándosela a sus rivales de Jabhat al-Nusra, al tiempo que cancelaba los acuerdos entre estos y las tribus locales Khachman a cambio de garantizar a estas últimas un tercio de la producción de gas. De esta manera el Daesh se convirtió en el dueño de la refinería que abastecía de gas a la planta eléctrica de la importante ciudad de Homs.³² Un año después, en el transcurso de la ofensiva hacia el oeste de mayo de 2015, el Daesh capturó Palmira, una ciudad próxima a una región que contiene los principales campos de extracción de gas del país amenazando de esta manera los suministros a la parte controlada por el gobierno sirio.

En 2010 la producción de gas natural era de aproximadamente 24 millones de metros cúbicos, unas cifras que se vieron progresivamente reducidas hasta los 15,6 millones de metros cúbicos por día en el primer trimestre de 2015.³³ Hasta la fecha, los campos de gas que han caído en manos de las organizaciones yihadistas son relativamente menores. El más grande, desarrollado durante la década pasada por compañías internacionales como Suncor Energy y Canadian INA croata Petroleum, está amenazadas, pero todavía en manos de las fuerzas gubernamentales.

Por su parte, la mayor planta de gas de Siria, CONOCO, en la provincia de Deir el-Zur, estaba en poder del frente al-Nusra hasta finales del 2013 en que pasó a ser controlado por el Daesh. Esta estación proporcionaba gas tanto a la central eléctrica de Jandar en las proximidades de Homs en una región controlada por el régimen, como a los centros de *stockage* controlados por los yihadistas. El Daesh vendía el

³¹ Bensemra, Zohra. «Syria, Alienation and Violence, Impact of Syria Crisis Report 2014». UNDP. Reuters. 2015 Syrian Centre for Policy Research (SCPR). Damascus. March 2015. http://www.unrwa.org/sites/default/files/alienation_and_violence_impact_of_the_syria_crisis_in_2014_eng.pdf.

³² As-Safir., *op.cit.*

³³ Jihad Yazigi. «La lutte s'intensifie pour le contrôle des ressources naturelles «syriennes»». July 1 2015. <http://jihadyazigi.com/tag/petrole/>.

gas extraído en cantidades limitadas de este mismo campo en forma de bombonas y a un precio de 3 dólares la unidad. De esta manera obtenía unas 1.000 bombonas, lo que le proporcionaba unas rentas adicionales de 3.000 dólares, una cantidad muy modesta si se compara con las rentas obtenidas de la venta del petróleo. No obstante, la venta de gas a los distintos combatientes simultáneamente, pone de manifiesto las características particulares del conflicto sirio con el desarrollo de dinámicas propias de las guerras civiles, en las que las partes declaradas enemigas continúan, a pesar de todo, manteniendo relaciones económicas que benefician a ambas, sin que ello suponga que dejen de combatirse. El hecho de que el gas sea un producto más difícil de comercializar y distribuir que el petróleo y que el único cliente potencial del Daesh sea el gobierno que necesita del gas y que, a su vez, controla los campos, sirve para explicar por qué la escasez de electricidad en Damasco y en otros centros urbanos hasta ahora han sido limitados.

De esta manera, la producción de gas ha sido relativamente moderada en 2014 con un descenso de 9,6% debido a la inseguridad y a la destrucción limitada de infraestructuras. Gran parte de esta disminución cabe relacionarla con las operaciones militares alrededor del campo de gas de Al-Shaer donde tuvo lugar una dura batalla a mediados de julio de 2014, cuando yihadistas radicales del Daesh atacaron y capturaron el campo arrebatándoselo a las fuerzas gubernamentales, acción que fue seguida por un contraataque del Ejército. Fue una de las batallas más sangrientas hasta a la fecha en la guerra entre los combatientes de este grupo y las fuerzas del ejército sirio.³⁴

Puede decirse que los grupos islamistas, principalmente el Daesh, y el gobierno de Bashar al-Assad han mantenido entre sí unas relaciones basadas en gran medida en el pragmatismo. Al tiempo que combaten por la posesión territorial de amplias zonas en el norte y centro del país y por el control de los recursos energéticos, el régimen sirio ha venido siendo un cliente energético de los mismos y un facilitador de sus actividades militares, mientras que el grupo terrorista ha ayudado a validar la narrativa del gobierno de Damasco de que estaba combatiendo a los extremistas islámicos, una estrategia que le ha servido para desacreditar a la oposición siria. El Daesh ha sido útil a Assad como herramienta para combatir los enemigos del régimen, incluyendo tanto al Ejército Sirio Libre (FSA) –una colección de los combatientes– y rebeldes moderados, como Jabhat al-Nusra, la filial de al-Qaeda. Por ello, no es de extrañar que para noviembre de 2014, solo el 6% de los ataques del régimen durante ese año se hubieran dirigido contra objetivos del Daesh.³⁵

La relación pragmática entre el Daesh y el régimen ha continuado incluso durante la época de los bombardeos de Raqqa a finales de 2014, reflejándose no

³⁴ Mroue, Bassem. «Reports: At least 115 Syrian troops, workers killed in Islamic militants' seizure of gas field». *Guelph Mercury*. July 18 2014. <http://www.guelphmercury.com/news-story/4640736-reports-at-least-115-syrian-troops-workers-killed-in-islamic-militants-seizure-of-gas-field/>.

³⁵ Khatib, Lina. «The Islamic State's Strategy: Lasting and Expanding», *Carnegie Middle East Center*. June 29 2015. <http://carnegie-mec.org/2015/06/29/islamic-state-s-strategy-lasting-and-expanding/ib5x>.

solo en la coordinación en la prestación de servicios como la electricidad, con el grupo militante que controla una serie de presas en la frontera entre Iraq y Siria, sino también en el hecho de que sea el régimen el que siga pagando la mayor parte de los sueldos de los empleados del Estado que residen en áreas controlada por el Estado Islámico.³⁶

Esta dinámica pragmática entre el Daesh y el régimen sirio es señal de que este último no contempla todavía una lucha seria contra el grupo yihadista al entenderse que, si este grupo elimina otras facciones islamistas y los grandes jugadores que quedan en Siria son el régimen de Assad y el propio Daesh, el régimen podría apelar a la comunidad internacional en busca de apoyo contra los yihadistas. El Daesh, por su parte, parece hasta la fecha basar sus cálculos en ser capaz de derrocar, en última instancia, al propio régimen.

La estrategia energética del Daesh en Iraq

En Iraq, el conflicto religioso reavivado por la insurgencia yihadista del Daesh tiene un fuerte componente energético. En un país que obtiene nueve décimas partes de su riqueza nacional de sus reservas de petróleo, el nervio de la guerra implica necesariamente el control de pozos y tuberías. Iraq constituye una po-

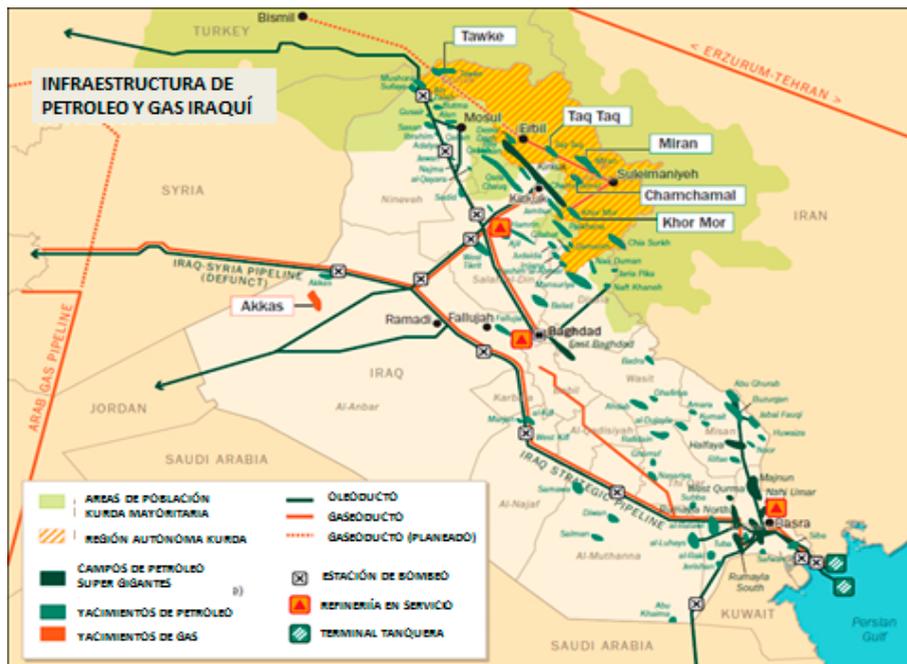


Gráfico 2.

³⁶ «IslamicStateandAssad”Ignoring”EachOtherontheBattlefield,SaysIHSJane’sTerrorismand Insurgency Centre», *IHS press release*. December 12, 2014. <http://press.ihs.com/press-release/aerospace-defense-terrorism/islamic-state-and-assad-ignoring-each-other-battlefield-sa>.

tencia petrolífera. Con unas reservas estimadas en más de 144 mil millones de barriles frente a los 265 mil millones de Arabia Saudita y 157 mil millones para Irán, Iraq es, de acuerdo a las estadísticas de la OPEP,³⁷ uno de los países más ricamente dotado de Oriente medio. Su producción, que estuvo fuertemente disminuida debido al conflicto con Irán, la primera guerra del Golfo en Kuwait, las sanciones de la ONU y la invasión de EE.UU, había recuperado a principios de 2014, sus niveles record de antaño.

Con tiempo estimado de duración de sus reservas de 158 años, a principios de 2014 la producción de petróleo en Iraq se situaba en el entorno de los 3 millones de barriles por día, con unas expectativas de alcanzar los 9 millones para el año 2020.³⁸ Esta cantidad era superior a la producción de petróleo de Iraq en el 2006 cuando ascendía a 2 millones de barriles por día, e incluso algo mayor a los alrededor de 2,6 millones antes de la invasión de la coalición en 2003.³⁹ El país no había bombeado tanto petróleo desde 1979, cuando Saddam Hussein llegó al poder.⁴⁰

En un país desestabilizado por décadas de guerra y ocupación, la riqueza petrolífera convirtió al país en un polvorín cuando, por razones étnicas o religiosas, parte de su población pasó a monopolizarla, en detrimento del resto. En el caso de Iraq, el poder chií levantó en su contra la población suní, instalada principalmente en el centro del país, pero también a la población kurda situada en el norte, dado que los chiíes en el sur, ocupaban la región más estratégica para la industria petrolera. Allí, alrededor de Basora, se encuentran las mayores reservas y la producción de petróleo más importante con la extracción del 90% del total. También es ahí donde se localiza la terminal petrolera más grande en el país, a través de la cual pasa el 80% de las exportaciones iraquíes y, lógicamente, donde la red de tuberías es más densa.

Con la instalación de un poder chií en Bagdad después de que el régimen sunita del ex presidente Saddam Hussein fuera derrocado, los EE.UU. permitieron que las antiguas víctimas tomaran venganza de sus antiguos verdugos suníes, concediéndoles el control del aprovechamiento de la riqueza petrolífera especialmente en el sur.

En el norte, la situación era distinta. Aunque el Kurdistán constituye una región menos ricamente dotada de reservas petrolíferas, - incluso si esta comunidad autónoma solo produce el 10% del total de los yacimientos del subsuelo iraquí

³⁷ «Petroleum: An Engine for Global Development», *OPEC Annual Statistical Bulletin*, Organization of the Petroleum Exporting Countries. Vienna. 3-4 June 2015, http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2014.pdf.

³⁸ Luft, Gal. «How Much Oil Does Iraq Have?». *Brookings*. May 12, 2003. <http://www.brookings.edu/research/papers/2003/05/12globalenvironment-luft>.

³⁹ «Iraq Oil». Country Analysis Briefs, US Energy Information Administration. 2007. <http://www.eia.gov/emeu/cabs/Iraq/Oil.html>.

⁴⁰ Kent, Sarah. «Iraq's Oil Output Surges to Highest Level in Over 30 Years» *The Wall Street Journal*. March 14, 2014. <http://www.wsj.com/news/articles/SB10001424052702304914904579438860227481506>.

alrededor de Kirkuk y, en menor medida, de Mosul -, los más de cinco mil millones de barriles de crudo que duermen en los campos de Khor Mor, Chamchamal, Miran, Taq Taq y Tawke constituyen un activo estratégico para el gobierno kurdo, establecido en la ciudad de Erbil. Su control constituye la clave para la supervivencia como un posible estado independiente.

Por lo tanto, cuando ocurrió la ofensiva de los yihadistas del Daesh a principios de 2014, los combatientes Peshmergas kurdos se convirtieron en la primera línea de la lucha para contener su avance y evitar la ocupación de los yacimientos del norte. De esta manera, y siguiendo el razonamiento político de los dirigentes kurdos, este enfrentamiento les debería dar cierta legitimidad a la hora de exi-

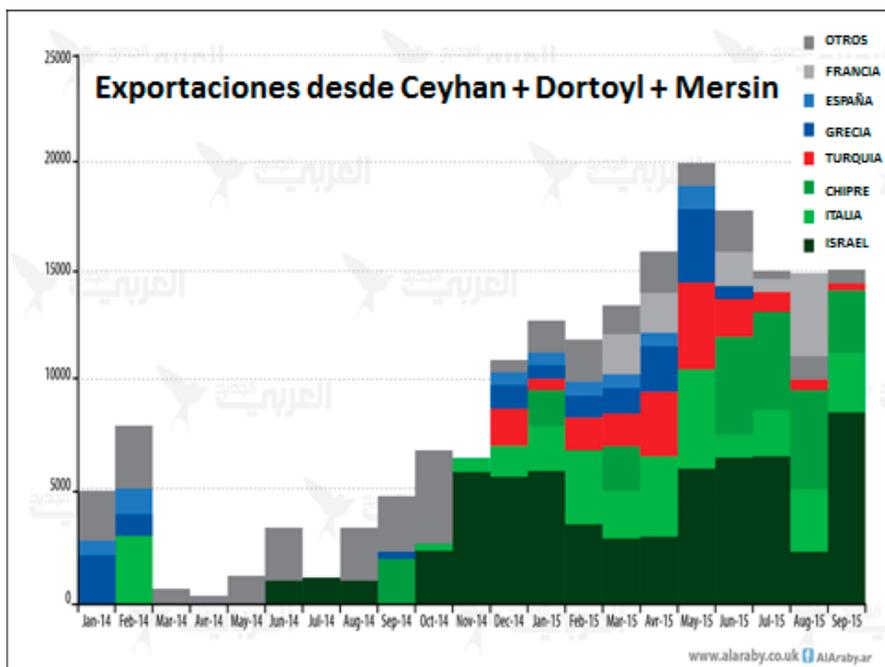


Gráfico 3. (Fuente: Al-Araby).

gir, en su momento, el reconocimiento de sus derechos nacionales. Con la autorización de Turquía, el Kurdistán pasó a exportar directamente petróleo liberándose de la tutela de Bagdad. Los kurdos abrieron un nuevo oleoducto a finales de 2013 a través de su territorio para exportar petróleo a través de los puertos turcos de Ceyhan, Mersin y Dortoyl en el Mediterráneo, donde se transvasaba a los buques tanque anclados en el Mediterráneo.⁴¹ Con ello desafiaban a las autoridades chiíes de Bagdad, que creían que solo el gobierno central tenía el poder para organizar la exportación a través de compañía pública *State Oil-Marke-*

⁴¹ Haquet, Charles. «Irak: les Kurdes font main basse sur l'or noir». *L'Express*, 27/07/2014. http://www.lexpress.fr/actualite/monde/proche-moyen-orient/irak-les-kurdes-font-main-basse-sur-l-or-noir_1561371.html#USF1z bzMDjKimPwS.99.

ting Organization (Somo).⁴² La incapacidad del Estado iraquí para reaccionar ante esta posición de casi completa independencia, mostraba su debilidad a la hora de hacer cumplir esta regla.

Para justificar su «desobediencia» frente a Bagdad, los kurdos sostuvieron durante varios meses un argumento convincente, que venía a decir que, al no poder evacuar su petróleo por el oleoducto histórico que se encontraba cortado debido a los repetidos sabotajes, no les quedaba más remedio que transportar petróleo desde el norte usando «su» oleoducto que atraviesa el yacimiento de Tawke antes de continuar hasta Turquía. A través del mismo el Kurdistan iraquí exportaría unos 560.000 barriles de petróleo hasta el puerto de Ceyhan, además de otros 20.000 barriles que atraviesan diaria y clandestinamente la frontera en Turquía en cientos de camiones. Sería a través de este contrabando en camiones como se estaría distribuyendo el crudo comprado en origen al Daesh, sin que ello signifique la existencia de un comercio estructural dirigido por grandes empresas estatales.⁴³

Esta no era la primera vez que los kurdos desafiaban al gobierno central iraquí. Durante años, las columnas de camiones kurdos transportaron petróleo de contrabando a Turquía sin que nadie se dejara engañar. Ankara incluso publicó un decreto oficial que estipulaba la cantidad de derechos de aduana sobre los tráficos. Las autoridades iraquíes, por su parte, eran plenamente conscientes de estas acciones, si bien cerraron los ojos, ya que las cantidades desviadas de petróleo eran insignificantes.⁴⁴

Esta compleja situación permite entender mejor, teniendo como telón de fondo el mapa del petróleo de Iraq, las razones principales que explican el aumento de los yihadistas suníes y la velocidad de su progreso en el centro del país donde son mayoritarios. Al ser mantenidos al margen de la bonanza petrolera y de cualquier control de las instalaciones estratégicas tales como yacimientos y terminales, el grueso de la población suní de Iraq, tenía pocas razones para querer oponerse al progreso de los islamistas del Daesh, un grupo oportunista que se benefició de su frustración.

De esta manera, en enero del año 2014, Iraq se vio de nuevo sumergido en una ola de violencia, cuando la insurrección suní en el norte del país hizo que los terroristas del Daesh se apoderaran de grandes extensiones de terreno en las áreas de Ramadi y Faluya, las dos principales ciudades suníes de la provincia de Anbar. En Iraq, el Daesh capitalizó el malestar suní debido a la sistemática exclusión política y económica por parte del primer ministro Nouri al-Maliki de esta minoría religiosa, lo que llevó a esas regiones, pobladas por tribus mayoritariamente suníes, a levantarse contra el gobierno central. El Daesh se aprovechó de estas tensiones para presentarse como una herramienta de reivindicación para los suníes.

⁴² Cobrados por el Estado federal, los ingresos debían distribuirse por las diferentes provincias. Así la región autónoma del Kurdistan recibiría, por ejemplo, el 17% de la riqueza petrolera.

⁴³ Mouranza, Andrés. *op.cit.*

⁴⁴ Haquet, Charles. *op.cit.*

El avance del Daesh hacia Mosul y la ocupación de esta importante ciudad, capital del norte de Iraq, en junio 2014, proporcionó al grupo terrorista un gran éxito militar al tiempo que lo situaba en el centro de la zona petrolífera del norte del país. Al presionar en el norte de Iraq los yihadistas lograron apoderarse de los importantes campos petrolíferos de Ajil y Allas en la provincia nororiental de Kirkuk, asegurando desde el mismo día de su ocupación su operatividad a la hora de transportar petróleo hacia el mercado turco e interno.

Con ello, los islamistas pretendían tomar la delantera a los kurdos antes de que estos tuvieran suficiente tiempo para rearmarse y apoderarse de la riqueza petrolífera, como paso previo hacia la independencia de su región. Era, por tanto, una primera etapa antes de desplegar su ofensiva hacia Bagdad y hacia la rica región petrolífera del sur.⁴⁵ También el Daesh se hizo con el control del oleoducto que comunica el centro y sur de Iraq, con el puerto de Ceyhan en Turquía. Si bien los yihadistas llevaron a cabo el sabotaje de este oleoducto histórico del norte, también demostraron que no tenían ningún interés en destruir sistemáticamente las instalaciones petroleras sobre las que debían basar la autonomía financiera de un hipotético estado islámico soberano.

No es de extrañar por tanto que, desde los primeros momentos, los islamistas del Daesh empezaran a exportar el combustible trayendo cientos de camiones desde Kirkuk y Mosul, con un promedio de 150 cargados diariamente por un valor aproximado de 10.000 dólares de combustible cada uno de ellos. Aunque estos campos se perdieron en los combates de abril de 2015, en el periodo de 10 meses que estuvieron en poder del Daesh, llegaron a aportar a este grupo terrorista aproximadamente 450 millones de dólares.⁴⁶

Al igual que en el caso de Siria, aquí también los yihadistas del Daesh han mostrado no tener ningún escrúpulo a la hora de hacer negocios con sus enemigos. De esta manera, el comercio se hace a través de intermediarios kurdos que compran el petróleo a la mitad de su precio internacional y pagan 1.500 dólares por cada camión con combustible que pasa por los puestos de control peshmergas en las áreas de Kirkuk, Makhmour, Daquq y Tuz Khormato. La ciudad de Zakhó al norte de Mosul controlada por los kurdos y próxima a las fronteras siria y turca, juega un papel determinante ya que es a través de ella por donde se canaliza la mayor parte del tráfico de camiones que desde los yacimientos iraquíes, se encamina hacia Turquía. Hasta allí llegan las columnas compuestas por entre 70 a 100 camiones cargados de petróleo y en esta ciudad el petróleo se revende a comerciantes turcos e iraníes.⁴⁷ Una vez hecha la venta, los camiones llenos son

⁴⁵ Rovira Torres, Florencia. «Les djihadistes de l'Etat islamique en Irak et au Levant (EIL) se rapprochent de la capitale Bagdad : La carte de l'avancée des djihadistes en Irak». *ubt*. 12/06/14. http://www.lesechos.fr/12/06/2014/lesechos.fr/0203560223487_la-carte-de-l-avancee-des-djihadistes-en-irak.htm#8jqG2cS1vjMDQc5Z.99.

⁴⁶ Solomon, Erika, Chazan, Guy y JJones, Sam. *op. cit.*

⁴⁷ Myers Jaffe, Amy. «Commentary: ISIS victories and oil». Fuelfix (ARAMCO). May 25, 2015. <http://fuelfix.com/blog/2015/05/25/isis-victories-and-oil/>.

sustituídos por camiones vacíos que son los que retornan a las zonas controladas por el Daesh para comenzar otra vez la rueda. Cada camionero obtiene un beneficio estimado entre 120-150 dólares por cada viaje, mientras el Daesh obtendría de 15 a 18 dólares de beneficio por barril o, lo que es lo mismo, unos 19 millones de dólares al mes.⁴⁸ Dentro de Turquía, el petróleo de contrabando es indistinguible de petróleo vendido por el Gobierno Regional de Kurdistán, ya que ambos se venden como «fuente desconocida», petróleo «ilegal», o «sin licencia».

Desde los primeros momentos, el impacto de las acciones del Daesh sobre el sector energético iraquí, no tardó en hacerse sentir en los precios que llegaron a tocar un máximo de 9 meses el 13 de julio de 2014 al alcanzar los 106 dólares, como consecuencia de la toma por parte del Daesh de la ciudad petrolera de Kirkuk, en cuyas proximidades se encontraba la segunda reserva de crudo más grande del país. Ello motivo que el 14 de julio, dentro de la lucha sectaria que envolvió el país, las fuerzas del Gobierno Regional de Kurdistán tomaran el control de los campos petrolíferos Bai Hassan y Kirkuk en el norte, arrebatándoselos al control de Bagdad a pesar de las amenazas de «graves consecuencias» si los campos no eran devueltos.⁴⁹

Ahora bien, el éxito kurdo era muy relativo. Los yacimientos situados alrededor de Kirkuk, ya muy antiguos, tenían poco valor económico, se encontraban en declive al contener productos pesados. Sin saber cómo rentabilizarlos, los iraquíes los reinyectaban sistemáticamente en los pozos que quedaban, como resultado, contaminados. Hoy en día, nadie sabe en qué estado están los yacimientos, lo que exigiría hacer perforaciones muy costosas. Por ello la ocupación de Kirkuk por los Kurdos en julio de 2014, cabe explicarla más por razones políticas que económicas, al permitirles reivindicar una zona que históricamente han considerado como propia.

Al deterioro de la situación contribuyó el hecho de que el 18 de junio de 2014, el Daesh atacase con morteros y ametralladoras la refinería de petróleo de Baiji, la más grande e importante del país, capturando el 75% por ciento de la instalación. Esta refinería tiene un valor estratégico ya que abastece a gran parte de Iraq por su capacidad de producción de 300.000 barriles de petróleo diarios antes de que fuera tomada por los yihadistas y además, se encuentra situada a caballo del oleoducto que va desde Kirkuk hacia el este, hasta Turquía.⁵⁰ Construido en la década de 1980, el lugar tiene ya una larga historia de violencia. Bombardeado por la aviación de Teherán durante la guerra entre Irán e Irak, fue igualmente gravemente dañada en 1991 durante la intervención de EE.UU. contra Saddam Hussein, para ser posteriormente reparada.

⁴⁸ «Raqqa's Rockefellers: How Islamic State oil flows to Israel», *Al-Araby al-Jadeed*. 26 November, 2015. <http://www.alaraby.co.uk/english/features/2015/11/26/raqqas-rockefellers-how-islamic-state-oil-flows-to-israel#sthash.wtvcLHKJ.dpuf>.

⁴⁹ Hauslohner, Abigail. «Tensions mount between Baghdad and Kurdish region as Kurds seize oil fields». *Washington Post*. July 11, 2014. https://www.washingtonpost.com/world/middle-east/tensions-mount-between-baghdad-and-iraqs-kurds/2014/07/11/7baeea5e-2bfe-4d07-942b-1653af3d60a3_story.html.

⁵⁰ «Irak : la guerre du pétrole contre l'Etat islamique», *Europa 1*, 02 junio 2015, <http://www.europe1.fr/international/irak-la-guerre-du-petrole-contre-letat-islamique-1349628>.

Si la instalación fuera destruida u ocupada por los rebeldes, el gobierno iraquí perdería un activo importante, ya que Bagdad no tendría más que dos refinерías: Dora, un pequeño lugar cerca de la capital y Basora, en el sur, insuficiente para satisfacer las necesidades del ejército y de la población. La pérdida de Baiji obligaría a Bagdad a importar enormes cantidades de gasolina y diésel, una operación que requeriría de importantes recursos financieros y de infraestructura, de los que carece el gobierno iraquí.

Para evitar esta situación desfavorable, el 19 de junio, es decir al día siguiente de su ocupación por el Daesh, las fuerzas gubernamentales lanzaron una contraofensiva en la que, después de intensos combates que dejaron 100 militantes muertos,⁵¹ afirmaron haber recuperado el control total de la refinерía. La realidad es que el Daesh mantenía colgadas sus banderas de las torres de vigilancia y puntos de control creados en torno a la instalación, a pesar de las afirmaciones del gobierno en sentido contrario.⁵²

Tras unos meses de situación incierta, durante los cuales la refinерía cambió de manos varias veces, el 23 de diciembre de 2014, las fuerzas iraquíes junto con combatientes de las milicias chiíes lanzaron un fuerte asalto a la ciudad de Baiji, en la que vino a denominarse la batalla de Baiji. Esta batalla duró desde finales de diciembre de 2014 hasta finales de octubre de 2015⁵³ y dio a las fuerzas iraquíes el control completo de la refinерía,⁵⁴ así como de la carretera que se extiende desde Bagdad hasta Baiji, lo que debería permitir a las fuerzas iraquíes usar Baiji como base para el lanzamiento de un futuro asalto a Mosul.⁵⁵ No obstante, las fuerzas del Daesh que había controlado gran parte de la instalación desde abril hasta mayo, incendiaron el lugar en su salida, dejando la refinерía prácticamente inoperativa.⁵⁶

En todo caso, parece razonable afirmar que fue la atención mostrada por todas las partes en todo lo relacionado con la industria del petróleo y los intereses de cada una para mantener las instalaciones en condiciones de funcionamiento,

⁵¹ «Iraq Forces "Retake" Oil Refinery From ISIS». *Sky News*. 19 June 2014. <http://news.sky.com/story/1285416/Iraq-forces-retake-oil-refinery-from-isis>.

⁵² «ISIS Militants' Black Banners Hang at Beiji Refinery: AP Witness». *NBC News*, 19 June 2014. <http://www.nbcnews.com/storyline/iraq-turmoil/isis-militants-black-banners-hang-beiji-refinery-ap-witness-n135306> <http://www.nbcnews.com/storyline/iraq-turmoil/isis-militants-black-banners-hang-beiji-refinery-ap-witness-n135306>.

⁵³ *El Inside Track*. Iraq Weekly Security Report 23 December 2014. <http://edinburghint.com/insidetrack/iraq-weekly-security-report-23-december-2014-2-2-2/>.

⁵⁴ «Iraqi forces retake the Baiji oil refinery from the Islamic State». *ABC news*. 19/04/2015. <http://www.abc.net.au/news/2015-04-19/iraqi-forces-retake-baiji-oil-refinery-from-islamic-state/6403640>.

⁵⁵ Russell, Jill S. «How important is the battle for Iraq's Baiji oil refinery?». *BBC News*. 12 May 2015. <http://www.bbc.com/news/world-middle-east-32663262>.

⁵⁶ En esta batalla, junto al ejército regular de Iraq, tomaron parte grupos chiíes como Asaib al Haqq (Liga de los Justos), las Brigadas de Hezbolá, Kataib Imam Ali, Kataib Sayyed al Shuhada, Harakat Nujaba, las Brigadas de Paz, etc. Roggio, Bill y Weiss, Caleb., «Islamic State assaults Baiji oil refinery». *The Long War Journal*. April 13, 2015. <http://www.longwarjournal.org/archives/2015/04/islamic-state-assaults-baiji-oil-refinery.php>.

uno de los factores principales que sirven para explicar porque a pesar de la dureza de los combates, las instalaciones no han sido hasta la fecha destruidas, con lo que los precios del petróleo apenas se han visto afectados⁵⁷. No obstante, nada impide imaginar que, si los yihadistas del Daesh se vieran acorralados, posiblemente decidirían atacar y destruir las instalaciones petroleras, tanto en las terminales de producción, como en las de exportación.

La actuación yihadista contra el sector energético en el norte de África

En lugares como el norte de África donde Al Qaeda fue capaz de mantener el predominio dentro de la nebulosa yihadista, su franquicia local Al Qaeda en el Magreb Islámico (AQMI) fue capaz de cometer algunas acciones MÁS audaces contra el sector energético, aprovechándose del vacío de poder que se produjo en países como Libia tras la caída de Gadafi.

El ataque más espectacular se produjo contra la instalación de gas Tigantourine situada en In Amenas en el desierto argelino operada por la compañía nacional argelina *Sonatrach* conjuntamente con la británica BP y la noruega *Statoil*. Este campo suministraba el 10% de la producción de gas natural de Argelia.⁵⁸

El 16 de enero de 2013 los terroristas afiliados a una brigada dirigida por Mokhtar Belmokhtar⁵⁹ atacaron las instalaciones tomando numerosos rehenes.⁶⁰ El ataque fue dirigido por Abdul al Nigeri uno de los lugartenientes de más alto rango de Belmokhtar, el cual resultó muerto en el transcurso de la acción. Después de cuatro días, las fuerzas especiales argelinas asaltaron el sitio, en un esfuerzo por liberar a los rehenes, produciéndose el asesinato de al menos 39 rehenes extranjeros junto con un guardia de seguridad argelino, al igual que 29 militantes.⁶¹ Un total de 685 trabajadores argelinos y 107 extranjeros fueron liberados y 3 militantes fueron capturados. El resultado final fue que la producción no se recuperó hasta septiembre de 2014, más de un año después del ataque.

La realidad es que la eficacia de las fuerzas de seguridad argelinas –por muy discutibles que sean sus métodos–, es la principal razón que nos lleva entender

⁵⁷ «Cours du baril de pétrole en euro dollar: Prix du baril - Le cours officiel du baril de pétrole». <http://prixdubaril.com/>.

⁵⁸ Chrisafis, Angélique; Borger, Julian; Mccurry, Justin; Macalister, Terry. «In Amenas: timeline of four-day siege in Algeria». *The Guardian*. 25 January 2013. <http://www.theguardian.com/world/2013/jan/25/in-amenas-timeline-siege-algeria>.

⁵⁹ Belmokhtar, un veterano de la guerra civil de Argelia y la guerra soviética en Afganistán y apodado *El inalcanzable* por la inteligencia francesa, era un comandante de alto rango en la rama local de Al Qaeda antes de decidirse a formar su propio grupo armado islamista a finales de 2012 aparentemente después de un enfrentamiento con otros líderes terroristas. A pesar de la separación, sus combatientes siguieron siendo leales a al-Qaeda, un hecho mencionado en su comunicado con los medios de comunicación tras el asalto inicial.

⁶⁰ «Amenas Hostage Crisis: Oil Workers "Killed" in Algeria Air Strikes». *Rigzone*. 17 January 2013. http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/123516/Amenas_Hostage_Crisis_Oil_Workers_Killed_in_Algeria_Air_Strikes.

⁶¹ «Thirty hostages reported killed in Algeria assault». *Reuters*. 17 January 2013. <http://www.reuters.com/article/2013/01/21/us-sahara-crisis-idUSBRE90F1JJ20130121>.

por qué los grupos yihadistas principalmente la franquicia magrebí de Al Qaeda y, más recientemente, el Daesh, han tenido tan poco éxito al actuar contra el sector energético de país dotado con mayores recursos del norte de África.

Un panorama muy distinto cabe describir, al contemplar la situación en que se encuentra Libia, un país profundamente dividido después de la revolución de 2011 que acabó con Gadafi para, a continuación, sumirse en el caos. En Libia, los ingresos de los hidrocarburos representan el 80% del PIB, el 95% de los ingresos por exportaciones, y el 99% de los ingresos del gobierno.⁶² El petróleo paga las importaciones de cereales de Libia que suponen el 90% del consumo de Libia⁶³ y los salarios de un sector público, que acoge más del 80% de la fuerza laboral.⁶⁴ Sin petróleo no hay trabajo, ni sueldos, ni comida. En más, sin petróleo, potencialmente, Libia no existe.

Libia cuenta con la mayor cantidad de reservas de petróleo de África, las cuartas mayores reservas de gas del continente y, además, es uno de los principales suministradores mundiales de petróleos ligeros y dulces –bajos en azufre– que

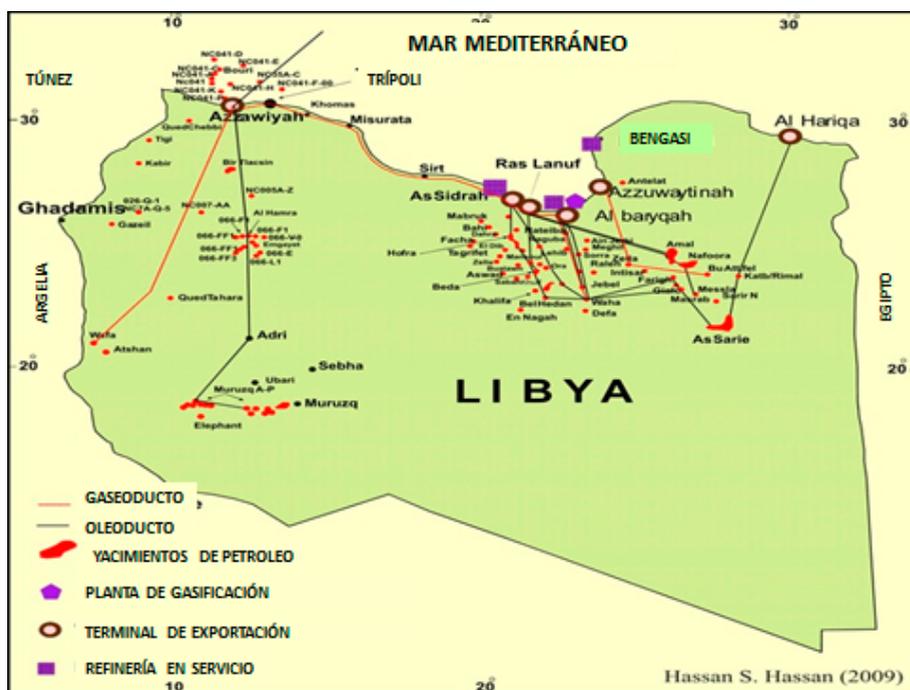


Gráfico 4.

⁶² 2015, *Index of Economic Freedom*. The Heritage Foundation., January 2015. <http://www.heritage.org/index/>.

⁶³ *Libya Country Brief*, Food and Agriculture Organization of the United Nations., January 26, 2015.

⁶⁴ *MENA Quarterly Economic Brief*. The World Bank, January 2014. p. 18.

se exportan principalmente a Europa.⁶⁵ Por ello no es de extrañar que el control de los recursos energéticos constituya uno de los principales objetos de la lucha por el poder que viene teniendo lugar en Libia desde el 2011.⁶⁶

Antes de la revolución Libia tenía planes de incrementar su producción hasta los 1,7 millones de barriles por día en una primera etapa, para posteriormente en una segunda etapa aumentar esta cantidad hasta los 2 millones. El levantamiento de las sanciones internacionales como consecuencia del atentado de Lockerbie en 1984 había permitido a partir de 2004, la vuelta de las compañías petrolíferas y la continuación del programa de inversiones. Este programa de desarrollo que comenzó en 2009 contemplaba la apertura de 23 nuevos campos petrolíferos lo que debía permitir añadir 775.000 barriles de petróleo diarios a la producción existente.⁶⁷

Sin embargo, el deterioro de la situación de seguridad trastocó estos planes tan ambiciosos. Desde la revolución de 2011 la producción y exportación de hidrocarburos se vio afectada seriamente como consecuencia de la inestabilidad política que azotó al país. Durante la guerra civil las exportaciones quedaron casi totalmente paralizadas y la producción se redujo únicamente para satisfacer al consumo doméstico, lo que produjo un colapso económico casi completo y una caída del producto nacional bruto anual del 62%.⁶⁸ Sin embargo, a partir del 2012, la producción se fue gradualmente recuperando aunque sin llegar nunca a alcanzar los niveles previos a la guerra civil, siendo esporádicamente interrumpida como consecuencia de las protestas laborales que tuvieron lugar en distintos campos e instalaciones portuarias.⁶⁹

Durante el año 2013, estas protestas llevadas a cabo principalmente por los trabajadores y guardianes de las distintas milicias contratados para proporcionar seguridad a las instalaciones, fueron escalando de manera que, para el mes de

⁶⁵ Libia ha demostrado poseer unas reservas de petróleo crudo de 48 mil millones de barriles desde enero 2013, la dotación más grande en África, que constituye el 38% del total del continente, y la novena cantidad más grande a escala mundial. Aproximadamente el 80% de las reservas de Libia están localizadas en el Golfo de Sirte.

⁶⁶ Stephen, Chris. «Partition of Libya looms as fight for oil sparks vicious new divide». *The Observer*. Sunday 16 March 2014. <http://www.theguardian.com/world/2014/mar/16/libya-partition-looms-fight-oil-tanker>.

⁶⁷ As-Shafir. «Libyan Militias Control the Oil Industry». *Al-Monitor*. February 14, 2014. <http://www.al-monitor.com/pulse/security/2014/02/libya-oil-industry-control-militias.html>.

⁶⁸ *IMF Country Report No. 13/151, Libya*. International Monetary Fund. May 2013. <https://www.imf.org/external/pubs/ft/scr/2013/cr13151.pdf>.

⁶⁹ En 2012, Libia produjo 1,37 millones de bbl/d de petróleo crudo, por encima del promedio de 500.000 bbl/d en 2011. Antes del inicio de hostilidades en 2011, Libia había estado produciendo aproximadamente 1,65 millones de bbl/d de petróleo crudo dulce de alta calidad. La producción de Libia había aumentado durante la mayor parte de la década anterior, de 1,4 millones de bbl/d en 2000 a 1,74 millones de bbl/d en 2008, pero la producción permaneció por debajo de los niveles máximos de más de 3 millones de bbl/d alcanzados a finales de los años 1960. La producción petrolífera en Libia a partir de los años 1970 hasta los años 2000 había sido afectada por la nacionalización parcial de la industria y por las sanciones impuestas por los EE.UU. y las Naciones Unidas que impidieron la inversión necesaria para mantener la producción petrolífera en niveles más altos.

agosto, se produjo una casi completa paralización de los dos principales puertos de carga de Sidra y Ras Lanuf y Tobruk (*Harika Port*) en las regiones central y oriental por donde salen al exterior el 60% de las exportaciones libias. Por su parte, en la región occidental, la milicia de Zintán cortó durante los meses de agosto y septiembre los dos principales oleoductos que conectaban los campos de El Sharara y El Feel (*Elephant*) a las terminales de exportación de Zawillah y Mellitah respectivamente, lo que produjo la paralización de la producción.⁷⁰

Desde entonces la situación continuó empeorando a medida que fueron cobrando mayor importancia las cuestiones políticas sobre las laborales. Como resultado de las protestas en algunos campos y en los puertos de embarque, la producción de petróleo cayó desde un millón de barriles diarios en julio a 600.000 barriles diarios en agosto hasta un mínimo de 200.000 barriles diarios a mediados de septiembre de 2013.⁷¹

Las exportaciones de crudo, cayeron a plomo durante la guerra civil de 2011 hasta quedar por debajo de los 400.000 barriles diarios. Se recuperaron en 2012 hasta aproximadamente 1,25 millones de barriles diarios para la primera mitad de 2013. Pero cuando las interrupciones de producción se intensificaron ese año, las exportaciones de petróleo crudo cayeron hasta los 830.000 barriles diarios en julio y 445.000 barriles diarios en agosto.⁷²

En lo que respecta al gas, sus vicisitudes siguieron un camino parecido al del petróleo. Con unas reservas estimadas de 1,549 trillones de metros cúbicos (2014),⁷³ la producción y exportación de gas se había venido desarrollando desde el 2003, año en el que se inició el denominado Proyecto de Gas de Libia Occidental que supuso la construcción del gasoducto de 370 millas *Greenstream* operado por la compañía nacional italiana ENI en conjunción con la empresa nacional libia NOC, y cuyo funcionamiento en dirección a Italia comenzó en octubre de 2004. El flujo gasístico quedó interrumpido durante la guerra durante un periodo de ocho meses, comenzando su recuperación en el 2012 aunque sin llegar nunca a los niveles anteriores a las hostilidades.

Algo parecido ha ocurrido con el gas natural licuado (LNG) del cual Libia fue pionera junto con Argelia y los EE.UU. (Alaska) en la exportación hacia mercados externos, principalmente España. No obstante durante la revolución, la única planta construida de LNG en la localidad de Marsa-Al-Brega propiedad de NOC

⁷⁰ «Libya Overview». EIA. US Information Administration. 10 October 2013. <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=ly>.

⁷¹ La mayor parte del petróleo crudo de Libia es vendido a países europeos. En 2012, aproximadamente el 71% de las exportaciones de Libia fue enviado a Europa; los recipientes principales fueron Italia, Alemania, China, Francia, y España. Los EE.UU. comenzaron de nuevo las importaciones de petróleo de Libia en 2004, después de que las sanciones fueron levantadas importando 56.000 bbl/d de petróleo crudo de Libia en 2012, lo que suponía aproximadamente el 0.6% de importaciones totales estadounidenses durante aquel año.

⁷² Datos comerciales del Atlas Global Comercial y Datos de Petróleo de APICE.

⁷³ «Natural gas- proved reserves (cu m)», *The World Factbook*. Central Intelligence Agency. 2015. <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/fields/2253.html>.

y operada por la Compañía de Petróleos de Sirte fue seriamente dañada a principios de 2011, por lo que las exportaciones quedaron interrumpidas. En cualquier caso su producción nunca ha superado un tercio de su capacidad máxima, principalmente debido a limitaciones tecnológicas.⁷⁴

La importancia de los hidrocarburos como herramienta política fue entendida claramente por las diferentes milicias, las cuales durante el verano de 2013, mantuvieron el bloqueo en las cuatro principales terminales exportadoras de petróleo. Su principal demanda se centraba en la exigencia de que mayores recursos financieros procedentes de los hidrocarburos fueran invertidos en sus regiones, siendo la Cirenaica la región donde más se hicieron sentir estas reivindicaciones, con el autoproclamado *Buró Político de la Cirenaica* orquestando y encabezando las mismas.

Conscientes de la debilidad de las autoridades centrales, sus acciones dieron un paso más pretendiendo vender directamente los hidrocarburos en los mercados internacionales. La captura del tanquero *Morning Glory* en marzo de 2014 en el puerto cirenaico de Es Sider, por una milicia local denominada Ejército del Barqa que contaba con 16.000 hombres armados y estaba encabezada por el carismático Ibrahim al-Jadran, líder del *Buró Político de la Cirenaica*, señaló un importante precedente en este proceso de escalada en la pugna entre el gobierno central y las milicias regionales por el control de los recursos energéticos.⁷⁵

Los peligros que suponía el control de los recursos energéticos en la región oriental por parte de milicias locales, impulso a la oposición conducida por los Hermanos Musulmanes a la destitución del elegido primer ministro Zeidan, acusándole de debilidad en la solución de la crisis y de corrupción y su sustitución por el anterior ministro de defensa Abdula al Zini.⁷⁶ El intentó del Congreso de recuperar el buque apoyándose para ello en las fuerzas del Escudo Libio situadas en Misrata y consideradas las más fiables y las más poderosas del país, resulto un fracaso. Los enfrentamientos en Sirte en la región oriental solo sirvieron para inflamar la indignación popular y para producir una alianza de circunstancias entre las milicias rebeldes del *Buró Político de la Cirenaica*, y unidades del ejército regular que desplegaron el *Uad Rojo*, un valle que bloqueaba la aproximación a los puertos cirenaicos e impidieron la recuperación de los puertos bloqueados por parte de las autoridades centrales.⁷⁷

⁷⁴ La planta no dispone de la tecnología para separar algunos gases líquidos de los licuados LNG, lo que limita el número de terminales receptoras capaces de procesar estos últimos.

⁷⁵ Ibrahim Jadran se hizo popular durante la revolución como líder guerrillero en la defensa de Bengasi.

⁷⁶ Chris, Stephen. «Partition for Libya looms as fight for oil sparks vicious new divide». *The Guardian/The Observer*. 16 March 2014.

⁷⁷ Al-Warfalli, Ayman. «Libyan Army in Heavy Fighting with Oil Ports Rebels», *The Daily Star*, Lebanon. 22 March 2014. <http://www.dailystar.com.lb/News/Middle-East/2014/Mar-22/251050-libyan-army-in-heavy-fighting-with-oil-port-rebels.ashx>.

Al final, todos los intentos del líder separatista Ibrahim al-Jahdran de vender petróleo por su cuenta resultaron infructuosos, al igual que la satisfacción de sus demandas políticas. Cuando se dio cuenta de esta realidad, levantó la ocupación.⁷⁸

En el oeste, en las montañas próximas a la frontera con Túnez, la milicia de Zintan, cuyos efectivos eran ligeramente inferiores a los de la rival milicia de Misrata – pero superiores a los del minúsculo ejército regular libio–, se han venido aliando periódicamente con los bereberes del norte y con la tribu *Tobou* de raza negra que habita el sur del país, para cortar los oleoductos y ocupar los campos petrolíferos.

En general, puede decirse que el objeto de los ataques contra instalaciones petrolíferas durante esta primera época pos-revolucionaria, no era apoderarse de los ingresos de una instalación o dañarla, sino privar al gobierno de los mismos y, por lo tanto, obligarle a aceptar las demandas del grupo atacante. Los casos de grupos con reivindicaciones sociales o económicos que aplican el bloqueo o la ocupación de las instalaciones de petróleo y gas, abundan a partir de 2012 hasta 2014, incluyendo las protestas en la *Compañía Árabe de Petróleo del Golfo (Agoco)* en Bengasi, en la *Mellitah Oil & Gas*, en la *Zawiya Petróleo Refining Company*, en el campo petrolífero de Sharara, y en el campo petrolífero de el-Feel (El Elefante).

El control del sector de los hidrocarburos tras las elecciones libias de 2014

Las elecciones de junio de 2014 supusieron un nuevo impulso en la politización del sector de los hidrocarburos libios. La formación de dos gobiernos distintos, uno el Congreso Nacional General (CNG) en Trípoli y otro la Cámara de Representantes (HoR) en Tobruk a finales del 2014, creó una situación insostenible. Al depender ambos gobiernos para su supervivencia de las rentas de los hidrocarburos canalizadas indistintamente a través del Banco Central de Libia, se acentuó la lucha entre ambos con vistas a privar al otro de cualquier ingreso procedente de esta fuente exclusiva de financiación.

El atrincheramiento de ambos gobiernos en posiciones políticas antagonistas hizo que la confrontación militar por el control de las rentas del petróleo se volviera inevitable, si bien fue posible mitigar este riesgo hasta finales del 2014 mediante el pago de salarios estatales a todos los combatientes de las milicias con independencia de su afiliación religiosa o lealtad política. La neutralidad de la Compañía Nacional de Hidrocarburos (NOC) y del Banco Central de Libia, fue mantenida por ambos gobiernos que evitaron politizar el sector energético.

De esta manera, si el gobierno de Trípoli de al-Hassi controlaba la administración civil como consecuencia de la posesión física de los edificios gubernamentales y del personal correspondiente, el gobierno de Tobruk de al-Thinni mantenía el reconocimiento internacional y de la mayor parte de los gobiernos. El equilibrio se

⁷⁸ Porter, Geoff D. «Stopping a Civil War in Libya». *Político Magazine*. March 19, 2014. http://www.politico.com/magazine/story/2014/03/remember-libya-104782_Page2.html.

conservaba mientras se garantizase que ninguno de los gobiernos tenía acceso a los procesos de comercialización del petróleo, o a las reservas de divisas, que se encontraban depositadas en el extranjero en el *Libyan Foreign Bank*.⁷⁹

Mientras tanto el Banco Central de Libia, que mantiene cerca de 90 mil millones de dólares en reservas de divisas y recibe los ingresos de la Compañía Nacional de Petróleo (NOC), trataba de mantenerse neutral, sin dejar, por ello de pagar los sueldos y subsidios al consumo en el territorio controlado por ambos gobiernos rivales.⁸⁰

No obstante, pronto ambos gobiernos empezaron a intentar aplicar su propia gestión del sector hidrocarburos. La HoR de Tobruk disolvió el Ministerio de Petróleo y Gas y dio el control de todo el sector a la Corporación Nacional de Petróleo (NOC), designando a su propio presidente en Tobruk. El revivido CNG de Trípoli, por su parte, mantuvo su propio Ministerio de Petróleo y Gas.

Esta nueva situación no suponía, sin embargo, desplazar por completo la antigua táctica de aprovechar el sector de petróleo y gas para satisfacer agravios. En febrero de 2015, los manifestantes cerraron Marsa Hariga, uno de los pocos terminales de exportación operativos de Libia, ya que el Ministro del Interior en Tobruk se había propuesto pactar con el GNC. Los manifestantes exigían la dimisión del ministro del Interior, lo que finalmente se consiguió. Y tan pronto como lo hizo, el puerto volvió a la normalidad. El objetivo, no obstante, ya no era simplemente mantener las instalaciones como rehenes para obligar al gobierno a actuar de una determinada forma sino, por el contrario, ocupar las instalaciones para controlar sus rentas y emplearlas para apoyar a uno u otro gobierno.

La dificultad de encontrar una solución en este tipo de situaciones, ilustra la complejidad de las relaciones entre las fuerzas confrontadas que controlan los puertos, los campos de petróleo y los oleoductos. Por ejemplo, en el caso del oleoducto de Al-Ryayna que va desde los yacimientos de El Sahara a los puertos del golfo de Sidra bloqueado desde finales de 2014, el gobierno de Trípoli afirmaba estar negociando con los ancianos tribales para levantar el bloqueo a través de una zona controlada por las fuerzas de la ciudad de Zintan, que se oponen a las autoridades de Trípoli. Pero las fuerzas de Zintan, por su parte, se niegan a cualquier negociación con el gobierno de Trípoli que consideran ilegítimo y lo justifican diciendo que los campos estaban cerrados por los propios guardias de petróleo pertenecientes a su milicia, como medida de precaución después de los ataques islamistas recientes en los campos del sur.

Desde finales del año 2014, la polarización de la gobernabilidad de Libia ha venido suponiendo un incremento de las amenazas físicas a las infraestructuras petrolíferas, cuando ambos gobiernos y sus fuerzas aliadas comenzaron a com-

⁷⁹ «Libya's political rivals compete for oil revenues». *Jane's Intelligence Review*. 02 December 2014.

⁸⁰ Kirkpatrick, David D. «One of Libya's Rival Governments Moves to Control Oil Revenue». *The New York Times*. April 5, 2015. <http://www.nytimes.com/2015/04/06/world/middleeast/one-of-libyas-rival-governments-moves-to-control-oil-revenue.html>.

batir por el control de los yacimientos sitios petroleros, incluyendo un asalto de diciembre, de las instalaciones de Sidra y Ras Lanuf. Un mes antes, el seis de noviembre el jefe del Estado Mayor del gobierno de Trípoli de al-Hassi, Abdusalam Jadallah Obeid urgía a sus milicias a «liberar los campos petrolíferos» de las fuerzas orientales a las que calificaba de «terroristas». ⁸¹ Consecuentemente, las fuerzas de las milicias de Misrata pertenecientes al «Amanecer Libio» leal a Trípoli se hicieron con el control de los grandes yacimientos de Sharara y El-Feel cerca de Obarí en el sur, expulsando a la milicia rival de Zintan que mantenía su control desde 2011. Estas últimas reaccionaron bloqueando y sabotando los oleoductos que van desde los campos controlados por las milicias del «Amanecer Libio» hasta la costa occidental de Tripolitania.

En la región de la Cirenaica en el este donde se obtiene dos terceras partes de la producción de petróleo, los enfrentamientos se centraron en el control de las grandes terminales del golfo de Sidra situadas en As Sidr, Ras Lanuf, Zueitina y Brega en posesión de milicias afines al gobierno de Tobruk. Estas instalaciones críticas para definir la victoria en favor de uno u otro contendiente, se convirtieron en objetivo estratégico para el rival gobierno de Trípoli, si bien este tenía la desventaja operativa que resultaba de la lejanía de las mismas a la capital y de la hostilidad de las tribus que las defendían. Todos los intentos de ocupación de las instalaciones por parte del CNG, han resultado hasta la fecha infructuosos, al igual que ocurrió durante el periodo entre agosto de 2013 y junio de 2014 en que el intento del gobierno de Trípoli de recuperar el control se vio detenido en Wadi al-Ahmar, un cuello de botella natural convertido en línea defensiva a unos 80 kilómetros al oeste de Sirte. ⁸²

Puede decirse que la lucha por el control de los recursos petrolíferos es uno de los factores fundamentales para entender el rápido proceso de desintegración política del país que conduce, de no ponerse remedio en el corto plazo, a una partición casi inevitable. Las tendencias militares de ambos gobiernos son las que dominan el panorama político en ambas jurisdicciones, lo que reduce el incentivo para lograr un compromiso político. En el este será difícil que el gobierno de Tobruk ceda el control de las instalaciones que controla en el estratégico golfo de Sidra mientras no se alcance un acuerdo que reconozca la legitimidad de su mandato salido de las elecciones de junio de 2014. Tampoco la población de la Cirenaica aceptará ninguna solución que no garantice un amplio grado de autonomía incluyendo la gestión de sus recursos energéticos, algo difícil de aceptar para la región de Tripolitania, más numerosa y acostumbrada a ejercer el gobierno del país.

De manera recíproca, en el oeste las milicias islamistas que componen el núcleo de la «Operación Amanecer» les costará aceptar una solución definitiva mientras la campaña militar de la «Operación Dignidad» amparada por el gobierno de Tobruk continúe. La consecuencia es que ambos bandos continúan enfrentándose por el control de las instalaciones petrolíferas y de las instituciones estatales, sin que las conversaciones sobre un acuerdo definitivo amparadas por

⁸¹ *Ibidem.*

⁸² «Libya's political rivals compete for oil revenues». *op.cit.*

las Naciones Unidas que han tenido lugar en la ciudad marroquí de Skhirat, hayan llegado hasta la fecha a buen término. Esta situación de estancamiento político y militar es probable que incentive la división del sector energético, con la retirada de las compañías petrolíferas extranjeras y la interrupción continua de la producción de petróleo. También es muy posible que se incrementen las protestas tribales relativas a su papel en cuanto a la seguridad de las instalaciones y la falta de perspectivas económicas. Estas protestas solo pueden incrementarse a medida que se vayan secando el acceso a los fondos estatales que han servido hasta ahora para financiar a todas las partes y calmar el descontento.

La violencia yihadista y la destrucción del sector energético

Si la situación del sector energético ya era suficientemente grave como consecuencia de la guerra de baja intensidad entre los gobierno de Tobruk y Trípoli, desde comienzos de 2015 ha surgido con gran violencia una nueva amenaza yihadista, lo que no ha hecho sino complicar la situación. En febrero de este año, un grupo que proclamaba su lealtad al Daesh atacó el campo petrolífero de Mabruk operado por una *Joint Venture* entre la compañía nacional *NOC* y *TOTAL*.⁸³ Doce trabajadores murieron en el asalto y otros siete fueron hechos prisioneros, al tiempo que la instalación fue seriamente dañada deliberadamente, algo que no había ocurrido hasta la fecha.

Diez días después estas instalaciones fueron asaltadas de nuevo al mismo tiempo que el yacimiento petrolífero de Bahi operado por otra *Joint Venture* entre *NOC* y *Oasis*⁸⁴ y al día siguiente un oleoducto que conectaba el campo de Sarir operado por *AGOCO* con la terminal de Marsa Hariga fue bombardeado ocasionando una explosión que obligó a su cierre. Este ataque reproducía el modelo operativo utilizado el mes anterior de enero por el grupo yihadista *Ansar Bayt al-Maqdis* filial del Daesh en la península del Sinaí, cuando atacó un gaseoducto egipcio en esta zona. Todos estos incidentes muestran un cambio en la estrategia de los grupos yihadistas, respecto a la utilizada hasta ese momento por las diferentes milicias para las que la presión sobre el sector de los hidrocarburos constituía una forma de satisfacer reivindicaciones políticas. Ninguno de estos ataques buscaba capturar o controlar las infraestructuras petrolíferas o gasísticas. Su objetivo era destruirlas.

En parte, la aparición de la violencia yihadista en el sector de petróleo y gas de Libia es un reflejo de la aparición de la violencia yihadista en Libia, donde los grupos islamistas violentos se han aprovechado de la guerra civil para atrincherarse, particularmente en la ciudad oriental de Derna, donde prometieron lealtad al Daesh en octubre de 2014. Con los gobierno de Tobruk y Trípoli enzarzados en la lucha el uno contra el otro, los grupos yihadistas han aprovechado

⁸³ Porter, Geoff D. «Terrorist targeting of the Libyan oil and gas sector». Combating Terrorism Center at West point. February 27, 2015. <https://www.ctc.usma.edu/posts/terrorist-targeting-of-the-libyan-oil-and-gas-sector>.

⁸⁴ Oasis es un consorcio de las compañías norteamericanas Hess, Marathon, and Conoco Phillips.

esta circunstancia para extenderse desde febrero de 2015 por el golfo de Sidra y aumentar su impunidad.

La fijación yihadista en el sector de hidrocarburos, puede ser también debido a la llegada a Libia de grupos de activistas con una mayor experiencia operativa. En particular, el ataque a Mabrouk fue presuntamente llevado a cabo por la Brigada de Tarek Ibn Ziyad, una unidad terrorista formada en 2007 como parte de Al Qaeda en el Magreb Islámico y muy activo en el Sahara, en la zona comprendida entre Níger y Malí.⁸⁵ La presión de las operaciones militares francesas en Malí –*Operación Serval* y *Operación Barkhane*– fue muy probablemente la razón que empujó a la brigada a buscar un entorno más complaciente en Libia, un país sin control. Este grupo tiene además un largo historial de ataques contra instalaciones de la industria extractiva, entre ellos el atentado de 2010 contra la mina de uranio de *Areva* en Níger durante el cual capturó siete rehenes.⁸⁶

Dentro de esta nueva estrategia yihadista, en marzo de 2015 el Daesh asaltó y dañó varios yacimientos de petróleo en la zona de al-Ghani, lo que obligó al gobierno de Tobruk a parar la producción en once campos petrolíferos en la cuenca central de Sidra. Once guardias fueron asesinados, varios por decapitación. No obstante, no hubo ningún intento de mantener los campos y asegurar los ingresos, de manera semejante a como el Daesh ha venido haciendo en Iraq y Siria. El objetivo era simplemente la destrucción de los campos. Ello demuestra que el perfil del terrorismo yihadista en Libia es diferente del de Iraq: aquí el Daesh busca crear cuellos de botella temporales que sirvan para debilitar a sus oponentes y ganar tiempo para consolidar su posición.⁸⁷

Implicaciones futuras de la actividad yihadista en el sector energético

En Siria principalmente y, en menor medida, en Iraq, el petróleo es la base del funcionamiento del Daesh como supuesto estado islámico y la garantía de su supervivencia en el medio y largo plazo. El petróleo alimenta su máquina de guerra, proporciona electricidad y otorga a los fanáticos yihadistas una capacidad de financiación de su estructura política y social imprescindible a la hora de hacer frente a sus rivales. A diferencia de Al Qaeda, que depende de donaciones externas para financiarse, el Daesh lo hace aprovechándose de su situación monopolista como productor de una materia prima esencial para el funcionamiento de las actividades productivas y para la vida de la extensa zona que controla.

⁸⁵ Faucon, Benoît y Bradley, Matt. «Islamic State Gained Strength in Libya by Co-Opting Local Jihadists». *The Wall Street Journal*. February 17, 2015. <http://www.wsj.com/articles/islamic-state-gained-strength-in-libya-by-co-opting-local-jihadists-1424217492>.

⁸⁶ PPorter, Geoff D. «AQIM's Objectives in North Africa». *CTC Sentinel* 4:2, 1 February 2011. <https://www.ctc.usma.edu/posts/aqim's-objectives-in-north-africa>.

⁸⁷ Markey, Patrick y Elumami, Ahmed. «Islamic State risk for Libya's troubled oil sector». *Reuters*. Oct 28, 2015, <http://www.reuters.com/article/2015/10/28/us-libya-energy-idUSKCN0SM0HW20151028#bjDeHlAhyGhqcL8t.97>.

Podría hablarse de Daesh extendido por una amplia zona de norte de Iraq y norte y este de Siria que opera, más que como un estado islámico, como si fuera una compañía petrolífera estatal que ha ido creciendo en tamaño y experiencia con el tiempo, beneficiándose de las tensiones locales y, sin verse apenas afectado por los intentos internacionales de acabar con él. Por ello, aunque pudiera impedirse la exportación de hidrocarburos, el Daesh seguiría beneficiándose del inmenso mercado cautivo que tiene en Iraq y Siria.

En Siria, el Daesh gestiona minuciosamente el negocio del petróleo, cuyos yacimientos controla completamente desde septiembre de 2015, reclutando trabajadores cualificados, incluyendo ingenieros y técnicos. De esta manera, la producción en «su» territorio alcanzaba en octubre de 2015 un volumen estimado entre 34-40.000 barriles diarios. El petróleo se vende en origen a un precio estimado entre 20 dólares y 45 dólares el barril, lo que proporciona al grupo yihadista unos ingresos de aproximadamente 1,5 millones de dólares al día.⁸⁸ El petróleo se ha venido vendiendo a cualquier tipo de demandante incluidas las fuerzas que combaten al Daesh las cuales, por su parte, no tienen normalmente otra opción que comprárselo a este grupo yihadista.

En Iraq cuya zona suní controla, el Daesh ha actuado de una manera todavía más profesional, trayendo técnicos que se ocupan de mantener operativo todos los procesos de extracción y almacenaje de petróleo. Desde los primeros momentos empezó a exportar el combustible empleando cientos de camiones procedentes de Kirkuk y Mosul, a un ritmo de unos 150 cargados diariamente, con un valor aproximado de 10.000 dólares de combustible cada uno de ellos. Aunque estos campos se perdieron en los combates de abril de 2015, en el periodo de 10 meses que estuvieron en poder del Daesh, llegaron a aportar a este grupo terrorista aproximadamente 450 millones de dólares.⁸⁹

Si tenemos en cuenta, como parte de su narrativa de «romper las fronteras» entre Siria e Iraq,⁹⁰ ambos escenarios conjuntamente, a falta de estadísticas fiables, las estimaciones son muchas y variadas. Para algunas de ellas, muy optimistas, la organización terrorista podría estar produciendo entre 1,5 y 2 millones de barriles diarios, una cantidad enorme que la situaría en el noveno puesto de producción de petróleo de la Organización de Países Productores de Petróleo superando la producción conjunta de Qatar, Ecuador y Libia (OPEP).⁹¹

⁸⁸ «Isis Inc: how oil fuels the jihadi terrorist». *op. cit.*

⁸⁹ Solomon, Erika, Chazan, Guy y Jones, Sam, «Isis Inc: how oil fuels the jihadi terrorists». *Financial Times*. October 14, 2015. <http://www.ft.com/intl/cms/s/2/b8234932-719b-11e5-ad6d-f4ed76f0900a.html#axzz3t3gPtIWx>.

⁹⁰ El Daesh ha creado una nueva «Provincia Éufrates» que se extiende por la provincia oriental de Deir ez-Zor y en la provincia occidental de Anbar, incluyendo los distritos de Albukamal en Siria y al-Qaim, Rawa y Aná en Irak.

⁹¹ Blanco Moro, Víctor. «El ISIS estaría entre los 9 productores de petróleo más grandes de la OPEP». *El Economista.es*. 16 de noviembre de 2015. <http://www.economista.es/mercados-cotizaciones/noticias/7152020/11/15/El-ISIS-estaria-entre-los-9-productores-de-petroleo-mas-grandes-de-la-OPEP.html>.

No obstante, estos datos parecen claramente excesivos. Fuentes más realistas fijan unas cifras mucho más modestas. Así, Valérie Marcel, analista especializada en petróleo de Chatham House indica que incluso unos datos más modestos de hasta 100.000 barriles de petróleo por día (bpd), –con los que el Daesh podría extraer un beneficio de tres millones de dólares por jornada– resultan «exagerados».⁹² La producción no sería superior a 40.000 bpd. Otras instituciones, por ejemplo la Agencia Internacional de la Energía, la reducen a la mitad, lo que unido a la fuerte caída del precio internacional del crudo durante el último año y medio, hace que las ganancias anuales del grupo yihadista no superarían probablemente el margen de los 100-200 millones de dólares, una cantidad importante pero muy lejos de las cifras de miles de millones que habitualmente se manejan.⁹³

En favor de estas cifras tan reducidas, están los documentos que ha venido filtrando el sirio Aymenn Jawad al Tamimi, uno de los pocos investigadores que ha accedido a documentos financieros del Daesh en los últimos tiempos y los ha publicado correspondientes a la nueva provincia de «Éufrates» –la más rica en petróleo y completamente en manos de este grupo desde julio de 2014–, que se extiende por la provincia siria de Deir ez-Zor, e iraquí de Anbar, incluyendo los distritos de Albukamal en Siria y al-Qaim, Rawa y Aná en Iraq. De acuerdo con los datos conocidos, las rentas del petróleo estarían en el orden de los millones de dólares mensuales y no de las decenas, o incluso centenas de millones que a veces ha recogido la prensa internacional. Esto significa que el rendimiento medio de los pozos de esta provincia estaría en 66.433 dólares diarios por pozo,⁹⁴ lo que supondría un total para la provincia de «Éufrates» entre 150.000-300.000 dólares diarios, una cifra muy alejada de los 3 millones de dólares diarios que, a menudo, se han barajado.⁹⁵

PETRÓLEO CONTROLADO POR EL DAESH (Según fuentes)	BARRILES DE PETRÓLEO DÍA (bpd)	CANTIDADES (Dólares)	CANTIDADES TOTALES	FUENTE INFORMACIÓN
SIRIA + IRAQ	1.000.000-2.000.000 bpd	45-60 millones \$/día	450 millones \$ (julio 2014 – abril 2015)	Univ. Essex/El Economista
SIRIA	30.000-40.000 bpd	1,5 millones \$/día		Financial Times

⁹² Mouranza, Andrés. «¿Cómo funciona realmente el contrabando de petróleo del ISIS?». *El País*. 07 de diciembre de 2015. http://internacional.elpais.com/internacional/2015/12/05/actualidad/1449332363_449457.html.

⁹³ *Ibidem*.

⁹⁴ Jawad al Tamimi ,Aymenn. «The Archivist: Unseen Islamic State Financial Accounts for Deir ez-Zor Province» October 5, 2015, <http://jihadology.net/2015/10/05/the-archivist-unseen-islamic-state-financial-accounts-for-deir-az-zor-province/>.

⁹⁵ «Experts: ISIS makes up to \$3 million daily in oil sales», *Al Arabiya News*, 28 August 2014, <http://english.alarabiya.net/en/perspective/analysis/2014/08/28/Experts-ISIS-makes-up-to-3-million-daily-in-oil-sales.html>.

PETRÓLEO CONTROLADO POR EL DAESH (Según fuentes)	BARRILES DE PETRÓLEO DÍA (bpd)	CANTIDADES (Dólares)	CANTIDADES TOTALES	FUENTE INFORMACIÓN
IRAQ	40.000 bpd	1,5 millones \$/día	100-200 millones \$	Chatham House/El País
Wilayat al-Kheir (SIRIA)	52.000-69.000 bpd	Albukamal 820.000 \$/mes Al-Mayadeen 513.000 \$/mes Al-Badiya 630.000 \$/mes Borders 30.000 \$/mes	2.093.000 \$/mes	Jawad Al-Tamimi, Aymenn, "The Archivist"

No obstante, hasta los atentados de París de noviembre de 2015 –con la consecuente reacción internacional–, es dudoso que la organización haya perdido una parte significativa de la producción por la destrucción de los yacimientos, ya que no ha habido hasta esa fecha ataques importantes por parte de fuerzas militares a las instalaciones de Siria e Iraq y los que han llevado a cabo las fuerzas sirias o iraquíes han sido poco relevantes. Ahora bien, esta situación tan ventajosa para el Daesh, puede que no dure mucho. El grupo yihadista está comprobando que no puede sostener indefinidamente la producción de petróleo en los niveles actuales porque carece del conocimiento técnico, pero también porque sus combatientes son incapaces de evitar ataques que reciben para recuperar instalaciones clave. Pocas personas con formación técnica han permanecido en el territorio controlado por el Daesh y los esfuerzos del grupo para coaccionar al personal cualificado para que continúe en sus puestos, amenazando las vidas de sus familias o confiscando sus bienes, ha demostrado ser poco eficaz. Ello hace que cualquier reparación seria que requiera procedimientos complejos – como puede ser la inyección de agua en campos productores maduros de Siria– está demostrando ser un desafío insuperable para las limitadas capacidades técnicas del Daesh.⁹⁶

A ello habría que añadir el efecto producido por los ataques aéreos de la coalición, junto con la intervención rusa en el escenario sirio y la caída de los precios en los mercados internacionales, una combinación de factores que pueden alterar completamente la ecuación energética existente hasta ahora. Si hasta hace unos meses era el propio Daesh quien controlaba toda la cadena productiva, desde la producción y el refinado hasta el transporte hasta la frontera, ahora los

⁹⁶ Myers Jaffe, Amy. «Commentary: ISIS victories and oil». Fuelfix (ARAMCO). May 25, 2015. <http://fuelfix.com/blog/2015/05/25/isis-victories-and-oil/>.

bombardeos han hecho más peligroso este negocio, por lo que han tenido que subcontratarlo, encareciéndose los costes.⁹⁷

Puede por tanto concluirse que, incluso en el caso de que los distintos actores enfrentados al Daesh respetasen las instalaciones energéticas, cosa que no está ocurriendo, los yacimientos sirios se encuentran prácticamente agotados mientras los iraquíes están seriamente dañados. Ambos requieren de fuertes inversiones tecnológicas por parte de inversores internacionales para asegurar la continuidad de su funcionamiento, algo que el Daesh no es capaz de atraer. En estas circunstancias, la previsión pasa, en el mejor de los casos, por un decrecimiento de la producción producto de la obsolescencia y los daños en las infraestructuras y en el peor, por la destrucción de las instalaciones como consecuencia de los ataques. En ambos casos, el resultado sería similar y se traduciría en una fuerte disminución de la producción. En definitiva, en cualquiera de los escenarios que se contemplen, en la medida que el Daesh siga necesitando petróleo para sus operaciones, habrá menos del mismo para venderlo en el mercado.

En el caso libio, la situación es distinta, si bien todavía más preocupante. Las consecuencias del efecto combinado de la lucha por el control del sector energético entre los dos gobiernos y de los ataques yihadistas sobre las instalaciones con la finalidad de destruirlas, amenazan con convertir a Libia en un desastre no solo político y militar, sino también económico y humanitario. La principal causa es, como se ha venido exponiendo en este trabajo, los daños ocasionados en la infraestructura energética en un país absolutamente dependiente de los hidrocarburos. Estos daños son especialmente importantes desde diciembre del año 2014, cuando comenzaron los combates entre las fuerzas representativas de ambos gobiernos por las refinerías de Ras Lanuf y Sidra en el golfo de Sidra cuya capacidad de exportación de 500.000 barriles diarios ha permanecido interrumpida desde entonces.⁹⁸ El gran beneficiario ha sido el Daesh, un grupo oportunista que se ha dado cuenta de que las facciones más importantes, están más interesadas en la lucha entre sí que en combatirles a ellos, lo que está permitiendo su expansión por el centro de Libia, donde encuentra poca resistencia.

Con una producción que se ha reducido a menos de 300.000 barriles diarios –una caída drástica si los comparamos con los 1.6 millones de barriles producidos al finales de 2010–,⁹⁹ el país corre un serio peligro de caer en la bancarrota. Ello significa que, desde febrero de 2015, la producción de la compañía nacional NOC se ha reducido en un 80% y es muy posible que quede completamente paralizada si continúan los combates.

⁹⁷ Mouranza, Andrés. *op. cit.*

⁹⁸ Myers Jaffe, Amy. *op.cit.*

⁹⁹ Gaub, Florence y Luengo-Cabrera, José: «Libya: crude implosion». *European Union Institute for Security Studies*. February 2015. http://www.iss.europa.eu/uploads/media/Alert_14_Libya_oil.pdf.

Si a ello se añade, la fuerte caída de los precios del petróleo en los mercados internacionales, el resultado es que las rentas de los hidrocarburos apenas suponen un 10% de las estimaciones previstas para el año 2015.¹⁰⁰ El gran interrogante que se plantea Libia es cómo atender los gastos básicos del estado, en un país donde el 80% de la población trabaja para el mismo. Con unas rentas reducidas a 14.000 millones de dólares frente a 68.500 millones de dólares con que contaba en 2012, Libia necesita imperativamente cada año más de 30.000 millones de dólares para atender sus importaciones básicas, el 80% en alimentación de la que el país es tremendamente deficitario.¹⁰¹ El resto se emplea en pago de funcionarios, incluyendo en este concepto las más de 200 milicias que existen en el país, lo que supone también algo más de 35.000 millones de dólares.

El problema es que Libia carece actualmente de otras fuentes de riqueza que puedan suplir la caída de la producción y del precio del petróleo, por lo que la única alternativa que le queda es la de acudir a las reservas de divisas para cubrir su enorme déficit. Hasta el año 2015, la disminución de las reservas seguía una tendencia aceptable habiendo pasado de 110.000 millones de dólares en el 2011 a 93.000 millones de dólares en el 2014, incluso con un incremento puntual en el año 2012 en que los combates fueron menos virulentos.¹⁰² Pero desde el 2014, la caída está siendo mucho más acusada, por lo que al ritmo actual en el que la mayor parte de las importaciones y del funcionamiento del estado se financia con las reservas, es muy posible que en poco más de un año Libia se haya quedado sin las mismas.

Todavía más preocupante es el hecho de que, incluso si Libia logra gestionar adecuadamente sus diferencias políticas y acabar con la amenaza de los grupos yihadistas, el daño a las infraestructuras ya está hecho y será difícil de revertirlo en el corto plazo. Las estimaciones de gastos de reconstrucción de las mismas están en el abanico de los 200-480.000 millones de dólares para un periodo de 10 años.¹⁰³ Se trata de una cantidad con la que Libia difícilmente podrá contar a menos que se produzca una gigantesca operación de asistencia financiera exterior. Pero aun en el caso de que esta se pudiera acordar, habrá que acabar antes con la espiral de violencia, algo difícil de conseguir en el corto plazo. La realidad es que, con su exceso de confianza en los hidrocarburos como base de la economía nacional, Libia se ha convertido en un país extremadamente vulnerable a cualquier alteración política. En este sentido, la acción de los grupos yihadistas junto con la confrontación política interna, ha conseguido que el petróleo haya terminado por ser más que una tabla de salvación, una maldición para el país.

Como conclusión general puede decirse que la experiencia en la gestión del petróleo del Daesh muestra un panorama cada vez más preocupante para la

¹⁰⁰ *Ibidem.*

¹⁰¹ *Ibidem.*

¹⁰² «Total de reservas (incluye oro, US\$ a precios actuales)». Banco Mundial. 2015. <http://datos.bancomundial.org/indicador/FI.RES.TOTL.CD>.

¹⁰³ Gaub, Florence y Luengo-Cabrera, José. *op. cit.*

infraestructura energética y para el conjunto del sector en las regiones de Siria, Iraq y Libia. La estrategia petrolera del Daesh constituye un serio peligro, no solo por el impacto de los combates militares en las instalaciones, sino también por la ineptitud técnica que la organización terrorista muestra en aquellos lugares en los tiene el control de los recursos.

El mayor peligro que se corre es que, al final, el Daesh llegue a la conclusión de que el control de los recursos energéticos podría no proporcionar una ventaja económica tan grande como esperaba, --algo que ya parece estar ocurriendo en Libia-- y que proporciona más beneficios simplemente atacar y destruir las instalaciones petroleras con el objeto de negar el acceso a los ingresos de los hidrocarburos a sus enemigos. Por ello, si el grupo yihadista no es finalmente detenido, cada vez más instalaciones serán dañadas, reduciéndose la cantidad de hidrocarburos que se pueden producir en todo el Oriente Medio y norte de África. De ocurrir esto, se agregará un costo económico aún mayor a la tragedia humana que el grupo extremista ya ha creado. Resulta difícil pensar que, en unos momentos en que ningún país parece estar dispuesto a poner «botas sobre el terreno», la destrucción de los recursos energéticos de toda una región geopolítica puedan estar en el interés de nadie.

Capítulo cuarto

Precios del petróleo y geopolítica mundial

Raúl Cardoso

Resumen

El mercado de petróleo a lo largo de su larga historia siempre ha sido influenciado o ha influenciado la Geopolítica Mundial. La importancia de este producto como catalizador del desarrollo de los países ha sido un punto de referencia del cambio de las dinámicas de las decisiones políticas tanto de naciones productoras como consumidoras. Su utilidad en el sector del transporte e industrial ha provocado históricamente su punto de partida. Pero vayamos a la historia más reciente y analicemos su impacto.

La creación de la OPEP hace más de 50 años fue la respuesta a un tema de Geopolítica de algunos países productores de petróleo en contra de la posición irracional y de control de las empresas denominadas las "Siete Hermanas».

Si nos remontamos a esas fechas históricas nos referencia a la iniciativa de algunos Países Productores como Venezuela, Irán, Irak y Arabia Saudita que decidieron unirse para enfrentar y contrarrestar las políticas de hegemonía y desequilibrio que ejercían las empresas petroleras en sus países.

A partir de ese momento la OPEP ha jugado un importante papel no solo en el equilibrio de la oferta del mercado del petróleo, sino además en la lucha de poder principalmente entre los países de la zona del Medio Oriente.

Los países fuera del eje de Medio Oriente y África han estado muy lejos de las decisiones relevantes de la Organización –Indonesia, Venezuela y Ecuador– y solamente en casos muy específicos han logrado coincidir y luchar por sus propios intereses y políticas regionales.

La OPEP ha pasado por varios episodios políticos importantes a lo largo de su historia. La reacción de la OPEP como organización ante la Guerra del Yom Kipur cuando decidió el bloqueo a las exportaciones de petróleo a los aliados de Israel, EE.UU y los Países Bajos, llevando a países neutrales como Noruega y México a ofrecer su apoyo al pueblo israelí y originando el más espectacular aumento de los precios del petróleo, dando lugar al Primer Shock del Petróleo en 1973, cuyos efectos en la economía mundial se sintieron hasta inicios de la década de los ochenta. Otro momento de alto impacto fue el secuestro y matanza de algunos Ministros en Argelia en 1975, por el famoso terrorista venezolano *el Chacal*.

Durante la larga guerra entre ambos miembros de la OPEP, Irán e Irak, también la Organización jugó un papel determinante. La Guerra llevo a los países a establecer la política de cuotas en relación a su capacidad de producción. Este sistema, que sigue vigente pero sin uso, se ha venido ajustando en función de la evolución de los precios y de los propios problemas políticos y de capacidad de algunos miembros. A partir del año pasado, los socios lo han abandonado, pero podría volverse a retomar de manera más flexible.

La propia guerra propició que países como Arabia Saudita y sus aliados tradicionales del Golfo apoyaran la política del dictador Hussein financiando la guerra en contra de Irán muchos años. Toda esta estrategia se desfundó cuando Saddam Hussein inició su proceso de expansión en la zona rechazando la tutela de los sauditas.

Sin embargo es a partir de la crisis de los precios de los años ochenta, cuando la OPEP buscó el dialogo y el acercamiento con otros países productores independientes como Rusia, Noruega, Omán y México. Pero solamente en algunos momentos muy puntuales esta estrategia de acercamiento ha funcionado relativamente bien. Actualmente existe un rechazo de casi todos en conseguir un acuerdo común, debido a lo disímiles de las agendas y estrategias de cada uno de los miembros.

La negociación de EE.UU. y sus socios europeos con respecto a Irán podría llevar al levantamiento de las sanciones y las posibilidades de crecimiento de su oferta estaría en función del nivel de las inversiones; pero es un país que contiene importantes reservas que afectarán el nivel de equilibrio de la OPEP y por lo tanto obligará a sus miembros a negociar nuevamente los espacios necesarios para que los países con capacidad regresen al mercado. Hay que recordar que Irán antes de la guerra producía más de 4 millones de barriles diarios y hoy su capacidad es de tan solo 2,3 millones, es decir casi la mitad.

Arabia Saudita ha sido el país que sin lugar a dudas se ha aprovechado del descontrol y desaparición de varios de los países de la región, como Irak, Irán, Libia, Nigeria, etc. Lo que ha generado enormes ganancias para el principal país productor dentro la Organización.

La estrategia actual del Reino Saudí de volumen por precio se ha venido alargando por la aparición de la oferta Rusa, otros proyectos intensos en capital y

las de EE.UU. con su *fracking*. Sin embargo, Arabia Saudita no quiere volver a retomar su papel de «swing producer» en beneficio del poco cumplimiento de sus socios y de los otros productores no-OPEP.

Palabras Clave

Precios del petróleo, OPEP, geoeconomía.

Abstract

Throughout its already long history, the oil market has always been an influential factor on World Geopolitics. The importance of this product as a catalyst for the development of countries has been a benchmark for changes in the dynamics of political decisions of producers and consumers alike. Its use in the transportation and in industry sectors has established its historically starting point. But let us take a look at more recent history and analyze its impact.

OPEC was created over 50 years ago in response to a Geopolitical issue by some oil producing countries, against the irrational and controlling position exerted by the companies known as the "Seven Sisters".

If we go back to those historical dates, we would have to make reference to the initiative of certain producing countries such as Venezuela, Iran, Iraq and Saudi Arabia who decided to join forces to counteract on the dominant and imbalanced policies exerted by the oil companies in their countries.

From that moment on, OPEC has played a major role, not only in balancing the offer in the oil market, but also in the struggle for power, mainly between the countries in the Middle East area.

The countries outside the axis of the Middle East and Africa have been far away from the relevant decisions by the Organization (Indonesia, Venezuela and Ecuador) and only in specific cases have they managed to agree and fight for their own interest and regional policies.

OPEC has undergone several significant political episodes throughout its history. For example OPEC's reaction as an organization during the Yom Kippur War, when it decided to block oil exports to the allies of Israel, i.e. the United States and the Netherlands, leading neutral countries such as Norway and Mexico to provide their support to Israel and causing the most spectacular increase of oil prices and the first Oil Crisis, of 1973, whose effects on the world's economy were felt through to the early eighties. Another moment of high impact was the kidnapping and slaughter of some Algerian Ministers in 1975, by the infamous Venezuelan terrorist "Jackal".

During the long war between two OPEC members, Iran and Iraq, the Organization also played a determining role. The war led the countries to establish the quota policy based on their production capacities. This system, which is still valid today but

not enforced, has been progressively adjusted in accordance with the evolution of prices and political or capacity problems of its members. This policy was abandoned by the members last year, but it could be reinstated in a more flexible manner.

The war itself provoked that countries such as Saudi Arabia and its traditional allies in the Gulf supported the policy by dictator Hussein, financing the war against Iran over many years. This strategy was abandoned when Saddam Hussein began his expansion process in the region, rejecting Saudi guidance.

Nevertheless, it was after the price crisis of the eighties when OPEC sought dialogue and fostering of other independent producers such as Russia, Norway, Oman and Mexico. But this fostering strategy has only worked relatively well in very specific moments. Today, nearly members today reject the idea of reaching a common agreement because of the dissimilar agendas and strategies they each pursue.

Negotiations by the United States and its European partners concerning Iran could lead to sanctions being lifted and the possibilities of growth where the offer would be relative to the level of investment; but it is a country that has important oil reserves that will affect the balance within OPEC and therefore force its members to once again negotiate the necessary space so that countries with capacity can return to the market. We have to remember that before the war Iran was producing 4 million barrels per day, whereas its capacity today is only 2.3 million, i.e. almost half of what it was.

Saudi Arabia is the country which has undoubtedly benefited the most from the lack of control and disappearance of several countries from the region such as Iraq, Iran, Libya, Nigeria, etc., leading to enormous profits for the main producer within the Organization.

The Saudi Kingdom's current strategy of volume for price has been delayed by the appearance of Russia's offer, other capital-intensive projects and fracking by USA. Nevertheless, Saudi Arabia does not want to take up its role as a swing producer again, to the benefit of its hardly compliant partners and remaining non-OPEC producers.

Keywords

Oil prices, OPEC, geoeconomics.

La caída de los precios del petróleo 2014-2015

La actual reducción de las cotizaciones internacionales del petróleo responde primordialmente a la estrategia de Arabia Saudita, la cual consiste en presionar a la baja los precios del petróleo para reducir la producción de altos costos. Esto es, Arabia Saudita y la OPEP han concluido que es necesario un recorte a la producción internacional de petróleo crudo, pero esta vez corresponderá a los países no-OPEP llevarla a cabo.

Análisis de la actualidad del mercado internacional del petróleo

No es la primera vez que la industria del petróleo se enfrenta a precios relativamente bajos de crudo. No es tampoco la primera vez que una de las principales causas de la caída es originada por un exceso de oferta. Pero sí es la primera vez que la reducción de cotizaciones internacionales del petróleo es, si bien no totalmente originada, sí ha sido acentuada, mantenida e impuesta de manera deliberada y consciente por la Organización de Países Exportadores de Petróleo, la famosa OPEP. Suena contra-intuitivo que el cártel guardián de los precios internacionales del petróleo se auto inflija semejante castigo. Pero con un ratio de reservas probadas a producción para más de sesenta años Arabia Saudita, miembro que porta la batuta de la OPEP, está más bien implementando una estrategia de conservación de mediano-largo plazo a costa del plazo inmediato.

A mediados de los años ochenta la OPEP acordó recortar su producción. Arabia Saudita lo hizo de un nivel total de hidrocarburos de más de 10 millones de barriles diarios (mbd) en 1981 a 3,6 kbd en 1985. El ejemplo saudita no lo siguieron el resto de los miembros de la OPEP. El bajo cumplimiento de los acuerdos originó la decisión de Arabia Saudita de inundar el mercado aumentando su producción total a más de 5 mbd, con el consecuente descalabro de las cotizaciones internacionales del petróleo en 1986. Actualmente la situación es diferente. En la reunión oficial de noviembre de 2014, la OPEP acordó mantener su nivel de producción para desincentivar la producción no-convencional y de altos costos, consiguiendo al mismo tiempo sostener o aumentar la cuota de mercado de los miembros de la organización, a su vez brindando apoyo a la demanda con bajos precios relativos. Extraoficialmente también se argumentó un plan de conspiración saudita para afectar a Irán y de paso a Rusia, ambos aliados de al-Assad, pero esta hipótesis queda catalogada dentro del rubro de las teorías de la conspiración.

Es cierto que la mayor producción no-OPEP ha venido ganando participación de mercado a la organización. El ejemplo más claro es la producción de alto costo tanto convencional, como no-convencional. Esta última se ha incrementado particularmente en los EE.UU. Esta nueva producción ha originado una cuantiosa y constante reducción de las exportaciones de petróleo crudo de algunas naciones pertenecientes a la OPEP. Las importaciones de petróleo crudo de EE.UU. se han reducido un 30% respecto al año 2005, cuando alcanzaron el nivel más alto

de su historia con más de diez millones de barriles diarios. En el mismo periodo, la reducción de importaciones provenientes de la OPEP ha sido cercana al 40%, con algunos de sus miembros como Argelia, Libia y Nigeria que prácticamente han dejado de exportar su materia prima a los EE.UU. El rechazo de 3 mbd en importaciones, ha originado una férrea batalla vía precios para abrir o ganar espacios en los mercados alternativos: Europa y Asia.

El haber aplicado una política de reducción de producción para impulsar al alza los precios, simplemente hubiera postergado el problema principal para la OPEP. Por un lado, mayores cotizaciones generan mayor competencia de producción de elevado costo, y por otro, afecta la demanda mundial. Siendo así y a pesar de la caída en el nivel de precios, la OPEP acordó en noviembre de 2014 dejar sin cambios su nivel de producción. La OPEP correctamente concluyó sobre el exceso de oferta en el mercado y de la necesidad de ponerlo en balance. Sin embargo, la respuesta convencional de reducir producción para restablecer el equilibrio del mercado, en esta ocasión fue considerada inapropiada, particularmente por Arabia Saudita, y como resultado la OPEP se encuentra en una fase de descubrimiento de precios. Sin intervenir a la baja la ecuación de la oferta, la organización está dejando que el balance se restablezca a un nivel de precios de equilibrio que nuevamente traiga estabilidad el mercado internacional, lo cual puede tardar algo más de lo que los miembros de la OPEP desearían.

El diagnóstico elaborado por Arabia Saudita es correcto. Este ciclo de exceso de oferta es diferente a los que han ocurrido en los años ochenta y noventa. En esta ocasión, las políticas macroeconómicas expansivas, particularmente en EE.UU. y Europa, para impulsar a las economías a salir de la recesión de 2008-2009 mediante, entre otras medidas, manteniendo muy bajas tasas de interés por periodos prolongados, han permitido el financiamiento barato de muchas nuevas empresas en el sector de los hidrocarburos, que bajo otras circunstancias seguramente no se hubieran creado. Este es el caso de muchas empresas de exploración y producción en los EE.UU., que no solo consiguieron financiamiento barato para su constitución y arranque de costosas operaciones—especialmente en yacimientos no convencionales como los de shale— apalancada por la ilusión de los altos precios de petróleo, sino que han prolongado su agonía y cierre definitivo. De acuerdo con datos de Standard & Poor's, alrededor de 16 compañías de producción de petróleo de EE.UU. no han conseguido pagar sus deudas. El grupo de productores de shale en EE.UU. es muy heterogéneo, pues a pesar de la bajada en precios del petróleo, siguen operando con buenos márgenes. Hay productores que consiguen producir y reinvertir para reemplazar reservas a solo 20 usd/bl, pero otros requieren de precios superiores a los 70 usd/bl, con una media de 50 usd/bl, lo cual indica que a los niveles de precios internacionales actuales, más de la mitad de los productores de este tipo de campos están perdiendo dinero.

No obstante la acertada y prudente visión de Arabia Saudita, la elevada dependencia de los ingresos por exportaciones petroleras hace que no toda la orquesta suene armoniosa bajo la batuta de su director. El grupo de los llamados

«halcones» de la OPEP –Venezuela, Irán y Argelia–, normalmente son más agresivos con sus objetivos de precios, por lo que buscan acuerdos al interior de la organización para reducir la producción. Los «halcones» requieren de precios superiores a los 100 dólares por barril (usd/bl) para conseguir balancear sus presupuestos.

Los datos más recientes sugieren que la producción de crudo de la OPEP se encuentra en niveles superiores a los registrados en 2008 cuando en el verano de aquel año, el precio del mercado internacional Brent alcanzó un máximo histórico cercano a los 150 usd/bl. A partir de ese momento las cotizaciones se desplomaron hasta llegar a menos de 40 usd/bl en enero de 2009. En aquel entonces, ante el desplome de precios, la OPEP acordó recortar su producción y para 2009 la redujo en algo más de 2 mbd del nivel registrado el año anterior. De 2014 a la fecha, la producción OPEP no solo se ha mantenido, sino que se ha incrementado hasta rondar los 32 mbd. Esto es, la producción se encuentra en unos 700 mil barriles diarios (kbd) por arriba de aquel alto nivel de 2008 que empujó a los precios en caída libre y aproximadamente 2 mbd por encima de la demanda OPEP o lo que se considera como la demanda internacional por petróleo crudo producido por los miembros de la organización. Como resultado, el mercado está inundado de petróleo. Los inventarios mundiales de crudo y derivados se encuentran prácticamente a total capacidad y las cotizaciones de la materia prima, con algunos altos y bajos, se mantiene unos 60 usd/bl por debajo de los niveles conseguidos en el verano de 2014.

A un año de la decisión de noviembre, aunque más lento de lo inicialmente estimado, el sacrificio apenas comienza a mostrar algunas cifras que podrían apuntar al objetivo más ambicioso de Arabia Saudita: desincentivar la producción de altos costo, como la de los campos no-convencionales de shale oil, en especial en los EE.UU.

Datos recientes del Departamento de Energía de los EE.UU. (DOE) muestran los primeros indicios de reducción de producción en Dakota del Norte, donde se ubica la producción de crudo shale en los campos de Bakken, y en Texas, donde se produce también shale en los campos de Eagle Ford. Derivado de importantes aumentos en productividad, apenas en abril de 2015 EE.UU. consiguió producir más de 9,6 kbd de petróleo crudo, el nivel más elevado conseguido desde la década de los setenta. Datos de agosto del DOE indican una reducción de 3% de la producción respecto a la de abril. Los de Dakota del Norte se han reducido moderadamente respecto a su nivel más alto registrado en noviembre pasado con 1,23 kbd y los de Texas se han contraído un 5% respecto a su máximo histórico conseguido en marzo de 2015 con 3,6 kbd. Aunque los datos del DOE son todavía muy tempranos para concluir que se trata de una caída de tipo permanente en la producción, la reducción del número de pozos en el país es un indicador sobre la tendencia a la baja de la producción de shale en la nación Norteamericana, pero gracias a las ganancias en eficiencia, conocimiento de los campos y a la tecnología, la reducción es y será menor a la deseada por la OPEP.

El mismo DOE reportó una abrupta reducción del número de pozos de petróleo crudo en los EE.UU. de un máximo histórico de 1.596 pozos en octubre de 2014 a 650 en septiembre 2015, aproximadamente el mismo número de pozos que habían en 2010. Los niveles de producción no se han correspondido en la misma medida que la reducción del número de pozos, principalmente porque los recursos, tanto tecnológicos como económicos, se han concentrado en los llamados *sweet spots* o los pozos de más fácil producción, y principalmente por la mayor eficiencia de los pozos que producen cada vez más crudo. No obstante la mayor eficiencia conseguida por pozo, las tasas de declinación de los pozos de Eagle Ford, Niobrara y Bakken van de 70 a 50% en los primeros dos años. Lo cual significa que para mantener la tendencia creciente de la producción, los operadores deben perforar nuevos pozos para compensar la rápida y abrupta declinación. Al perforarse menos pozos, detener la declinación es cada vez más difícil y costoso. Los datos del DOE parecen indicar que efectivamente la producción no convencional de EE.UU. comenzará a reducirse, pero más lentamente a lo esperado por Arabia Saudita y el resto de miembros de la organización. El Gráfico 1 muestra el efecto de la más reciente reducción de cotizaciones del crudo marcador West Texas Intermediate (WTI) en el número de pozos de petróleo operando en los EE.UU.

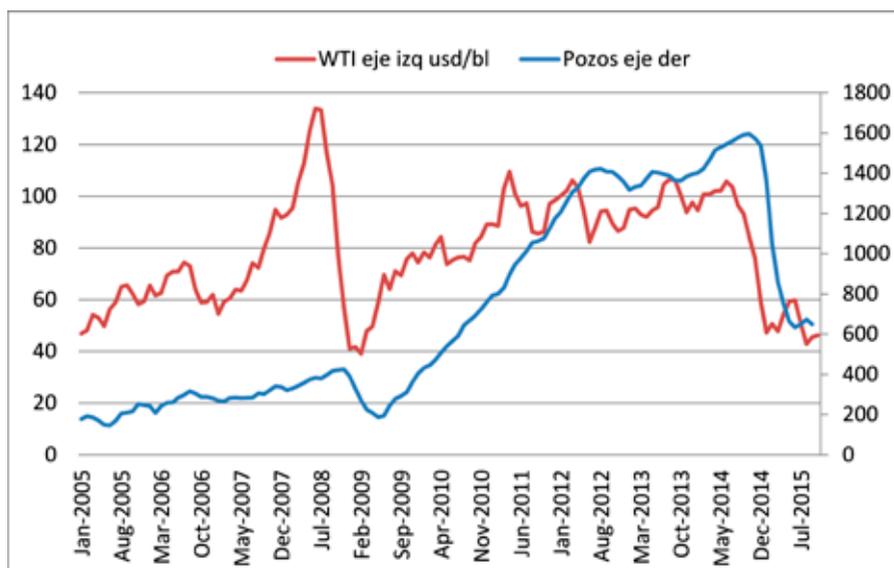


Gráfico 1 Cotizaciones de WTI y Número de Pozos de Petróleo Operando en los EE.UU. Fuente: EIA DOE

El esfuerzo del mayor exportador de crudo del mundo para desincentivar la producción no convencional o de alto costo va cumpliendo su cometido. Para el año 2015, el DOE estima una producción total de petróleo crudo de 9,29 kbd y de 8,77 kbd para el 2016. Grandes proyectos convencionales como en Canadá o Brasil han sido suspendidos o pospuestos, al igual que algunos planes de explo-

ración en el Mar del Norte y el Ártico. Datos de la OPEP muestran cómo la producción no-OPEP ha pasado de crecer poco más de 1,5 kbd de 2013 a 2014 a reducirse en 2016 (Gráfico 2, izquierda). Así la participación de mercado de la OPEP se espera aumente de 34,7% del total de la oferta a más de 36% en 2016. La estrategia de la OPEP, al mismo tiempo que va consiguiendo una reducción de la oferta costosa no-OPEP, también está estimulando el crecimiento de la demanda. De acuerdo con las cifras de la Agencia Internacional de Energía crecerá en 1,8 kbd en 2015, el incremento más elevado en cinco años, incluso la demanda OCDE aumentó después de casi diez años de estancamiento. Para el año 2016, la Agencia estima un aumento adicional de la demanda de 1,2 kbd (Gráfico 2, derecha).

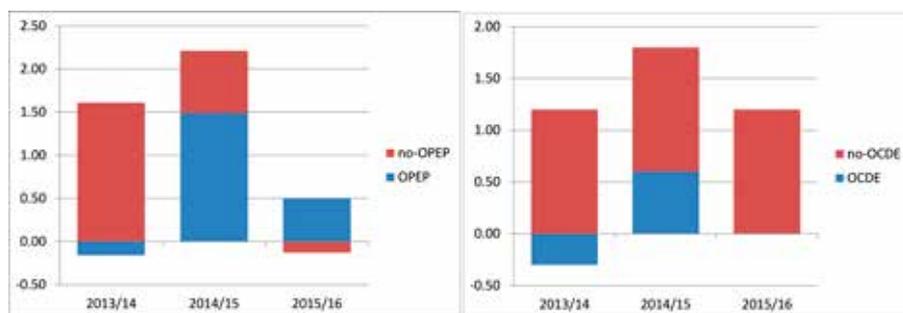


Gráfico 2. Crecimiento anual de la Oferta Mundial de Petróleo Crudo OPEP y no-OPEP (Izquierda) y Crecimiento anual de la Demanda Mundial de Petróleo OCDE y no-OCDE. Datos en millones de barriles día.
Fuente: OPEP datos de oferta y AIE datos de demanda.

Pero mientras se consolida la reducción de la producción más costosa no-OPEP, el precio a pagar por la OPEP está siendo abrumador. A los bajos precios del in-terraciales del crudo, con la canasta OPEP en menos de 45 usd/bl en Agosto, no hay uno solo país miembro de la OPEP que pueda enfrentar sus requerimientos presupuestales sin hacer mella en sus reservas internacionales. A pesar de haber aumentado sus exportaciones en aproximadamente 2 mbd, la OPEP está recibiendo menos de mil millones de dólares por concepto de exportaciones de petróleo, el nivel más bajo desde 2010, y casi dos mil millones de dólares por debajo del año pasado. Arabia Saudita, gracias al aumento en sus exportaciones ha conseguido reducir la pérdida y se coloca como el miembro con la mejor recaudación, mientras que países como Irán, por las restricciones a las exportaciones por motivo de las sanciones internacionales, están recibiendo menos recursos que en 2005.

No obstante su mejor posición dentro de la Organización, se estima que el déficit presupuestario de Arabia Saudita podría caer a 20% del PIB, en el que sería el primer déficit en más de una década. Las reservas de su banco central se han reducido 10%, equivalente a 70 mil millones de dólares, respecto al año pasado. No es de descartarse una devaluación del riyal o del resto de las monedas de los

miembros de la OPEP. El PIB saudita se quintuplicó desde la crisis de 1998 –los años de abundancia generaron una abultada carga de beneficios, muy caros de mantener–. Subsidios a la gasolina, agua y electricidad, así como la ausencia de pago de impuestos al ingreso, aunados a excesivos salarios, altos beneficios, entre otros muchos y costosos privilegios. El gobierno saudita, el generador de empleo más importante del país, no puede sostener tal avalancha de gastos con un horizonte prolongado de bajos precios de exportaciones petroleras. Las obras de infraestructuras y el gasto del gobierno han mantenido el crecimiento económico del país en años recientes, pero no queda claro que después de casi un año de caída de precios, Arabia Saudita pueda mantener el ritmo de gasto, incluido el gasto social que creció aún más con la Primavera Árabe. Consecuentemente las presiones fiscales van en aumento, con una estimación de déficit fiscal de más de 14% del PIB en 2015.

No obstante, y comparado con lo que se lee de la zona Euro, tampoco se puede afirmar que Arabia Saudita esté en crisis o se avecine una recesión en el corto plazo. Por lo pronto, Arabia Saudita cuenta con cerca de 650 mil millones de dólares en activos exteriores netos y una deuda gubernamental muy baja con menos de 2% del PIB. Aunque es muy difícil quitar privilegios como los subsidios, Arabia Saudita tiene tela de dónde cortar. En Arabia un litro de gasolina cuesta 15 centavos de dólar, mientras que el petróleo ligero se vende al doble de precio en el Mercado internacional.

El gasto que parece más difícil de tocar en este momento es el militar, que se ha triplicado desde 2005 hasta llegar a \$81 mil millones en 2014. Los ataques a los rebeldes chiitas en Yemen están liderados por Arabia Saudita y no se vislumbra un cambio radical de estrategia. Además sus finanzas soportan un mayor uso del mercado de bonos de largo plazo. A pesar de que Fitch redujo de estable a negativo el *rating* de Arabia Saudita, el país todavía cuenta con un grado de inversión AA –de Standard & Poor’s–.

Los sauditas se encuentran todavía en una buena situación macroeconómica. No se olvide que Arabia Saudita cuenta con el 16% de las reservas probadas de petróleo del mundo; aporta el 13% de la producción mundial, y cerca del 15% del total de exportaciones de petróleo a nivel global. Arabia Saudita tiene margen de maniobra para ajustar su gasto gubernamental que asciende a una cuarta parte de su PIB, una serie de privatizaciones de puertos y aeropuertos ayudaría a reducir la carga. Arabia Saudita también cuenta con una muy baja deuda, fondos soberanos, reservas y una suficiente calificación crediticia. En 2015, el banco central saudí colocará bonos para conseguir alrededor de \$25 mil millones. No hay muchos países hoy día que puedan presentar tan buenas cartas al mercado internacional de capitales como Arabia Saudita, pero al nivel actual de los precios del petróleo y a las expectativas para los siguientes años, los recursos se le agotan día con día con gran velocidad. El Fondo Monetario advirtió que el reino acabará con los fondos suficientes para sostener su gasto actual en menos de cinco años.

La situación económica y financiera de Argelia, Irak, Libia, Nigeria y Venezuela dista de la de Arabia Saudita. La reciente reducción de precios del petróleo ha agudizado los problemas de Venezuela. La escasez de productos básicos ante la caída de las importaciones se inició en el 2013. Barclays Capital destacó que solamente el precio internacional del petróleo por arriba de los 40 dólares el barril, la puesta en marcha de un plan de ajuste macroeconómico y el financiamiento chino, alejaría a Venezuela de un inminente *default*. Sin embargo, de colocarse el barril por debajo de esa cifra, el banco estima un impago de deuda externa para mediados de 2016. Eurasia Group, modificó su previsión sobre Venezuela a 60% de probabilidad de un impago de la deuda en el segundo semestre del 2016. Entre agosto y diciembre, cuando se celebrarán elecciones parlamentarias de 2015, se venció el pago de la deuda por 6.300 millones de dólares y para el 2016 Venezuela deberá pagar \$12.500 millones más \$5.000 millones adicionales a China por los préstamos otorgados. Las cifras resultan impagables con un precio del barril venezolano que ya se ubica por debajo de los 40 dólares, en una nación cuyas exportaciones de petróleo componen el 96% del total de los ingresos por exportaciones.

El gobierno del recientemente electo presidente de Nigeria, Muhammadu Buhari, el mayor productor de petróleo de África, se enfrenta a una devaluación de 8% de la naira y más de 9% de inflación. Se estima que Nigeria podría devaluar su moneda hasta en 20% al tiempo que se le agotan las reservas. Libia y Argelia han mostrado déficits en sus cuentas corrientes desde el 2014, el déficit simplemente se ampliará este y el próximo año. Además, ambos países se mantienen al borde del caos político. En Libia una cuarta parte de la población está en la nómina pública, y sus salarios se han incrementado en un 250% desde la revolución de 2011. La producción de petróleo en Libia es actualmente de solo una quinta parte de lo que era antes de la crisis (1,6 kbd). A la caída en precios, si no se vislumbra un aumento de la producción de petróleo en el horizonte, el Gobierno se verá en muchos aprietos para cumplir con sus obligaciones. El parlamento rival con sede en Trípoli anunció que estaba considerando levantar los subsidios a los combustibles que ascienden a un 20% del PIB, una medida que ayudaría a cerrar algunas de las brechas cada vez más grandes entre gastos e ingresos públicos.

Argelia ha llamado a los doce miembros de la organización para llevar a cabo una reunión extraordinaria antes de la programada para diciembre. A la iniciativa de Argelia se han sumado Venezuela y Ecuador, cuyos ingresos por exportaciones de petróleo componen más del 60% del total. Ante el declive de las cotizaciones internacionales, Venezuela y Argelia están convocando a la OPEP a tomar cartas en el asunto. Venezuela está en estrecha comunicación con Rusia, el exportador de petróleo más importante fuera de la Organización, buscando iniciativas para estabilizar el mercado y su dependiente economía del petróleo y el gas. El Fondo Monetario Internacional estima que el PIB de Rusia se contraerá 3,8% en 2015.

No obstante, Rusia abiertamente declaró en septiembre de 2015 que no arrimará el hombro a la OPEP. En palabras de Igor Sechin, CEO de Rosneft y cercano aliado de Vladimir Putin, declaró que los «años dorados» de la OPEP quedaron en el pasado y que la «Organización ni siquiera puede manejar sus cuotas internas, si lo hiciera, el mercado ya estaría en balance», remachó Sechin. En ese sentido, Sechin también recordó que la industria del petróleo en Rusia tiene un alto contenido privado que no permite la administración de los hidrocarburos como en los países OPEP. Por si fuera poco México se sumó a la negativa de cooperar con la OPEP como lo hiciera en 1998-1999. En esta ocasión la apertura del sector energético mexicano y la caída de producción motivaron las razones principales para negar unirse a un posible esfuerzo conjunto OPEP y no-OPEP.

Análisis de los principales problemas geopolíticos en Medio Oriente y su influencia en el comportamiento de los precios del petróleo

«La agresiva apertura de la industria de Irán para incentivar el regreso de las grandes petroleras europeas representa, dentro de un ambiente de bajos precios, una excelente oportunidad para las empresas que han buscado optimizar sus recursos en zonas de menores costos y mayor productividad. Tanto las empresas productoras como los refinadores europeos, particularmente los del Mediterráneo, están familiarizados con la geología de Irán y su tipo de petróleo. Sin embargo, el levantamiento de sanciones se da también en un momento de delicado balance de poderes en Medio Oriente. A la problemática ancestral entre chiíes y suníes, se suma el disgusto de Israel por el acercamiento de EE.UU. a Irán y por el surgimiento de brutales grupos terroristas como ISIS».

Después de 20 meses de negociaciones se alcanzó un acuerdo histórico destinado a frenar el programa nuclear de Irán. El Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas (CSNU) avaló el acuerdo alcanzado entre Irán y las principales potencias mundiales sobre su carrera nuclear. Así da inicio el proceso para levantar las sanciones. En una resolución adoptada por unanimidad, el organismo de 15 miembros aprobó el acuerdo y pidió su total cumplimiento en el plazo establecido en el convenio. Se espera que el acuerdo –el Plan de Acción Integral Conjunto (JCPOA, por sus siglas en inglés)–, firmado el 14 de julio de 2015 por Irán y el P5+1 –integrado por Reino Unido, China, Francia, Rusia y EE.UU. más Alemania– conduzca a la eliminación de sanciones contra Irán. La resolución señala que el CSNU suspenderá sus sanciones contra Irán luego de recibir un informe de la Agencia Internacional de la Energía Atómica que verifique el cumplimiento de los compromisos nucleares establecidos en el JCPOA.

Seguramente Irán se atendrá a las cláusulas del acuerdo. Tiene demasiados incentivos para hacerlo. Se calcula que las sanciones le han costado al país casi el 20% de su PIB desde 2010. Una vez recortadas esas sanciones, se cree que Teherán introducirá entre 500 kbd y 1 mbd de petróleo en los siguientes 6 a 12 meses a un mercado que ya se encuentra sobreofertado. En 1974, antes de la Revolución, la nación persa llegó a producir más de 6 mbd. Teniendo en cuenta

que Irán tiene la cuarta mayor reserva de petróleo del mundo, 158.000 millones de barriles, y las mayores reservas de gas natural del planeta con 34 trillones de metros cúbicos, su potencial energético es enorme. No obstante, la infraestructura de hidrocarburos en Irán está tecnológicamente rezagada y requiere de importantes inversiones para revitalizarla de la actual producción que ronda los 3,6 kbd de líquidos. Incluso si la inversión es impulsada por grandes multinacionales, tomará tal vez décadas construir la infraestructura necesaria para alcanzar el potencial energético del país.

Los países del Golfo se bandearán entre los dos pesos pesados regionales, tomando posiciones para aprovecharse al máximo de la reapertura económica iraní. Los Emiratos se podrán beneficiar especialmente del retorno de Irán a la economía mundial. En Dubái hay empresas que llevan tiempo haciendo negocios con Teherán y que serán las mejor situadas para responder a la creciente demanda de bienes y servicios de los iraníes. También ayuda que en los EAU haya una nutrida diáspora iraní. En situación similar se encuentra Turquía, que también capitalizará la vuelta de Irán al tablero geopolítico.

Ministros europeos de energía y líderes de la industria han abierto canales de diálogo con Irán para restablecer el intercambio y las inversiones con el levantamiento de las sanciones. El Ministro del Petróleo de Irán, Bijan Zanganeh, ha recibido delegaciones gubernamentales de Austria, Alemania, Italia, Reino Unido, Francia y España, y de grandes empresas privadas, como Shell, ENI y Total. La delegación española estuvo compuesta por el Ministro de Asuntos Exteriores de España –José Manuel García-Margallo–, de Fomento –Ana Pastor y de Energía y Turismo –José Manuel Soria–. Margallo declaró, en presencia del vicepresidente del Gobierno iraní –H. E Soltanifar– :«Lo mejor está por venir. Hemos demostrado que pueden fiarse de nosotros y estamos desando trabajar juntos».

La primera prueba de este ambiente de cercanía política y empresarial ha sido el anuncio hecho por la ministra española de Fomento. Y es que, aunque sobre el papel del Acuerdo Nuclear las sanciones seguirán vigentes hasta diciembre, España e Irán negocian un convenio para establecer vuelos directos de pasajeros y mercancías entre Teherán, Madrid y Barcelona, a razón de dos trayectos semanales. «Nos hemos puesto de acuerdo para iniciar el camino para la firma de un nuevo convenio de transporte. Vamos a firmar el convenio en el menor tiempo posible», ha dicho la ministra.

Por el lado de los hidrocarburos el tema central de las reuniones ha sido el restablecimiento de las exportaciones –tema central para las delegaciones de Repsol y Cepsa que en 2010 importaban más de 150 kbd de crudo iraní o 15% del total importado ese año–, pero a raíz de las sanciones las importaciones fueron suspendidas desde junio de 2012. Zanganeh declaró que España no solo está interesada en la reactivación de importaciones de petróleo crudo, sino también en participar en oportunidades de desarrollo de campos de petróleo y gas, refinación y petroquímicos. Aunque todavía Irán está muy rezagado en sus proyectos de Gas Natural Licuado (GNL) se habló del futuro suministro de Irán

a España. En temas de proyectos de gas recuérdese que Repsol era socio en el Joint Venture con Shell y con National Iranian Oil Co. para producir 14 millones de toneladas de GNL al año de South Pars. Este proyecto seguramente está dentro de la amplia lista de actividades a reactivar entre ambas naciones como son el turismo, el transporte y la energía.

Además de apoyar a al-Assad en Siria, Hezbolá en Líbano y la revolución en Yemen –combatida militarmente por Arabia Saudita desde marzo de 2015–, Irán continuará también financiando a las milicias chiíes que en la actualidad combaten al Estado Islámico (EI). En numerosas ocasiones, Washington ha dicho que derrotar a ese grupo es un objetivo prioritario en la región, pero mientras los EE.UU. se nieguen a enviar tropas a luchar en otro conflicto de duración indefinida en la zona tendrán que aprovechar el apoyo de Irán, aunque eso no le guste a Arabia Saudita.

Históricamente, Irán ha sido defensor de las comunidades chiitas en Medio Oriente, en contraste con los grandes reinos sunitas impulsados por los países del Golfo y liderados por Arabia Saudita. Además, el gobierno de Arabia Saudita acusa a Irán de fomentar y financiar la disidencia chiita dentro de su propio territorio. El país persa también apoya a los opositores de Bahreín a la dinastía sunita en el poder, apoyada por Arabia Saudita, así como a los grupos islamistas palestinos Hamas y Yihad Islámica.

La rivalidad entre los persas y los árabes es histórica. Y desde la Revolución Islámica de 1979, EE.UU. ha estado del lado de los sauditas. Pero, después de los acuerdos nucleares la balanza ya no está tan cargada al lado de los sauditas. Los sauditas, que además son los principales productores de petróleo en la región, se verán directamente afectados si Irán logra acuerdos comerciales con occidente y no verán con buenos ojos que su principal aliado en Occidente se vuelva «amigo» de su enemigo para llevarse inversiones potenciales en su país.

Arabia Saudita no es el único enemigo histórico de Irán en la región. Ni el único aliado de EE.UU. Israel ha dejado claro que no comulga con la postura de entendimiento internacional con Irán. El propio primer ministro israelí, Benjamin Netanyahu ha dicho que está profundamente preocupado por este acuerdo y lo tachó de «error histórico».

Impacto del regreso de Irán al mercado y sus implicaciones geopolíticas: EE.UU, Israel, Arabia Saudita, Siria e Irak

«La reunión OPEP del 4 de diciembre se llevó a cabo en un ambiente de encono entre sus miembros ante las presiones financieras que sufren sus economías altamente petrolizadas, después de un año de bajos precios y donde el inminente regreso de la producción iraní, al ya sobreofertado mercado de petróleo, no es buen presagio para las cotizaciones en 2016».

Enemistad aparte, negocios son negocios. Tarde o temprano Arabia Saudita e Irán se deberán sentar a negociar. A final de cuentas se trata de una decisión política, pero tiene un grandísimo peso económico. En mayor o menor medida la contracción económica está presionando a todos los países OPEP. Parte de la ecuación del desplome de las cotizaciones internacionales del petróleo es el menor crecimiento de la demanda, particularmente de China, el segundo mayor consumidor de petróleo del mundo con más de 11 mbd esperados por el DOE para este año –pero ha registrado recientemente reducciones en sus importaciones de crudo (11% en un año), a 5,5 kbd, su nivel más bajo desde febrero de 2014 y tras un nivel récord de 7,4 kbd en abril–. La preocupación sobre las caídas bursátiles en China es que la desaceleración del crecimiento económico del país pueda generar un efecto dominó sobre el resto de los mercados asiáticos y, eventualmente, en las todavía frágiles economías europeas y estadounidense.

Con todo, el miedo a que la demanda del segundo consumidor mundial de crudo se desplome es poco probable, pues su producción interna se espera ronde los 4,65 kbd en los siguientes años, con lo cual su nivel de importaciones, aunque podrían crecer a un menor ritmo, se deben mantener relativamente estables para abastecer al mercado interno. De acuerdo con el DOE, a pesar de la reducción en el crecimiento económico, China seguirá siendo el mayor motor de crecimiento de la demanda mundial –con un crecimiento estimado para 2016 de 1,3 kbd, de los cuales unos 300 kbd provendrán de China–.

La OPEP solo puede tener injerencia indirecta en la demanda. Pero en el otro lado de la ecuación, la OPEP sí puede ejercer un peso directo. La sobreoferta mundial de hidrocarburos se agudizará una vez que Irán se incorpore al mercado en 2016. De acuerdo con las declaraciones del Ministro del Petróleo de Irán, Bijan Zanganeh, el país podría incrementar su oferta en 500 kbd en el momento que se levanten las sanciones e incrementarla en 500 kbd adicionales algunos meses después. El Ministro de Relaciones Exteriores de Reino Unido, Philip Hammond, estima que las restricciones a las exportaciones de petróleo impuestas a Irán en 2012, puedan ser levantadas durante el segundo trimestre de 2016.

Arabia Saudita debe ponderar cómo acomodar los barriles adicionales de Irán en un mercado ya sobreofertado y con una demanda que no crecerá demasiado. Las expectativas de precios del petróleo no son nada halagüeñas para el próximo año. Los días felices de precios de más de 80 usd/bl se antojan lejanos al menos en un horizonte de dos años. El problema del exceso de oferta no se erradicaría con tan solo reducir la producción más costosa no-OPEP. Aunque muy inestable, Libia puede en momentos incrementar su producción hasta en 300 kbd adicionales. Irak se encuentra produciendo a niveles no observados desde la Revolución Iraní con alrededor de 4 mbd y podría aún incrementar su capacidad en 2016 con otros 300 kbd. Debido a los conflictos bélicos, Irak ha estado exento de llevar a cabo recortes en producción o de mantener una cuota de producción dentro de la OPEP. Con una demanda por crudo OPEP estimada por la misma organización y por la Agencia Internacional de Energía (AIE) de 30

mbd hoy día hay un exceso de oferta cercano a los dos millones de barriles diarios que se están acumulando en terminales en tierra, así como en buques tanques como almacenamiento flotante estimado en 60 mbls de acuerdo con las declaraciones del mismo ministro de petróleo de Irán, Bijan Namdar Zanganeh.

Si efectivamente los barriles de Irán, algunos de Libia e Irak se materializan, entonces para el 2016 el exceso de oferta podría sumar otro millón de barriles diarios. Con lo cual el exceso de oferta acumularía cerca de tres millones de barriles al día, ello a pesar de que la demanda por petróleo OPEP estimada por la AIE para ese año podría crecer en cerca de un millón de barriles diarios. Se calcula que actualmente la capacidad de almacenaje comercial internacional se encuentra un 80% ocupada. El próximo año la capacidad de almacenaje comercial se podría ver muy comprometida, lo cual dejaría cargamentos de petróleo flotando urgidos por ser colocados para evitar excesivos costos de flete. Los refinadores sabrán aprovechar muy bien estas oportunidades para adquirir su insumo al menor costo posible.

Aquí se pueden dibujar algunos escenarios para tratar de dilucidar la posible toma de decisiones de Arabia Saudita. Por un lado, los sauditas podrían no convenir en recortes para acomodar la eventual mayor producción de Irán y compañía. Consecuentemente los precios seguramente se mantendrían por debajo de los 50 usd/bl durante la primera mitad del próximo año. Bajos niveles de precios traerían algunas ganancias a la demanda, como ya se observa en las carreteras de los EE.UU. en donde circulan cada vez más vehículos grandes añadiendo nueva demanda por gasolina. Es cierto también que algunos proyectos de exploración y producción dejarían de ser rentables, particularmente los de aguas ultraprofundas, el ártico y arenas bituminosas; pero, también lo es que las ganancias en eficiencia de los productores de shale oil han conseguido mantener en altos niveles la producción respecto al número de pozos que se han cerrado y se han dejado de llevar a cabo.

Si por otro lado, Arabia Saudita acepta hacer espacio a los otros miembros de la organización y reduce producción en alrededor de un millón de barriles día para situarla en 9,5 kbd, pero con expectativa de que los precios se recuperen a digamos 70 usd/bl, entonces los ingresos de la Organización aumentarían. Simplemente Arabia recaudaría unos \$250 millones diarios adicionales produciendo 9,5 kbd a 70 usd/bl que 10,5 kbd a 40 usd/bl.

Como ya lo ha hecho en el pasado con éxito satisfactorio, pero temporal, para dar cierto sentido de congruencia con el mercado, de objetividad y automatización, la OPEP podría optar por usar un sistema flexible de cuotas tal que la producción aumente si el precio rebasa cierto techo por más de un determinado tiempo, por ejemplo 80 usd/bl y viceversa si el precio baja de digamos 50 usd/bl. Un sistema de cuotas automático es difícil de verificar en tiempo real, pero se envía una señal al mercado de que, a pesar de sus diferencias políticas, la organización está actuando en buena sincronía, cooperando para conseguir

desincentivar proyectos de alto costo no-OPEP, pero apoyando la demanda por hidrocarburos a un precio razonable para los productores.

Independientemente de los escenarios que hemos propuesto aquí, Arabia Saudita será la clave respecto al acontecer del mercado internacional del petróleo. De un total de alrededor de 8 mbd de exportaciones totales, el Reino exporta un promedio de 4,4 kbd de petróleo crudo a sus siete mayores socios comerciales de Asia, cuyas importaciones ascienden a 19 mbd. Arabia Saudita abastece un 16% de las importaciones de China, un 33% de las de Japón, Corea del Sur y Taiwán, un 20% de las de India y cerca de 20% de las de Tailandia y Singapur. Asia es el mercado natural de Arabia Saudita y buscará protegerlo de la mayor oferta de Rusia y eventualmente de Irán, tal vez a costa de que los precios sigan bajos por algunos años. Es tal la lucha por mantener o abrir mercados, que recientemente Arabia Saudita ha llegado a colocar petróleo en Polonia, que es territorio casi 100% ruso.

Desafortunadamente los muy complejos problemas en Medio Oriente no terminarían con altos precios del petróleo. A diferencia de lo que sucede al interior de la OPEP, donde Arabia Saudita es el claro líder, en el conflictivo Medio Oriente ya no hay una potencia regional dominante. En Medio Oriente ha surgido un peligroso vacío de poder.

Aunque no vaya a retirar por completo sus Fuerzas Armadas, EE.UU. ya no está dispuesto a incrementar indiscriminadamente su presencia militar en la región. Máxime tras el pésimo antecedente después de años de intervención militar y económica en Irak y Afganistán. Salvo algún acto militar muy calculado y coordinado con otros países –como los aéreos y estratégicos contra el Estado Islámico en Irak y Siria–, EE.UU. buscará agotar las vías de la diplomacia para resolver, o al menos contener, una amenaza estratégica fundamental –tal como lo está haciendo con la amenaza nuclear de Irán a pesar de que en casa, el ala republicana mostró su total desaprobación al acuerdo–.

Irán y Arabia Saudita son los primeros en la lista para ocupar el vacío de poder. Los conflictos armados en Líbano, Irak, Siria y Yemen son un reflejo geopolítico de la lucha por la supremacía regional. Si es muy difícil imaginar un ambiente de diálogo abierto y entendimiento al interior de la OPEP, el pesado peso entre chiíes y suníes es el irreconciliable fundamento de su férrea rivalidad que ha trascendido guerras y fallidas intervenciones internacionales. La amenaza del terrorismo internacional, con grupos extremistas que ambos países apoyan, se ha convertido en estrategia crucial de la agenda internacional.

Irán, sin capital nuclear bélico es menos asertivo en la lucha por la supremacía regional. En este sentido la diplomacia internacional ha movido una importante pieza en el acomodo geopolítico de la región. Pero un Irán económicamente más sólido tampoco es del agrado de Arabia Saudita, ni tampoco de Israel.

Acto seguido al histórico acuerdo nuclear con Irán firmado el 14 de julio de 2015, el secretario de defensa de los EE.UU., Ashton Carter, se reunió en la ciu-

dad de Jeddah con el Rey Salman y con su hijo, el príncipe Mohammed bin Salman –quien es también el ministro de defensa y segundo en línea al trono–, para asegurarles el apoyo de los EE.UU. y garantizarles que no tolerará la «interferencia» de Irán en los asuntos de sus vecinos árabes. Carter busca tranquilizar a sus aliados en Medio Oriente con sus visitas también a Israel y Jordania. Carter ofreció a Arabia Saudita intensificar la cooperación militar con formación y entrenamiento de fuerzas de seguridad, informática y defensa. En Jerusalén se entrevistó con el primer ministro Benjamin Netanyahu, quien se niega a resignarse al acuerdo alcanzado entre las potencias mundiales e Irán.

Adicionalmente a la gira de Carter, el Rey Salman se reunió con el Presidente Obama en la Casa Blanca, en la que fue su primera visita oficial a los EE.UU. desde que asumió el trono en enero de 2015. La visita se llevó a cabo a inicios de septiembre, unos días antes de que se celebrara la votación en el Congreso de los EE.UU. para respaldar o rechazar el acuerdo con Irán, buscando hacer lobby para detener el acuerdo.

El petróleo representa casi el 80 % de todos los ingresos de las exportaciones y del 50 % al 60 % de los ingresos del Estado, la economía de Irán podría crecer sustancialmente con el levantamiento de las sanciones. La obvia lógica es que Irán con mayores recursos económicos alterará el equilibrio de poder en la región. Lo ha conseguido en épocas de vacas flacas, ahora con mayor liquidez, Irán destinará recursos adicionales a el-Asad y asistirá a todos sus aliados en la zona. Consecuentemente, podría esperarse que Arabia Saudita se vea obligada a defender sus propios planes geopolíticos, exacerbando la incertidumbre en Medio Oriente.

Como mencionábamos, independientemente de toda la presión geopolítica, Irán y Arabia Saudita se tienen que sentar a negociar. La OPEP es un excelente foro para procurar el entendimiento entre ambos países. De ese entendimiento y cooperación depende no solo su propio futuro económico, sino el del resto de sus miembros. Gregory Gause, III, en su artículo publicado por Brookings Doha Center, «Sultans of Swing? The Geopolitics of Falling Oil Prices», concluye de manera muy optimista que las negociaciones al interior de la OPEP entre Irán y Arabia Saudita, podrían sentar las bases para construir un puente de negociaciones y diplomacia hacia los conflictos geopolíticos. Gause incluso propone que los acuerdos podrían contribuir a la reducción de los conflictos sectarios en Medio Oriente, pues al estar económicamente presionados existe la posibilidad de que busquen reducir los conflictos armados. Esta alternativa que califica como «diplomacia creativa» podría incluso ser aprovechada por EE.UU. –pues ha mostrado voluntad diplomática con el acuerdo nuclear con Irán– y por Rusia que también requiere de mayores precios de petróleo para su economía.

La propuesta de Gause, más que plausible es deseable, pero difícilmente ocurrirá. Los conflictos entre Irán y Arabia Saudita, y en Medio Oriente preceden por siglos a la OPEP. Desde su fundación hace 50 años, sus disímiles miembros han conseguido acuerdos con grados variantes de cohesión y cooperación. Se han mantenido en comunicación, discusión y han forjado una institución sufi-

cientemente sólida que sobrevive a cambios de gobiernos, caídas de regímenes, guerras, volatilidad de precios y diferencias étnicas y religiosas. No obstante, los conflictos en Medio Oriente, así como entre Irán y Arabia Saudita, siguen presentes y están alcanzando un nivel particularmente delicado.

Como mencionábamos, a lo largo de su existencia, los acuerdos al interior de la OPEP han mostrado independencia con lo que se vive fuera de la organización. Regímenes han nacido y han muerto; conflictos armados han comenzado y terminado, independientemente de la existencia de la OPEP y del nivel de precios del barril de petróleo. Sin embargo, el mundo ha mostrado estar cada vez mejor interconectado. Los estragos del Estado Islámico están mostrando tener repercusiones que van más allá de Medio Oriente, con jóvenes adeptos que dejan Europa para alistarse a sus filas, mientras Londres y París se encuentran en alerta constante contra ataques terroristas. La reciente crisis de migrantes a Europa provenientes de Siria, Irak y Afganistán es una consecuencia más del penoso estado en el que se encuentra Medio Oriente y las consecuencias inmediatas a Europa. Obviamente, el nivel de precios del petróleo, muy bajo o muy alto tiene repercusiones internacionales. Gause tiene razón en que un acercamiento entre Irán y Arabia Saudita al interior de la OPEP deja las bases para llevar la diplomacia a otro nivel, a un nivel a partir del cual EE.UU. y Rusia, junto con otras potencias discutan la geopolítica de Medio Oriente, pues no es solo ya es de interés de Arabia Saudita e Irán y la región el reducir la escalada del conflicto, sino de todo el mundo.

Relevancia de Arabia Saudita como suministrador de petróleo crudo

Arabia Saudita y la aventura de las renovables

«Arabia Saudita tiene como misión seguir siendo el suministrador de petróleo más competitivo del mundo. Sin embargo, su creciente población requiere de medidas cada que parecieran aventuradas para diversificar su economía y al mismo tiempo reducir su creciente apetito por consumir combustibles fósiles.»

El ya legendario Ministro del Petróleo de Arabia Saudita, Ali al-Naimi, declaró que su país podría decidir eliminar el uso de combustibles fósiles para mediados de este siglo. «En Arabia Saudita reconocemos que, al final, tarde o temprano, no se necesitarán los combustibles fósiles; quizá sea en 2040, 2050 o más tarde», dijo Ali al-Naimi. Tanto es así, que el reino saudí se ha embarcado en un programa para desarrollar las energías renovables y pretende convertirse en «una potencia mundial en energía solar y eólica». De hecho, según el ministro, podría comenzar a exportar electricidad en lugar de petróleo en los próximos años.

La declaración del ministro saudita del petróleo puede sonar chocante. A Arabia Saudita le cuesta menos de 10 dólares producir un barril de petróleo, que incluso hoy día puede colocar por alrededor de 35-40 dólares en el mercado. No obstante, el rápido incremento del uso de energía, las necesidades de diversificación económica y de generación de empleos, para su creciente y joven

población, convierte el discurso renovable en una posible alternativa para los saudíes. Además, los costos de la tecnología de paneles solares se han reducido y su eficiencia ha aumentado. Dada su geografía, requerimientos energéticos y de diversificación económica, hacen evidente que Arabia Saudita busque aprovechar la vía de las renovables, particularmente la solar.

Arabia Saudita es el principal consumidor de hidrocarburos en el Medio Oriente y el mayor per cápita del mundo. Más del 25% de su producción total de petróleo, que ronda los 11 millones de barriles al día, se consume en el interior del país en donde además se importan productos refinados. Según un informe de Citigroup y de Chatham House, si la demanda de petróleo en el reino siguiera creciendo al ritmo actual, el país pasaría de exportador a importador neto de petróleo en 2030.

El nuevo plan energético de Arabia Saudita desarrollará la instalación de 41 GW de energía solar, fotovoltaica y termo-solar, para el año 2032. Su ubicación geográfica le permite disponer de un alto potencial de radiación, que unido a sus recursos económicos, podrían convertir al país en uno de los mayores mercados de energía solar fotovoltaica a nivel mundial. Su nuevo programa de desarrollo energético prevé una inversión de decenas de millones de dólares para «catapultar a Arabia Saudita en el grupo de líderes mundiales en el desarrollo de las energías renovables». No solo la energía solar fotovoltaica, también eólica, energía geotérmica, conversión de residuos y centrales nucleares para tener más diversidad energética en el futuro.

Los objetivos principales del programa son la reducción del uso de los hidrocarburos para la generación eléctrica, así como el establecimiento de una industria solar local y la creación de puestos de trabajo.

Ya el último informe de la European Photovoltaic Industry Association (EPIA) «Perspectivas del mercado mundial para la energía fotovoltaica hasta 2016», la asociación confirma que Arabia Saudita es un «prometedor» mercado solar, debido a la creciente toma de conciencia y el interés de los políticos.

Adam Sieminski, director de la US Energy Information Administration, cree que la caída de los precios del petróleo no va a afectar a la expansión de la energía solar y eólica. Los Gobiernos están del lado de las renovables y su actuación será vital en la transición energética. Bill McKibben, uno de los defensores más importantes de las renovables en EE.UU., explica que «los saudíes están tratando de prolongar la era del petróleo... Pero la mejora de la eficiencia y la caída de los costes de las renovables hará que el ciclo continúe hacia una generación energética más limpia». No son pocas las hipótesis que se han expuesto para explicar la nueva normalidad de precios «bajos» en el petróleo: la lucha contra el *fracking* de EE.UU., una «guerra» interna en el mundo musulmán, una forma de retener la expansión de las renovables, etc.

También se dice que los actuales precios del petróleo forman parte del plan de Arabia Saudí para alargar la era del crudo ante los acechantes rivales más lim-

pios –energías renovables– y expulsar a los productores de *fracking* para ganar cuota de mercado. Un plan orquestado por las autoridades de Arabia Saudí, y liderado por el ministro de Petróleo, Al Naimi, según Bloomberg Daniel Yergin –historiador de la industria petrolera– explica que la pasividad mostrada por la OPEP ante el desplome del precio del crudo «es algo histórico, el cártel mandó un mensaje que dejaba entrever que la OPEP ya no iba a ser el administrador del mercado. El mercado será el nuevo responsable del propio mercado... Cuando se producen este tipo de movimientos sorpresa los precios pueden llegar a los niveles que hemos visto».

Mientras que los precios se hundían y se pregonaba que la estrategia de Arabia Saudí era la lucha contra el *fracking*, Naimi estaba empujando a la baja los precios, sobre todo, para ralentizar el avance de las energías renovables como sustitutos del petróleo. Un crudo más barato es más atractivo para generar energía, intentando de este modo desplazar el mayor tiempo posible a la energía solar, eólica, etc., del *mix* energético de los países. Por otro lado, esta política también sirve para eliminar a muchos competidores, como los productores de crudo *vía fracking* en EE.UU., que incurren en mayores costes para producir un barril de crudo.

Aunque el petróleo sea una energía más atractiva con este descenso de su precio, desde Arabia Saudí tienen en mente que antes o después llegará el día en el que la demanda de crudo comenzará a caer. El ministro de Petróleo, Al Naimi, señala que «el pico de la demanda llegará antes que el pico de la oferta», la demanda comenzará a decaer antes que la oferta. Tal y como explica Daniel Lacalle, economista y experto en materias primas, «el último barril de petróleo producido no valdrá millones, valdrá cero», porque el crudo ya no se usará para generar energía, de modo que habrá perdido todo su valor.

Ante esta situación, en las universidades saudíes ya se están haciendo grandes esfuerzos para diversificar la preparación del capital humano. Pero cuanto más tiempo tengan para preparar al país para la nueva era energética mejores serán los resultados. El objetivo es «estirar» lo máximo posible la era del petróleo en el mundo, centrando la estrategia sobre todo en las potencias emergentes, que son las que registran mayores crecimientos económicos y aún no han alcanzado el nivel de compromiso medioambiental que tiene algunos países como Alemania o los nórdicos.

Arabia Saudí tiene intenciones de moverse en modo decidido en relación a las energías renovables, instalando más de 50 GigaWatt en los próximos 20 años. Arabia Saudí ha iniciado un proyecto con el US Department of Energy's National Renewable Energy Laboratory (NREL), para el control de la capacidad de su territorio en producir energía solar. El objetivo es el de comprender cuales son los riesgos y las reales potencialidades de la tecnología fotovoltaica en esta zona, estando expuesta a fenómenos extremos como las tormentas de arena. NREL sostendrá la instalación de más de 50 estaciones de control en Medio Oriente para medir la irradiación solar y valorar las mejores localizaciones para instalar las centrales.

Será este el primer paso para desarrollar el plan energético de Arabia Saudí, que prevé instalar más de 50 GigaWatt de energía renovables en el país, llegando a satisfacer al menos el 30% de sus necesidades energéticas antes del 2032.

Arabia Saudí está decidida a diversificar sus fuentes de energía y reducir su dependencia de los hidrocarburos. En 2012, el Rey Abdullah dejó claro que el Reino buscaría ampliar su *mix* de energía. En Arabia Saudí no existe carbón ni gas natural y se requiere de una enorme cantidad de energía para desalinizar el agua y turbinas de calor para llevar la energía a casas y empresas. La electricidad tiene una gran demanda, en particular en verano cuando las temperaturas rebasan los 45°C y los acondicionadores mitigan los efectos del calor abrasador. El crecimiento de la cuota de energía renovable pudiera, también, eximir barriles de petróleo del uso interno para exportarlos contribuyendo así a las finanzas del reino.

China el gran aliado de la demanda de energía

China se ha caracterizado en los últimos diez años como el gran motor de crecimiento de Asia y más recientemente del mundo. China ha requerido de crecientes cantidades de combustibles y materias primas para alimentar su pujanza económica. El efecto de un menor crecimiento esperado de China implica menor demanda de materias primas, pero el efecto no es proporcional para todas. Los metales, particularmente el cobre y el aluminio tienden a sufrir más la reducción de crecimiento que el petróleo.

Más que causar un mayor descalabro en precios del petróleo, las noticias de menor crecimiento de China y su política cambiaria, agregaron leña al fuego causado por la mayor oferta que se viene acumulando desde el 2014. China consume alrededor del 40% del cobre del mundo, pero no más del 15% del petróleo mundial. Las cifras de la Agencia Internacional de Energía (AIE) indican un aumento del consumo de petróleo de China de 4,6 kbd a 11 mbd en quince años. En el mismo periodo la demanda mundial ha crecido más de 17 kbd para situarse actualmente en 94,4 kbd y con expectativas de crecer alrededor de 1,4 kbd en 2016 y 1,2 kbd en 2017.

Existe una excesiva impresión de que China es la esperanza de crecimiento de la demanda de petróleo, particularmente si se toma en cuenta que el consumo per cápita es tan solo 13% del de los EE.UU. y que con aumentar a una cuarta parte la demanda se dispararía en más de 10 mbd, pero en realidad la demanda de China ha alcanzado 1 mbd en tan solo un año de los pasados quince, con un promedio anual de crecimiento que ronda los 400 kbd. La AIE estima que para el 2016 la demanda de China se ubicará en 11,51 kbd, un crecimiento de 320 kbd respecto a 2015. Las cifras no dejan de ser importantes al ser la contribución de China cerca del 40% del crecimiento de la demanda mundial en los pasados diez años, pero el crecimiento se encuentra propagado en varios países también.

En años de bajos precios de petróleo, como 2014 y 2015, China ha aprovechado para aumentar sus reservas estratégicas y comerciales, por lo cual el creci-

miento de la demanda entre 2014 y 2015 fue superior a 550 kbd. No existen cifras oficiales sobre el monto de las reservas de China, pero se cree que podrían tener una capacidad para 650 kb o 90 días de importaciones. Pero una vez completa la capacidad es natural que la demanda se reduzca como espera la AIE.

China a menor escala seguirá siendo un fuerte imán para el petróleo. Los acuerdos gubernamentales entre Ecuador, Venezuela y Rusia seguirán incentivando ese flujo. Rusia es el segundo mayor exportador del mundo después de Arabia Saudita, ambos países están compitiendo por espacios en China. Rusia ha anunciado que desplazará a Arabia Saudita como mayor exportador de petróleo a China y contempla la posibilidad de aumentar sus exportaciones al mercado asiático del actual 25% de sus exportaciones a 30% en 2020 y 40% para el 2030. La amenaza es creíble pues el costo promedio de producción de Rusia es de 20 usd/bl y ya cuenta con logística y proyectos en puerta para enviar crudo de Siberia al mercado asiático.

Algunas conclusiones

Los precios del petróleo no se recuperarán en los siguientes dos años y si se observan picos de 60 o 70 usd/bl, serán solo eso picos o saltos, pues cualquier recuperación estable traería consigo mayor producción costosa, ya sea convencional o no-convencional que ha dado irreversibles saltos en eficiencia.

Aunque dadas las expectativas de oferta y demanda no se esperarían saltos o volatilidad muy considerable, la geopolítica podría proporcionar algo de vértigo. A la tensión bélica en Medio Oriente se suma la desesperación económica, consecuencia de los menores precios por exportaciones de petróleo, que afecta particularmente, pero en distinta medida, a todos los países OPEP.

Fatih Birol, Director de la AIE, anunció que el CAPEX en los proyectos *upstream* se redujo 20% en 2015, unos \$550 mil millones de dólares de recortes se esperan para 2016, particularmente concentrados en EE.UU., Canadá y Brasil, lo cual representa dos años consecutivos de inversión no vistos en más de diez años. Los productores no-OPEP esperarán a que los precios sean más elevados y de horizonte más permanente antes de reanudar proyectos de alto costo, pero echarán a andar de manera más rápida aquellos donde ya existe capacidad instalada, mostrando que la oferta de petróleo en cierto rango y ciertos proyectos es más elástica de lo previamente estimado.

A la presión a las finanzas de los países OPEP y algunos no-OPEP, se suma un complejo conflicto armado en Medio Oriente con lamentables consecuencias humanas. Las coaliciones internacionales contra el terrorismo de ISIS todavía no están del todo coordinadas en su estrategia. Al interior de algunos grandes exportadores de petróleo también hay inestabilidad social y política, tal es el caso de Venezuela, Libia, Irak y, del mayor exportador del mundo, Arabia Saudita. A menos de un año de reinado del rey Salman, ya se habla de descontento al interior de la realeza saudí que ven con escepticismo su capacidad para li-

diar con la presión de su creciente y joven población, con un ambiente de bajos precios del petróleo que van mermando sus finanzas, con Irán más cerca de regresar al mercado con volúmenes adicionales, con un ambiente de conflicto armado en su frontera sur y con creciente inestabilidad geopolítica como resultado de la batalla contra ISIS.

El descontento de la familia real contra el actual rey podría contagiarse a la población. Recuérdese que 46% de los casi 30 millones de habitantes de Arabia Saudita se encuentran entre los 25 y 54 años, con una media de 27 años, lo cual constituye un foco de presión al gobierno para la generación de empleos en una economía que está todavía muy concentrada en el petróleo y que comenzará a llevar a cabo recortes de beneficios y de presupuesto. A pesar de los esfuerzos por diversificar su economía, el 90% de los ingresos por exportaciones y el 80% del ingreso del gobierno saudí provienen de los hidrocarburos.

En noviembre de 2015 el precio de la canasta OPEP cayó por debajo de los 40 usd/bl por primera vez desde 2009, lo cual refleja parte del elevado costo de la estrategia de desincentivar la producción de alto costo, al tiempo que se recupera participación de mercado. Los ingresos anuales de la OPEP podrían cerrar 2015 en alrededor de la mitad de lo promediado en los cinco años anteriores estimado en más de mil millones de dólares.

A pesar de la presión por la que atraviesa Arabia Saudita, junto con el resto de los países miembros de la organización, el Secretario General de la OPEP, Abdalla El-bradi, declaró que el mercado mundial se encuentra en la ruta adecuada para entrar en balance durante 2016. Sin contar con el regreso de Irán al mercado la previsión del Secretario General es correcta. Actualmente hay un exceso de oferta que ronda 1,5 kbd y para 2016 el exceso podría situarse en alrededor de 400 kbd, pero el regreso de Irán es casi un hecho. Se estima que unos 500 kbd podrían entrar al mercado durante el segundo trimestre de 2016, pero otros 500 kbd, como anticipa el gobierno de Irán es poco probable, tal vez unos 200-300 kbd adicionales. Asumiendo que las estimaciones de demanda no aumentan, ni tampoco se reducen las de producción no-OPEP, entonces estaríamos ante niveles de acumulación de inventarios similares a los de este año. El gran problema es que al tercer trimestre de 2015 éstos ya muestran muy altos niveles con más de 4,500 millones de barriles de almacenaje en países OCDE, 300 millones más que en 2009.

El año 2015 ha sido muy duro para la OPEP y seguramente 2016 también lo será. Aunque con mucho dolor y más lento de lo inicialmente previsto, la estrategia de la OPEP está funcionando. Hay menos producción no-OPEP, que ha dejado espacio a la producción de menor costo y ha habido recuperación de la demanda. Difícilmente se podría esperar un cambio de estrategia cuando el objetivo está por conseguirse. Lamentablemente los acontecimientos geopolíticos también estarán presentes durante los siguientes años y jugarán un rol importante en el proceso de descubrimiento de precios de corto plazo, así como en la estrategia futura de los países productores de petróleo.

Capítulo quinto

El nexó agua, energía y alimentos

Mariano Cabellos Velasco y Lucila Izquierdo

Resumen

La pobreza es un fenómeno que afecta a un alto porcentaje de la población mundial, lo que implica un componente geopolítico de primer orden. El querer salir de la pobreza empuja a las personas a la búsqueda de soluciones a sus problemas. Problemas que van desde derechos humanos violados, conflictos bélicos, catástrofes, epidemias y pandemias, hambrunas, etc. El crecimiento de la población hace pensar que el fenómeno de las migraciones va a seguir ocupando un papel relevante en la agenda de los países.

La pobreza se manifiesta por la imposibilidad de los ciudadanos a acceder a determinados servicios básicos. Los alimentos, el agua y la energía son bienes y servicios a los que todos los ciudadanos tienen derecho, aunque la energía todavía no haya sido reconocida como derecho humano.

En este capítulo se analiza el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo del Milenio y las implicaciones de los Objetivos de Desarrollo Sostenible en lo referente a la eliminación de la pobreza y el hambre, el derecho humano al agua y al saneamiento, así como el acceso universal a un nivel adecuado de servicios modernos y sostenibles de energía.

Lograr el acceso universal a estos tres elementos, agua, energía y alimentos, tiene que ser considerado de una forma global, analizando las interrelaciones entre ellos, ya que las políticas que se adopten en cada uno de ellos afectan a los otros dos.

Así mismo, se describen diferentes casos prácticos en los que se demuestra la relación existente entre el agua, la energía y los alimentos.

Palabras clave

Pobreza, migración, agua, energía, alimentos, zonas rurales aisladas, acceso universal.

Abstract

Poverty is a primary issue for many people in the world, which has major geopolitical impacts. Poor people wanting to get out of poverty try and find solutions to the problems they suffer: violation of human rights, armed conflicts, disasters, epidemics and pandemics, famine... Population growth and increased mobility suggest that migration is likely to stay on top of the global agenda.

Poverty manifests through people's inability to access specific key basic services. Food, water and energy are goods and services to which everybody must have access rights, although access to energy has not yet been recognised as a human right.

This chapter assesses the achievement of the Millennium Development Goals and the implications of the Sustainable Development Goals (successor to the MDGs) regarding eradication of poverty and hunger, human right to water and sanitation and the universal access to suitable, affordable, reliable, sustainable and modern energy services.

Achieving universal access to water, energy and food requires a comprehensive analysis, assessing their global interconnections, since different policies in each of these sectors have impact on the two others.

The last section presents examples and practical situations showing the interlinkages between water, energy and food.

Keywords

Poverty, migration, water, energy, food, isolated rural areas, universal access.

Introducción

La pobreza en el mundo

La pobreza es un fenómeno que afecta a un alto porcentaje de la población mundial y es la causa, a veces la justificación, de muchos de los problemas a que se enfrenta la Humanidad. El querer salir de la pobreza empuja a las personas a la búsqueda de soluciones a sus problemas. Problemas que van desde derechos humanos violados, conflictos bélicos, catástrofes, epidemias y pandemias, hambrunas, etc. Todo esto, a su vez, redundando en nuevos problemas, migraciones, luchas religiosas, luchas por la tierra, luchas por el agua, por la energía, creando inestabilidad e inseguridad socioeconómica.

La pobreza no es un fenómeno nuevo, existe desde el mismo momento en que aparece el hombre en la tierra. ¡Siempre ha habido pobres y ricos! reza el dicho popular. Mientras los pobres están callados no suele haber problemas, pero el fenómeno de la globalización y las nuevas tecnologías han abierto una ventana que permite ver instantáneamente lo que pasa en cualquier parte del mundo, y por consiguiente, estimula a las personas a imitar o querer ser o tener lo que otros tienen, en otras partes del mundo. Los que no tienen agua, energía o alimentos y ven que en otros lugares sobran, quieren acceder a esos bienes o servicios con el fin de mejorar su calidad de vida.

La pobreza no es sinónimo de países en desarrollo. La pobreza, producto a veces de las desigualdades sociales, se puede encontrar en países desarrollados con un alto nivel de vida para una mayoría de ciudadanos, que, sin embargo, conviven con unas minorías sumidas en una pobreza a veces extrema. Las políticas sociales pueden resolver las necesidades básicas de estas minorías, pero no siempre, ni en todos los países es así.

El fenómeno, relativamente nuevo, del cambio climático es otro elemento a tomar en consideración cuando se analiza la pobreza en el mundo, los más desfavorecidos serán los que sufrirán las consecuencias del cambio climático con más virulencia.

Además, existen otros aspectos que se podrían comentar y que afectan, o son provocados, por la pobreza; pero esos otros aspectos deben ser abordados por las instituciones especializadas, que lo pueden hacer con más profundidad que la que alcanza este estudio.

En el año 2000, los 189 países miembros de las Naciones Unidas fijaron los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM). Se fijaron ocho objetivos para el año 2015. El primero de ellos era la erradicación de la pobreza extrema y del hambre. Sin embargo, la lucha contra la pobreza es una preocupación desde mucho antes. En concreto, desde el 17 de octubre de 1987, día en que más de cien mil personas se congregaron en París para rendir homenaje a las víctimas de la pobreza extrema, la violencia y el hambre. Los Jefes de Estado se reunieron en la Plaza del Trocadero, de París, ciudad en la que en 1948 se ha-

bía firmado la Declaración Universal de Derechos Humanos y allí, por primera vez, se habló de la pobreza como una violación de los derechos humanos.

Entre los ocho objetivos, el primero se refería a la reducción a la mitad, entre 1990 y 2015, de la proporción de personas con ingresos inferiores a 1,25 dólares al día, es decir, se trataba de reducir a la mitad la pobreza extrema.

La ONU ha ido publicando regularmente informes de progreso sobre los ODM. El relativo a 2015, publicado en julio, tiene carácter de informe final,¹ en el que se indican los grados de cumplimiento de los ODM. En este informe puede verse que la meta 1.A, que consistía en reducir a la mitad (desde 1990 a 2015) la pobreza extrema, se ha cumplido. Pero: a) ¿cómo se mide la pobreza extrema?,¹ b) ¿se trataba de una meta demasiado fácil de alcanzar?

Como se aprecia en el cuadro siguiente, «Tasas de pobreza extrema, regiones en desarrollo. 2002 y 2011» tanto las tasas de pobreza medidas como las personas que viven con menos de 1,25 dólares al día, y las que consideran las que viven con menos de 2 dólares al día han mejorado en el periodo que va del 2002 al 2011 en todas las regiones del mundo. No obstante, todavía en el África Subsahariana seguían viviendo más del 46% de las personas con menos de 1,25 dólares al día y más del 78% con menos de 2 dólares al día; en el sur-este asiático, estas cifras eran del 24% y el 32%.

Región	Tasa de pobreza extrema, US\$ 1,25 al día			Tasa de pobreza extrema, US\$ 2,5 al día		
	2002	2011	Variación (%)	2002	2011	Variación (%)
África Subsahariana	57,1	46,8	18	84,2	78,0	7,4
Asia meridional	44,1	24,5	44,4	86,7	74,5	14,0
Asia oriental y el Pacífico	27,3	7,9	71,0	62,4	31,9	48,8
América Latina y el Caribe	10,2	4,6	54,7	27,1	13,3	51,0
Oriente Medio y Norte de África	3,8	1,7	55,9	31,9	22,1	30,7
Europa y Asia Central	2,1	0,5	77,0	11,6	3,8	67,2

Tasa de pobreza extrema, regiones en desarrollo, 2002 y 2011. Tabla 1. Fuente: Cálculos del banco Mundial a partir de PovcalNet herramienta de análisis en línea, Banco Mundial, Washington DC, <http://iresearch.worldbank.org/PovcalNet/>.

Nota: Los datos sobre la pobreza en América Latina y el Caribe difieren levemente de los de la SEDLAC debido a las variaciones en la metodología utilizada para calcular las tasas de pobreza. Elaboración propia. El cambio climático es otro factor que incide sobre la pobreza. En este sentido, según el Banco Mundial (BM), alrededor de 100 millones de personas podría caer en la pobreza desde ahora hasta 2030 si no se toman más medidas para enfrentar el cambio climático, ello debido, en gran parte, a sus efectos sobre la agricultura.

¹ En el año 2000 se definía como tener ingresos inferiores a 1 USD por persona y día –medido en paridad de poder de compra–. Luego se elevó a 1,25 USD, para tener en cuenta la inflación. Actualmente se está considerando elevarlo a 1,90 USD.

El crecimiento de la población hace pensar que el fenómeno de las migraciones va a seguir ocupando un papel primordial en la búsqueda de lugares donde vivir de una forma digna por parte de muchas personas que han nacido en países empobrecidos y con un futuro incierto. ¡La pobreza se traslada de país!

Según NNUU² en el año 2013 el número de emigrantes en el mundo alcanzó la cifra de 231,5 millones de personas, situándose más de la mitad en los países desarrollados, siendo Europa y Asia los continentes con más número de emigrantes, seguidos de EE.UU.

La pobreza es una de las razones por las que las personas deciden arriesgar sus vidas, desplazándose, en algunas ocasiones, hasta miles de kilómetros, para alcanzar un destino incierto pero con expectativas de mejorar sus vidas y la de sus familias.

El hambre, la falta de recursos, la falta de futuro, las guerras, las catástrofes, en definitiva la pobreza en el mundo están haciendo que cada día se conculquen los Derechos Humanos de millones de personas. La Declaración de Derechos Humanos, de Naciones Unidas de 1948, establecía en su artículo 25 que «Toda persona tiene derecho a un nivel de vida adecuado que le asegure, así como a su familia, la salud y el bienestar, y en especial la alimentación, el vestido, la vivienda, la asistencia médica y los servicios sociales necesarios: tiene asimismo derecho a los seguros en caso de desempleo, enfermedad, invalidez, viudez, vejez u otros casos de pérdida de sus medios de subsistencia por circunstancias independientes a su voluntad».

La disponibilidad de servicios modernos de energía, agua y saneamiento, dado el nexo de estos servicios con la alimentación, hará posible que se cumplan los actuales Objetivos de Desarrollo Sostenible y se pueda pensar en alcanzar en un futuro no muy lejano, la «Pobreza Cero» en el mundo.

El nexo agua energía alimentos. Una visión global del desafío

Desde su concepción inicial en la Conferencia de Bonn sobre «El nexo entre el agua, la energía y la seguridad alimentaria», organizada por el gobierno alemán en noviembre de 2011, se ha ido consolidando el objetivo último del Nexo Agua Energía Alimentos como el encuentro de una forma adecuada de tratar las relaciones de estos tres recursos esenciales de manera que permitan una gestión óptima de cada uno de ellos en su relación con los demás.

El agua, la energía y los alimentos son esenciales para el bienestar humano y para un desarrollo sostenible. Lograr el acceso al agua, a los alimentos y a la energía para todos los habitantes del planeta representa un reto no exento de riesgos. Es evidente la importancia de estos tres elementos en el bienestar de

² *Trends in international migrant stock, the 2013 revision.* UN.

las personas, pero también lo es la cantidad de relaciones e interferencias entre ellos, ya que los tres se necesitan entre sí y además, la producción y consumo de todos ellos tiene una gran dependencia de los ecosistemas y un fuerte impacto en el medio ambiente.

Se espera que para 2050 la demanda global de energía se haya duplicado respecto a la actual, mientras que la demanda de agua y de alimentos habrá crecido por encima del 50%. Esto se deberá principalmente al aumento de la población mundial, que en este periodo pasará de 6.800 a 8.300 millones de personas, al rápido crecimiento económico de las economías emergentes y, como resultado, de sus clases medias, que se espera se dupliquen y, así mismo, a los esfuerzos para mejorar la existencia de los 1.200 millones de personas que carecen de acceso a la electricidad, los 783 millones sin acceso al agua apta para el consumo, y los 842 millones con graves deficiencias nutricionales.³

Para hacer frente simultáneamente al crecimiento de la demanda anticipada de energía, agua y alimentos, habrá que tener muy presente la fuerte interrelación o «nexo» que los relaciona: la extracción y procesamiento de los combustibles fósiles y la generación eléctrica requieren un consumo de agua que globalmente representa el 15% del agua dulce disponible. Por lo tanto, la seguridad energética depende de la disponibilidad y accesibilidad a las fuentes de agua dulce. De otra parte, las alteraciones en el suministro de energía, que es vital para el tratamiento del agua, su gestión y distribución, impactan directamente en la seguridad de su suministro. Cuando el suministro de agua y de energía está en riesgo, lo está igualmente la seguridad alimentaria, que se ve afectada por las sequías y el precio de la energía, los cuales influyen directamente en la disponibilidad, el precio y la accesibilidad a los alimentos a lo largo del tiempo. La cadena agro-alimentaria consume actualmente el 30% de la energía a nivel mundial y el 70% del agua dulce disponible.⁴

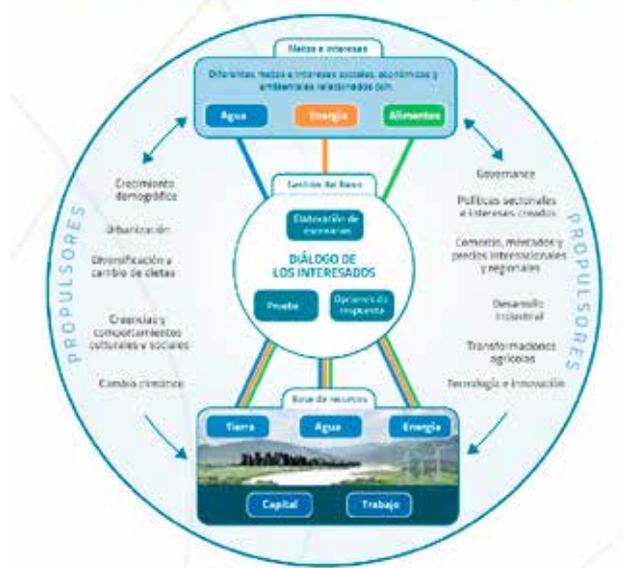
A la vista de estas interrelaciones, tanto los gobiernos como el sector privado, la comunidad académica y otros actores internacionales, se ven obligados a explorar soluciones integradas que reduzcan la presión sobre estos recursos limitados, así como a articular fórmulas de desarrollo basadas en la sostenibilidad y la eficiencia de su uso.

El nexo Agua-Energía-Alimentos ha sido objeto, en la FAO, de una profunda reflexión y establece una visión integral de la sostenibilidad a la vez que un equilibrio entre las diferentes metas e intereses y las necesidades de las personas y del medio ambiente. En él se consideran expresamente complejas interrelaciones y retroinformaciones entre sistemas naturales y humanos, tal como se expresan en la siguiente figura:

³ Fuente: IRENA, International Renewable Energy Agency.

⁴ Nexo Agua Energía Alimentos. FAO 2013.

Figure 2: El enfoque de la FAO sobre el Nexa Agua-Energía-Alimentos.



El enfoque de la FAO sobre el Nexa Agua-Energía-Alimentos. Ilustración 1.

La base de recursos está constituida por recursos naturales y socioeconómicos de los que se depende para alcanzar metas sociales, ambientales y económicas en materia de agua, energía y alimentos. Las interrelaciones del nexa guardan relación con la manera en que se usan y administran los sistemas de recursos, describiendo sus interdependencias –la manera que cada uno de ellos depende de los restantes– las dificultades –la imposición de condiciones o de soluciones de compromiso– y las sinergias –la manera en que se fortalecen o comparten ciertos beneficios–.

Otros organismos han ido elaborando diversas visiones y análisis del problema, bien considerando los elementos de dos en dos, o los tres en su conjunto.

¿Qué valor agrega un enfoque conjunto agua-energía- alimentación?⁵

- Una perspectiva intersectorial y dinámica.
- Ayuda a conocer mejor las complejas y dinámicas relaciones entre agua, energía y alimentos para que se puedan usar y administrar los recursos escasos en forma sostenible.

⁵ Visión FAO 2013.

- Dicho enfoque obliga a tener en cuenta las repercusiones que una decisión adoptada en un sector pueda suscitar no solo en ese sector, sino también en otros.
- Previendo potenciales soluciones de compromiso y sinergias se puede diseñar, valorar y priorizar opciones de respuesta viables en diferentes sectores.

El enfoque global de los tres sectores informa a los procesos de toma de decisiones y guía el desarrollo de las políticas pertinentes al conjunto de los tres, así mismo proporciona una base a los responsables de la toma de decisiones para sopesar las compensaciones y los beneficios de posibles intervenciones en los diferentes sectores.

Como se verá en el apartado 5, existen diversas metodologías para estimar y evaluar estas relaciones. La FAO, en el informe *Walking the Nexus Talk: Assessing the Water-Energy-Food Nexus in the Context of the Sustainable Energy for All Initiative*⁶ propone una de ellas con el fin de analizar, de forma conjunta, los tres sectores y sus interrelaciones.

Situación actual de los sectores agua energía alimentos en el desarrollo

Logros y fracasos de los ODM

Los ocho Objetivos de Desarrollo del Milenio citados⁷ se referían a pobreza, educación, salud, género, medio ambiente y cooperación internacional. Se desarrollaban en 21 metas, *targets*, a través de las cuales se incluían temas como la alimentación –bajo el objetivo de «pobreza»- o el agua –bajo el objetivo de «medio ambiente»-. Su horizonte se situaba en 2015.

Los ODM tenían muchas debilidades: se elaboraron de manera precipitada, la elección de objetivos, metas e indicadores fue un poco arbitraria y respondían a una visión del desarrollo limitada y fragmentada: «la pobreza y las necesidades están en los países pobres, estos tienen que desarrollarse, cumplir los objetivos; el rol de los países ricos es proporcionar ayuda / cooperación y servir de modelo»; visión que ahora se pone en cuestión, pero contribuyeron a sensibilizar a la opinión pública, a movilizar y a dar más visibilidad y prioridad al desarrollo y la cooperación.

¿Se han logrado los ODM?

Según el informe de progreso de 2015,⁸ la respuesta es muy modulada. A nivel global, unas metas se han cumplido; otras, no. Por países y regiones, el resul-

⁶ <http://www.fao.org/3/a-i3959e.pdf>.

⁷ <http://www.un.org/es/millenniumgoals/>.

⁸ Naciones Unidas: Objetivos de Desarrollo del Milenio–Informe de 2015: http://www.un.org/es/millenniumgoals/pdf/2015/mdg-report-2015_spanish.pdf.

tado es muy dispar; en Asia se han cumplido muchos; en África subsahariana, pocos. Pero el análisis permite algunas reflexiones pertinentes. En el apartado 1 se hace referencia a la situación en cuanto a la pobreza, pero podemos plantearnos otras: ¿Por qué se han logrado –o no– unas u otras metas de los ODM, o estos, en su conjunto?, ¿Cómo imputar cuánto es debido al crecimiento económico en el mundo, cuánto a las políticas de los gobiernos, cuánto a la cooperación al desarrollo, cuánto al crecimiento espectacular de China?, ¿Quizás algunas metas eran demasiado fáciles y otras poco realistas?

A continuación se examina la situación en cuanto a: a) Agua y saneamiento, b) Energía y c) Alimentación y seguridad alimentaria.

El derecho humano al agua: situación y principales retos

El derecho humano al agua y al saneamiento fue reconocido como tal por las Naciones Unidas en 2010.⁹ Culminaba así un largo proceso¹⁰ que dio un paso decisivo en noviembre de 2002, cuando el Comité de Derechos Sociales, Económicos y Culturales de la ONU adoptó su «Observación General n° 15».

El derecho humano al agua y al saneamiento se enmarca en los derechos económicos, sociales y culturales. No se establece el derecho como genérico –para todos los usos–, sino limitado a ciertos usos y en ciertas cantidades: acceso, en igualdad de condiciones y sin discriminación, a una cantidad suficiente de agua potable para usos personales y domésticos –entre 50 y 100 litros por persona y día–, incluyendo el consumo, la colada, la preparación de alimentos y la higiene personal y doméstica, para mantener la vida y la salud. Se precisan también características que debe reunir el agua: ser segura –desde los puntos de vista higiénico y técnico–, aceptable –particularmente importante para el saneamiento–, asequible –los costes relativos al agua y el saneamiento no deben superar el 3% de la renta del hogar– y ser accesible físicamente –la fuente de agua debe estar a menos de 1.000 m de la vivienda y el tiempo necesario para recogerla, no mayor de 30 minutos–. Se fijan también unos criterios generales: participación, acceso a la información, transparencia y rendición de cuentas y sostenibilidad. La resolución reconoce que la realización ha de ser progresiva.

Los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM) se establecieron, pues, antes de reconocerse el derecho humano al agua. Aunque no había un ODM específico al respecto, el agua y el saneamiento sí figuraban en varias metas relativas al objetivo n° 7 «Garantizar la sostenibilidad del medio ambiente». Por ello, el Informe 2015 de las Naciones Unidas sobre los ODM, ya citado, permite disponer de datos actualizados y contrastados respecto a varios aspectos fundamentales relativos al agua. Se pueden considerar tres:

⁹ Resolución 64/292 de la Asamblea General de las Naciones Unidas, julio de 2010: http://www.un.org/spanish/waterforlifedecade/human_right_to_water.shtml.

¹⁰ Conferencia de la ONU sobre el Agua, en Mar del Plata, Argentina, 1977.

Los recursos hídricos

Del agua dulce que se utiliza en el mundo, aproximadamente un 12% es para usos municipales/domésticos, un 19% para la industria y un 69% para la agricultura.

El indicador de estrés hídrico más utilizado es la proporción de recursos hídricos que se extraen, que está afectado por la disponibilidad de agua y por las políticas nacionales; la escasez provocada puede ser física, económica o institucional. Extraer más del 25% de los recursos se considera situación de estrés hídrico; más del 60%, escasez de agua, más del 75%, escasez grave.

A nivel mundial solo se extrae, para el conjunto de todos los usos, el 9% de los recursos renovables de agua dulce; pero hay grandes diferencias entre países y regiones. En el año 2011, 41 países experimentaban situación de estrés hídrico cuando en 1998 eran solo 30. De ellos, 10 en la Península Arábiga, África del Norte y Asia central– extrajeron más del 100% de los recursos renovables de agua dulce, pasando a depender de aguas fósiles o fuentes no convencionales –desalinización o agua reutilizada–.

La escasez de agua afecta a más del 40% de las personas en todo el mundo y se estima que la cifra aumentará. Ello da al recurso agua un valor estratégico: pone en riesgo la sostenibilidad de los recursos naturales, dificulta el desarrollo económico y social y puede afectar a otros terrenos, incluyendo la seguridad.

El acceso al agua

En 1990, solo el 76% de la población mundial tenía acceso a una fuente mejorada de agua potable¹¹. Actualmente, esa cifra es del 91%. De modo que se ha cumplido la meta: reducir a la mitad la proporción de personas que no tenían acceso. Pero el nivel más alto de servicio –agua potable corriente en el hogar– solo lo tiene el 58%; todavía hay 159 millones de personas que usan agua de superficie, aunque cumpla los criterios de «fuente mejorada».

Quedan pues 663 millones de personas en todo el mundo que utilizan fuentes no mejoradas de agua potable –por consiguiente, con muchos riesgos–. De ellas, casi la mitad vive en África subsahariana –donde no se ha cumplido la meta correspondiente de los ODM– y el 20% en Asia meridional.

El acceso al saneamiento

En saneamiento, la situación es peor. En 1990, a nivel mundial, solo el 54% de las personas usaban instalaciones sanitarias mejoradas¹². En los ODM se fijó la

¹¹ Una fuente de agua potable mejorada es una fuente que, por su tipo de construcción, protege apropiadamente el agua de la contaminación exterior, en particular de la materia fecal. (OMS: http://www.who.int/water_sanitation_health/monitoring/jmp2012/fast_facts/es/).

¹² Un sistema de saneamiento mejorado es el que higiénicamente impide el contacto de los seres humanos con excretas humanas (OMS): http://www.who.int/water_sanitation_health/monitoring/jmp2012/fast_facts/es/.

meta de reducir a la mitad el porcentaje de quienes no las usaban. Actualmente las usan un 68%. De modo que, aunque la situación ha mejorado –desde 1990, 2.100 millones de personas han accedido a instalaciones sanitarias mejoradas–, no se ha alcanzado la meta. 2.400 millones de personas usan instalaciones sanitarias no mejoradas, cifra que incluye los 946 millones de personas que todavía defecan al aire libre. Las regiones donde la situación es peor son África subsahariana, Oceanía y Asia meridional, donde el porcentaje de personas que usan instalaciones sanitarias mejoradas es, respectivamente, del 30%, 35% y 47%. En la India, con todo el progreso y crecimiento que ha habido, este es uno de los indicadores en los que menos se ha avanzado.

Además de diferencias por zonas geográficas, hay otras disparidades: rural-urbana y por grupos sociales. En zonas urbanas, el 82% de la población mundial usa instalaciones sanitarias mejoradas y solo el 2% defeca al aire libre. En cambio, en zonas rurales, las cifras respectivas son 51% y 25%.

Eliminar de manera progresiva las desigualdades de acceso y mejorar los niveles de servicio sigue siendo un reto importante para la humanidad.

El acceso a la energía: situación y principales retos

La energía no figuraba entre los objetivos de desarrollo del milenio (ODM). Eso sí, en el objetivo 7 –Medio Ambiente–, en la meta «Incorporar los principios del desarrollo sostenible en las políticas y los programas nacionales y reducir la pérdida de recursos del medio ambiente», uno de los indicadores se refería a las emisiones de gases de efecto invernadero, en particular el CO₂. Y el sector de generación de energía es el que más CO₂ produce.

La Agencia Internacional de Energía (AIE)¹³ ha ido asentando su capacidad de análisis y extendiendo sus áreas de actividad, tanto en términos temáticos –desarrollo económico, medio ambiente, energía-pobreza, biomasa, nexo agua-energía–, como geográficos –países no miembros, visión global–. Cada año publica los *World Energy Outlook*, publicación de referencia en el sector.¹⁴

En 2011 se lanzó la iniciativa «Energía Sostenible para Todos» –*Sustainable Energy for All*, SE4All–, impulsada por el SG de la ONU. Fijó tres objetivos: 1) proporcionar acceso universal a servicios energéticos modernos, 2) duplicar la tasa global de eficiencia energética y 3) duplicar la parte procedente de energías renovables en el *mix* energético global. SE4All ha movilizado actores, realizado y estimulado análisis, promovido financiación, facilitado mecanismos para que cada país elabore planes para cumplir los objetivos y puesto en marcha un

¹³ IEA: <http://www.iea.org/> Creada en 1974, tras la primera crisis del petróleo, para asegurar el suministro energético, en principio de sus países miembros, países desarrollados)–

¹⁴ El correspondiente a 2015 es un informe especial *Energy and Climate Change*: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weo-2015-special-report-energy-climate-change.html>.

mecanismo de seguimiento, el *Global Tracking Framework*. Es interesante hacer notar que los objetivos 2) «eficiencia energética» y 3) «energías renovables» de la iniciativa están cuantificados, en tanto que el primero «acceso universal» no lo está. Ello revela una dificultad para precisar qué entendemos por «acceso» y por «servicios energéticos modernos».

En cuanto al acceso puro, es relativamente fácil medir el número de hogares / personas conectados a la red eléctrica; como se ha dicho, se estima que, a nivel mundial, 1.200 millones de personas no lo están, por eso, la mayor parte de los datos disponibles se refieren a este indicador. Pero: a) «estar conectado» no implica necesariamente utilizar adecuadamente la electricidad disponible, pues existen problemas de asequibilidad, b) hay fuentes de energía, para iluminación o para calor, distintas de la red eléctrica y c) no solo se requiere energía en el hogar; se precisa para servicios comunitarios, productivos, de transporte, etc. Y el acceso, ¿en qué condiciones de calidad y fiabilidad, en qué cantidad y a qué coste?

El término «pobreza energética» suele definirse como aquella situación en la que no se puede tener acceso a «suficiente» energía a un coste inferior a un determinado porcentaje de la renta. Aun con limitaciones e imprecisiones, puede ser razonable para países desarrollados –donde fue acuñado), pero no para países en desarrollo, grupos desfavorecidos o situaciones geográficas aisladas.

La AIE y SE4All han desarrollado el concepto de niveles –*tiers*– de acceso a la energía. SE4All establece cinco, en función de la potencia y el tiempo en que está disponible; el «nivel 1» supone 1w durante 4 h/día (1,5 Kwh/año); el «nivel 5», el más alto, 2.000w durante 22 h/día (16.000 Kwh/año). La AIE define como «acceso inicial» un consumo de 250 Kwh/año para hogares rurales y 500 Kwh/año para urbanos (–se prevé aumentar la cifra a 800 Kwh/año para 2030–¹⁵

No hay –o no son fácilmente accesibles– datos ni estimaciones fiables sobre cuántas personas en el mundo se encuentran en cada uno de esos niveles, sean los definidos por SE4All o los definidos por la AIE.

Por otra parte, definir los niveles de acceso en función de la potencia suscita dudas respecto a la metodología. Es útil para el suministrador, pero no para el usuario: sus necesidades de potencia dependen de la de los dispositivos eléctricos que utilice –bombillas, móviles, etc.– y la evolución de la tecnología en eficiencia energética hace que los dispositivos requieran cada vez menos potencia. Parece más lógico establecer el nivel de acceso desde el punto de vista de las necesidades del usuario. La Mesa de Acceso Universal a la Energía¹⁶ ha seguido

¹⁵ Pérez Arriaga, I. 2015.

¹⁶ Constituida en 2014 por seis organizaciones: Instituto de Investigación Tecnológica del ICAI de la Universidad Pontificia de Comillas; ONGAWA, Ingeniería para el Desarrollo Humano; Fundación de Ingenieros del ICAI para el Desarrollo; Fundación Energía sin Fronteras; Centro de Investigación Tecnológica para el Desarrollo Humano de la Universidad Politécnica de Madrid y Fundación Acciona Microenergía.

esta línea. Propone un «nivel aceptable» de acceso a la electricidad. Este debería permitir, al menos, que cada hogar disponga de: a) una iluminación de 300 lux durante un mínimo de 4 horas nocturnas; b) radio, televisión, ordenador y móvil, c) algún sistema que permita la conservación de alimentos. Además, el suministro de electricidad debe ser fiable, de calidad, conforme a las necesidades y capacidades de los usuarios, asequible y sostenible.

Además de electricidad se requiere también energía para calor –cocinar y calentarse–. Se estima que 2.700 millones de personas no tienen acceso a fuentes modernas de cocinado,¹⁷ utilizan biomasa tradicional, leña con una combustión ineficiente. Ello tiene muchos impactos negativos en términos de: a) salud: –4,3 millones de muertes / año¹⁸ por mala calidad del aire–, quemaduras, problemas de espalda, ojos, b) medio ambiente –gases de efecto invernadero, deforestación–, c) género –son las mujeres las que van a buscar la leña y cocinan– y d) economía –gasto, pérdida de oportunidades–.

Respecto al acceso a formas limpias de cocinar, la Mesa de Acceso Universal a la Energía considera «nivel adecuado» el utilizar cocinas que, aunque empleen combustibles sólidos, tengan salidas de humos hacia el exterior de la vivienda y que el obtener el combustible requiera menos de 30 minutos al día.

Dos consideraciones últimas: 1) Además del acceso a la energía al nivel del hogar –sistemas domiciliarios–, la colectividad precisa de energía para servicios comunitarios –escuelas, centros de salud, luz en las calles, bombas de agua– y productivos –agricultura, talleres, comercios...–. 2) Las estadísticas ofrecen muchas dudas sobre la fiabilidad y comparabilidad de los datos.

La seguridad alimentaria: situación y principales retos

El primero de los Objetivos de Desarrollo del Milenio incluía, como meta 1C: «Reducir a la mitad, entre 1990 y 2015, la proporción de personas que padecen hambre». El informe 2015 de la ONU sobre los ODM,¹⁹ antes citado, muestra la situación y los avances desde 1990, a través de dos indicadores.

a.) La cantidad y proporción de personas con nutrición insuficiente.²⁰

En 1991 había un 18,6% de personas en esa situación en el mundo; se ha reducido al 10,9%. Considerando solo las regiones en desarrollo, la reducción ha sido del 23,3% –991 millones de personas– al 12,9%; eso está próximo a la meta, pero siguen siendo muchas personas: 780 millones. Varios factores han obstaculizado el proceso: precios volátiles de los productos básicos, precios de

¹⁷ World Energy Outlook 2014, IEA (valores 2012): <http://www.worldenergyoutlook.org/resources/energydevelopment/energyaccessdatabase/#d.en.8609>.

¹⁸ OMS: <http://www.who.int/mediacentre/factsheets/fs292/en/> (metodología más reciente).

¹⁹ Naciones Unidas: Objetivos de Desarrollo del Milenio–Informe de 2015: http://www.un.org/es/millenniumgoals/pdf/2015/mdg-report-2015_spanish.pdf.

²⁰ Medido por el contenido en energía de la dieta.

alimentos y energía, mayor desempleo, recesiones económicas –la de finales de los 90 y la de 2008-2010–, incidentes meteorológicos extremos, inestabilidad política, desastres naturales y crisis humanitarias. Estos factores han tenido incidencia diferente en unos y otros países.

La situación –y la reducción– del hambre es muy diferente entre regiones y entre países. Dos tercios de la reducción del número de personas con nutrición insuficiente corresponden a China. En América Latina y el Norte de África la proporción de personas con nutrición insuficiente es inferior al 5%. África subsahariana partía de una tasa de hambre del 33%; se ha reducido al 23% pero, debido al aumento de población, el número total de personas con hambre ha crecido en 44 millones; y varía mucho entre las subregiones: la situación peor se da en África central. En Asia meridional la proporción de personas con nutrición insuficiente se ha reducido del 24% al 16%, pero es la región donde hay más personas –281 millones– en esta situación. Conviene resaltar también el caso de Asia occidental –Oriente Medio– donde en 1990 solo había un 6% de personas con nutrición insuficiente y hoy ha aumentado al 8% –a pesar de progresos importantes en varios países–, debido a las guerras, los descontentos sociales y el número de refugiados.

b.) La proporción de niños menores de 6 años cuyo peso está moderadamente o muy por debajo del normal.²¹

El 14% de los niños del mundo tienen un peso notoriamente inferior al normal, lo que aumenta el riesgo, frecuencia y gravedad de infecciones comunes y se vincula con el deterioro de la capacidad cognitiva y con peores expectativas escolares y laborales. La mitad de los niños en esa situación se encuentran en Asia meridional y un tercio en África subsahariana. Hay diferencias significativas entre la población rural y la urbana; en las regiones en desarrollo, en el medio rural, el 32% de los niños tienen un peso notoriamente inferior al normal, en el medio urbano, la cifra es del 17%. Y, como se podía esperar, también hay claras diferencias en función del nivel de renta de los hogares; siempre en las regiones en desarrollo, los niños con bajo peso en el quintil de menor renta son el 38%, mientras que en el quintil de mayor renta son el 14%.

No hay que perder de vista que, a escala global, el problema fundamental del hambre, la nutrición y la seguridad alimentaria no estriba en la cantidad total de alimentos que se producen, sino en que muchas personas no tienen acceso a ellos. Y, con frecuencia, el problema de acceso no es físico, sino de asequibilidad.

En este punto resulta pertinente detenerse en dos cuestiones analizadas por Martín Caparrós en un libro reciente.²² La primera es la volatilidad de los precios de los alimentos, a la que ya se hizo referencia. El *Chicago Board of Trade*, que

²¹ Estimado según las normas de la Organización Mundial de la Salud para el crecimiento infantil. La OMS y UNICEF están armonizando los datos antropométricos utilizados.

²² Caparrós, Martín. *El hambre*. Ed. Anagrama. Enero 2015.

existe desde el siglo XIX, se sofisticó con la introducción de las transacciones a futuro, con la idea de reducir los riesgos asociados a variaciones climáticas. A partir de 1991, Goldman Sachs elaboró un «*GS Commodity Index*», en el que intervenían los precios de hasta 18 alimentos de consumo habitual, cada uno con su peso, y puso en el mercado financiero un producto relacionado con la evolución de este índice; iniciativa seguida por otros bancos. Las inversiones en estos productos se tradujeron en una subida generalizada de los precios de los alimentos,²³ que dificultaba el acceso a los mismos por parte de la población con menos recursos. Mientras tanto, muchos capitales se refugiaron en productos financieros ligados a las materias primas. Como en otros productos financieros, gran parte de la gestión se hace mediante herramientas de negociación altamente sofisticadas conocidas como negociación de alta frecuencia o en inglés *high frequency trading*. Esto supone que los alimentos se conviertan en producto de especulación.

La segunda cuestión es la «apropiación de tierras» –*land grabbing*–. Sin acuerdo de sus moradores, tierras rurales son ocupadas por inversores internacionales para darles un uso comercial, utilizando tecnologías agrícolas modernas. Habitualmente, los gobiernos locales proporcionan licencias de uso por periodos largos y a precios de alquiler muy bajos y se comprometen a entregarlos libres de ocupantes –los moradores no suelen tener títulos de propiedad–. Ello produce desplazamientos de la población local. Quienes no logran rehacer allí su vida pasan a nutrir las villas-miseria de la periferia de las ciudades. En general, el cultivo emplea poca mano de obra, especializada, no local, y la producción no se destina al mercado local, sino que se exporta a los lugares de origen de las empresas o al mercado mundial. Se estima que, de las tierras objeto de *landgrabbing* en el mundo, un tercio se destina a producir alimentos, otro tercio, a biocombustibles y el resto, a diversos usos; explotación –con frecuencia, no sostenible– de bosques, cultivo de flores, generación de bonos de carbono, dejándolas improductivas...

La agenda de desarrollo post-2015. El acceso universal al agua, a la energía y a los alimentos en los ODS

A finales de septiembre de 2015, en la Cumbre Especial sobre Desarrollo Sostenible, la Asamblea General de la ONU adoptó la agenda de desarrollo post-2015 «Agenda 2030»²⁴ El núcleo de ese documento son los 17 objetivos de desarrollo sostenible (ODS). Culminaba así un camino de varios años, muy participativo –multitud de consultas a diferentes actores– en el que confluyeron dos procesos. Por una parte, dado que los ODM tenían como horizonte el año 2015, era necesario establecer una nueva agenda de desarrollo. Por otra, la cumbre del

²³ Kaufman, Frederick. «The food bubble: How Wall Street starved millions and got away with it»., *Revista Harper*. 2010.

²⁴ Resolución A/RES/70/1: «Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible».

Medio Ambiente celebrada en Río de Janeiro en 2012²⁵ acordó establecer unos «objetivos de desarrollo sostenible» para fijar los compromisos mundiales en materia de medio ambiente.

Los 17 ODS, que se precisan en 169 metas *targets*, cubren muchos más temas –derechos humanos, seguridad...– que los ODM predecesores y ponen más en evidencia las interrelaciones entre ellos. Una novedad fundamental es su universalidad. No se trata de un plan para «los países en desarrollo», sino para todos. En consecuencia, establecen que cada país –principal responsable de su desarrollo económico y social, en palabras de la Resolución– fijará sus propias metas nacionales, guiándose por la aspiración general, pero tomando en consideración las circunstancias de cada uno e incorporándolas en los planes, políticas y estrategias nacionales. Recoge los resultados de la Conferencia de Addis Abeba sobre financiación del desarrollo²⁶, donde quedaron asentadas las diferentes fuentes de financiación del desarrollo, más allá de la «ayuda oficial al desarrollo» (AOD): los recursos nacionales –públicos y privados–, las remesas de emigrantes, las inversiones extranjeras... Deja claro que el desarrollo no es solo cosa de los gobiernos, sino de todos: sector privado, sociedad civil e individuos. Y afirma la importancia del fortalecimiento de capacidades e instituciones y la transferencia de tecnología.

He aquí algunos de los objetivos y metas previstos en la Agenda:

Objetivo 2: «Poner fin al hambre, lograr la seguridad alimentaria y la mejora de la nutrición y promover la agricultura sostenible». Se concreta en ocho metas, relativas a:

- Acceso de todas las personas a una alimentación sana, nutritiva y suficiente.
- Malnutrición –reafirma metas ya fijadas sobre los niños– y abordar las necesidades de nutrición de adolescentes, embarazadas y mayores.
- Ingresos de los productores de alimentos en pequeña escala.
- Sostenibilidad de los sistemas de producción de alimentos.
- Recursos genéticos: diversidad genética de semillas, plantas y animales.
- Inversiones y tecnología en el medio rural.
- Restricciones y distorsiones comerciales en los mercados agropecuarios.
- Mercados de productos alimentarios básicos: funcionamiento, acceso, información.

Objetivo 6: «Garantizar la disponibilidad y la gestión sostenible de agua y saneamiento para todos». Se concreta en siete metas, que cubren:

²⁵ Declaración de Río sobre Medio Ambiente y Desarrollo: <http://www.un.org/documents/ga/conf151/aconf15126-1annex1.htm>.

²⁶ Addis Abeba Action Agenda, julio de 2015: <http://www.un.org/esa/ffd/ffd3/press-release/countries-reach-historic-agreement.html>.

- Acceso universal y equitativo al agua potable a un precio asequible.
- Acceso para todos a saneamiento e higiene adecuado y equitativo.
- Acabar con la defecación al aire libre.
- Mejorar la calidad del agua –contaminación, aguas residuales no tratadas–, reciclado y reutilización.
- Uso más eficiente del agua –hacer frente a la escasez–.
- Gestión integrada de los recursos hídricos.
- Ecosistemas ligados al agua: protegerlos y restaurarlos.
- Apoyo a países en desarrollo para fortalecer capacidades en agua y saneamiento, uso eficiente, tratamiento, reciclado y tecnología.
- Más participación de comunidades locales en gestión de agua y saneamiento.

Objetivo 7: «Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos». Tiene cinco metas, relativas a:

- Acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos.
- Aumentar «considerablemente» la proporción de energías renovables en el *mix* energético global.
- Duplicar la tasa de mejora de la eficiencia energética.
- Más cooperación para facilitar el acceso a investigación y tecnología en energía limpia.
- Más infraestructura y avances tecnológicos para los países en desarrollo.

Como puede verse, las tres primeras metas están tomadas directamente de la iniciativa «Energía sostenible para todos» (SE4All) a la que se hizo referencia antes.

Es importante señalar que, aunque la Agenda 2030 entra en vigor el 1 de enero de 2016, en el momento de redactar este artículo²⁷ todavía no hay un acuerdo sobre los indicadores que se utilizarán para medir las metas y los avances. Se prevé que el acuerdo se alcance hacia abril de 2016.

Componentes del nexo agua, energía, alimentos

El nexo agua energía alimentos se puede analizar desde varias perspectivas: poniendo el foco en uno solo de los tres elementos, ampliando la perspectiva del análisis respecto a las metodologías convencionales; estudiando las interacciones entre dos de ellos, o analizando el sistema completo, quizás todavía una forma demasiado compleja, dada la multitud de variables que se ponen en juego.

²⁷ Noviembre de 2015.

La mayoría de estas iniciativas abordan el nexo como relaciones bilaterales entre dos sectores, y apenas existen estudios o iniciativas que aborden el triple nexo.

El binomio agua energía

Se define el binomio o el nexo «agua – energía» como la coincidencia de estos dos elementos en una serie de situaciones comunes, relacionadas con su obtención, generación y distribución, donde tal concurrencia ofrece oportunidades de aprovechamiento de posibles sinergias y de refuerzo mutuo, tanto en la optimización de los servicios como en la disminución de los riesgos y los posibles impactos generados. En este sentido, la relación agua-energía tiene carácter bidireccional: el aprovisionamiento de energía precisa de agua – «huella del agua» en la energía– y el ciclo integral del agua no es factible sin energía –«huella de la energía en el agua».

El agua es vital para la extracción, transformación y uso de la energía; se utiliza como factor productivo en la generación hidroeléctrica y como instrumento de refrigeración en todos los procesos térmicos de generación. Además, la biomasa para la generación de calor y electricidad consume agua y los biocombustibles son intensivos en este recurso. Por último, agua y electricidad son materias primas para producir hidrógeno. En resumen, la extracción y procesamiento de los combustibles fósiles y la generación eléctrica requieren un consumo de agua que globalmente representa el 15% del agua dulce disponible. El sector eléctrico es actualmente, después de la agricultura, el principal usuario de agua

PRODUCTO	EXTRACCIÓN	TRANSFORMACIÓN	DISTRIBUCIÓN
PETROLEO		25 - 65	Mínimo
Tradicional	3 - 7		
Enhanced oil recovery	50 - 9.000		
Oil sands	70 - 1.800		
BIOFUELS		E tanol: 47- 50	Mínimo
Maiz	9.000 -100.000	Biodiesel: 14	
Soja	50.000-270.000		
CARBÓN	5 - 70	Carbón licuado:	Mínimo
		140 - 220	
GAS			Mínimo
Tradicional	Mínimo	Procesamiento	
Shale gas	36 - 54	de gas natural: 7	

Consumo de agua en litros por Gigajulio. Tabla 2.
Fuente: World Economic Forum with Cambridge Energy Research Associates y elaboración propia.

en las economías avanzadas.

Por tanto, la seguridad energética depende de la disponibilidad y accesibilidad a las fuentes de agua dulce.

Por su parte, la energía es imprescindible en el sistema hídrico: la gestión del agua tiene unas necesidades crecientes de energía: para su bombeo, transporte y distribución; en los procesos de desalación; para su tratamiento y depuración y para su uso final doméstico, agrario e industrial.

A pesar del intento de desarrollar otras fuentes energéticas, el 75% del incremento de la demanda eléctrica que se espera en 2030 está previsto que se cubra a partir de combustibles fósiles,²⁸ especialmente carbón. Esta situación podría contrarrestarse con el desarrollo de tecnologías de generación de energía bajas en carbono. El problema es que dichas tecnologías con bajas emisiones de carbono son, en la mayoría de los casos, intensivas en el consumo de agua.

Ejemplos de esta situación son la tecnología de captura y almacenamiento de carbono o las tecnologías del carbón líquido, como alternativa a los derivados del petróleo, entre otras.

PRODUCTO	EXTRACCIÓN	TRANSFORMACIÓN	DISTRIBUCIÓN
Agua en superficie	0 - 2.400	Tratamiento: varía según la calidad del agua	Depende de la distancia y elevación: 290
Agua subterránea	A 40 metros: 150 A 120 metros: 520	Alta calidad: 26 Agua salubre: 300 - 1.400 Desalinización agua de mar: 3.600 - 4.500	
Agua reciclada		660	

Consumo de Energía en KWh por cada 1000 m³ de agua.
Tabla 3. Fuente: World Economic Forum with Cambridge Energy Research Associates y elaboración propia.

Así mismo, el desarrollo de plantas hidroeléctricas que actualmente consumen, como media, 17 m³ de agua por MWh generado, debido a la evaporación, también presenta un problema. Aun así, la Agencia Internacional de la Energía estima que hay 170 GW en construcción actualmente en el mundo, de los cuales un 77% se encuentran en Asia.²⁹

Otra tecnología actualmente en desarrollo para luchar contra el cambio climático, es la energía termosolar de concentración –también conocida como CSP– que también utiliza cantidades relativamente grandes de agua para generar el

²⁸ «Thinking about water differently: Managing the water–food–energy nexus». *Asian Development Bank*. 2013.

²⁹ «Thinking about Water Differently: Managing the Water–Food–Energy Nexus». *Asian Development Bank*. 2013.

vapor que impulsa las turbinas, lo que ha dado lugar a que su implantación en algunos lugares ya esté restringida por la disponibilidad de agua.

La relación agua-energía también está presente en el suministro de agua potable en las ciudades y en los sistemas sanitarios y de depuración, dado que la energía tiene un importante componente en los mismos. En este sentido, es importante poner en valor el agua reciclada por el importante coste energético que incorpora, así como, la necesidad de mejorar algunos procesos como el de obtención de energía a través del tratamiento de aguas residuales, en particular a través de la digestión anaerobia de lodos de depuradora con alto contenido en carbono.

El Departamento de Energía de EE.UU. ha realizado un informe sobre el nexo agua-energía titulado *The Water-Energy Nexus: Challenges and Opportunities* en el que se recogen seis pilares estratégicos para abordar el nexo entre agua y energía:

1. Optimizar la eficiencia del agua potable en la producción de energía, generación eléctrica y sistemas de uso final.
2. Optimizar la eficiencia energética de los sistemas de gestión, tratamiento, distribución y uso final de agua.
3. Mejorar la fiabilidad y capacidad de recuperación de energía y sistemas de agua.
4. Incrementar el uso seguro y productivo de las fuentes de agua no tradicionales.
5. Promover operaciones de energía responsables con respecto a la calidad del agua, ecosistemas e impactos sísmicos.
6. Aprovechar sinergias productivas entre los sistemas de agua y energía.

Agua y seguridad alimentaria

Muy ligado con las tensiones planteadas en el apartado anterior está la interrelación entre agua y alimentos. Es evidente que el agua es un bien intrínsecamente ligado a la producción de alimentos dado su alto consumo en toda la cadena alimenticia.

Con datos de Naciones Unidas, un 70% del agua consumida en el mundo se destina a la agricultura, un 20% a los procesos industriales y un 10% al consumo humano directo. Cada día una persona bebe entre 2 y 4 litros de agua y adicionalmente consume entre 2.000 y 5.000 litros de agua incorporada en la comida que ingiere. Como ejemplos, una manzana lleva 70 litros de agua, un filete de vaca más de 2.000 litros y 100 gr. de vegetales 20 litros de agua.³⁰

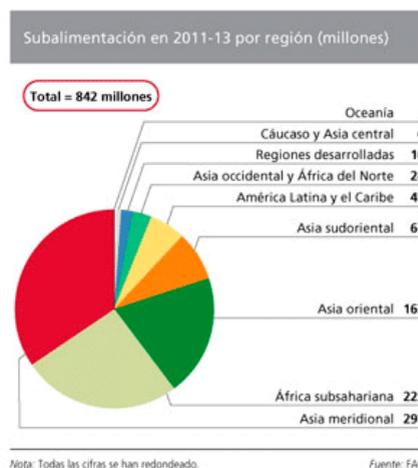
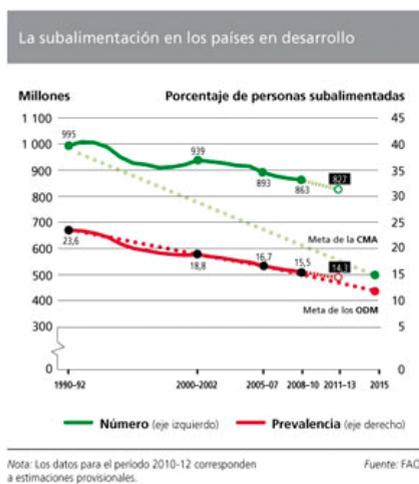
³⁰ UN WATER. World Water Day 2013 International Year of water cooperation.

Esto supone que «poner fin al hambre, lograr la seguridad alimentaria y la mejora de la nutrición y promover la agricultura sostenible», tal y como propone el segundo de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) supone a la vez incrementar de manera sustancial la necesidad de agua potable.

La pobreza extrema se caracteriza por un déficit importante en la alimentación, dándose una alta incidencia de malnutrición en la población infantil de los países subdesarrollados. Pero a su vez, la falta de agua influye de forma decisiva en la obtención de alimentos, tanto vegetales como animales. La lucha por el agua y los conflictos internacionales relacionados con su disponibilidad son esencialmente motivados por la necesidad que tienen las poblaciones de los países implicados de acceder al agua para sus cultivos.

Si a esto se añade el previsible crecimiento demográfico –se prevé que en 2050 la población pase de los 7.000 millones actuales a más de 9.000 millones–, el resultado será que además de incrementarse las necesidades de alimentos se incrementará igualmente la necesidad de agua potable. De hecho, se prevé que las extracciones de agua crezcan en un 50% hasta el año 2050. A este incremento de la población hay que añadir el incremento de las clases medias con mayores demandas de agua como consecuencia de un cambio en su estilo de vida.

En el cuadro siguiente se puede ver la evolución del porcentaje de personas subalimentadas, así como su distribución por regiones.



La subalimentación en los países en desarrollo y por región. Ilustración 2.

Ese desafío pone en peligro, tanto el bienestar de la población mundial, como los equilibrios medioambientales, que pueden verse amenazados al mismo tiempo por el cambio climático.

En relación con este último problema, la FAO ha identificado determinadas áreas, sobre todo en el sur de Asia, que pueden verse afectadas por estos cambios como:

- Zonas de regadío que se aprovisionan de agua de glaciares y deshielos.
- Deltas que serán cubiertos por las crecidas de las aguas.
- Nivel de aguas subterráneas que se verán afectadas por la variabilidad de las lluvias.
- Trópicos húmedos donde las épocas de sequía aumentarán y las lluvias serán más fuertes.

La búsqueda de la seguridad alimentaria, cuando se persigue mediante la puesta a disposición de agua sin más consideración que la satisfacción de la necesidad de los cultivos, puede llevar a situaciones de conflicto, lo que se traduce en el riesgo de agotamiento del recurso hídrico por culpa de una sobreexplotación. Puede también llegar a una competencia exacerbada entre el uso agrícola del agua y sus otros usos, doméstico y también industrial.

Un ejemplo es el uso de agua por los cultivos de agro combustibles en competencia directa con la producción de alimentos. Otro lo constituye la construcción de presas con fines de generación hidroeléctrica, cuando la utilización del agua para este fin se traduce en la puesta en riesgo de los sistemas productivos de las poblaciones aguas abajo de las mismas.

Ahora bien, tal y como reconoce Naciones Unidas «hay suficiente agua disponible para las necesidades futuras globales, pero este escenario esconde enormes áreas de absoluta escasez de agua que afecta a miles de millones de personas, muchas de las cuales son pobres y desfavorecidas. Son necesarios cambios fundamentales en la gestión y las políticas a lo largo de toda la cadena de producción agrícola para garantizar el mejor uso posible de los recursos hídricos y responder así a la creciente demanda de alimentos y de otros productos agrícolas».

Se hace necesario un nuevo enfoque donde coincidan y se refuercen mutuamente políticas de uso eficiente de la tierra; de técnicas de irrigación menos despilfarradoras de la poca agua disponible; de reutilización de aguas residuales o de lodos para la fertilización. Existen iniciativas tales como el uso de carbón activo obtenido de residuos de biomasa para fertilizar la tierra y aumentar los rendimientos, reduciendo al mismo tiempo la necesidad de agua.

Existen distintos niveles de actuación, tanto a nivel global, abordando, por ejemplo, el impacto de la política de agro combustibles de la Unión Europea sobre la seguridad alimentaria en África o América Latina, como a nivel regional mejorando la coordinación entre los países y sectores dentro de las cuencas hidrográficas transnacionales, o a nivel nacional, mejorando los procesos de planificación.

En la actualidad ya se están poniendo en práctica algunos proyectos que toman en consideración el nexo agua-seguridad alimentaria. Se trata de proyectos en los cuales las variables relacionadas con los componentes del nexo son considera-

das en paralelo, y en el cual se integran las políticas óptimas para el conjunto de estas variables, lo que siempre producirá un resultado más equilibrado y beneficioso que si se intenta maximizar los resultados para una sola de estas variables.

De estas consideraciones y experiencias se derivan unas lecciones que se traducen en recomendaciones para los proyectos enfocados a la seguridad alimentaria.

- Los proyectos de seguridad alimentaria, centrados habitualmente en el incremento de las producciones agrícolas, deben no solo integrar la disponibilidad de agua, sino hacerlo tratando de preservar este recurso.
- Para ello, se deben priorizar aquellos cultivos adaptados a la pluviometría local y evitar aquellos que obligarían a una sobreexplotación de los recursos.
- Se deben considerar los aspectos agroforestales en relación a su impacto sobre los recursos hídricos, por ejemplo la gestión del eucalipto.
- Se deben implantar métodos de irrigación economizadores de agua, evitando el riego por aspersión, que potencia la evaporación.
- Se deben seguir investigando e implantando técnicas de mejora de los suelos por incorporación del elemento carbón que propicia un mayor rendimiento con menos aporte de agua.³¹

De forma general, durante el diseño de los proyectos es preciso extraer información sobre el estado de los recursos naturales, los ecosistemas y sus usos, y de otros elementos que pueden afectar, o verse afectados, por las intervenciones en agua, alimentación y energía.

Energía - alimentos

Como en los binomios analizados anteriormente, la relación energía-alimentos tiene incidencia en ambos sentidos, por un lado, la mayoría de las prácticas agrícolas –principal fuente de producción de alimentos– y las distintas etapas de la cadena alimentaria, llevan asociado el consumo de una gran cantidad de energía en aspectos tales como el regadío, el transporte, la distribución de alimentos o su conservación mediante cámaras frigoríficas.

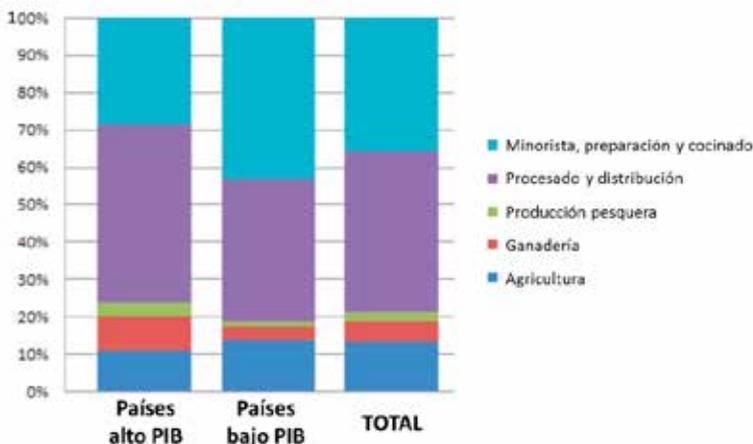
Ya en el año 2000, la FAO llamó la atención sobre la falta de políticas energéticas rurales enfocadas a la agricultura, sobre todo teniendo en cuenta la incidencia que la agricultura tiene en la seguridad alimentaria, y el crucial papel que juega para apoyar la forma de vida rural y evitar la migración a las áreas urbanas. La FAO denunció entonces que, «en general, poca energía moderna está disponible para la agricultura, a pesar de que las necesidades energéticas son elevadas: como ya se ha mencionado, la agricultura requiere energía, directamente, para combustible de tractores y maquinaria, y para bombeo de agua, irrigación y secado de cosechas; e indirectamente, para fertilizantes y pesticidas».

³¹ «El nexo agua energía alimentos en el contexto de la Agenda 2030». ONGAWA. nov. 2014.

En relación con esta última afirmación hay que tener presente que un elemento adicional importante en la relación energía-alimentos viene derivado de la promoción de la agricultura intensiva y el uso de fertilizantes de nitrógeno sintético producidos casi en su totalidad usando gas natural, lo que incide en las emisiones de CO₂ a la atmosfera.

El sector alimentario consume aproximadamente un 30% de la demanda primaria de energía mundial. De este total, aproximadamente un 14% se destina a la agricultura, es decir, poco más del 4% total. No obstante, mientras en los países desarrollados el porcentaje destinado a la agricultura, del total destinado al sector alimentario, representa poco más del 10%, este porcentaje se mantiene en torno al 14%, en los países menos desarrollados.³² En estos últimos, la mayor parte de la agricultura se basa en la energía humana y animal y en los combustibles tradicionales. La evidencia empírica sugiere que la ganancia posible en productividad agrícola mediante el desarrollo de servicios de energía moderna está lejos de haberse alcanzado en estos países, lo que reduce tanto la cantidad de alimentos producidos, como la calidad de la alimentación.

Aunque en los países en desarrollo la agricultura representa del orden del 30% del PIB, las necesidades energéticas de la agricultura no figuran en la mayoría de las políticas energéticas nacionales. Si bien, se han dado pasos importantes en los últimos años, todavía se requiere mayor acción.



Fuente: "ENERGY-SMART" FOOD FOR PEOPLE AND CLIMATE. FAO 2011

Porcentajes indicativos de consumo final de energía en alimentación. Ilustración 3.

La gran demanda energética de la agricultura, obliga a tener muy en cuenta el coste que este insumo puede tener en la eficacia y sostenibilidad económica de

³² Energy-Emart Food for People and Climate. FAO 2011.

los sistemas agrícolas locales. Como ejemplo, se puede señalar la advertencia del Banco Asiático de Desarrollo, en este sentido resalta, el positivo impacto que el coste y disponibilidad de la electricidad ha tenido en algunos países de la región Asia-Pacífico, que han permitido sacar de la pobreza y del hambre a millones de personas. La expansión de la electrificación rural, los subsidios a la electricidad, la disponibilidad de bombas baratas y las técnicas de perforación local han producido una explosión en el uso de tuberías para irrigación. Por ejemplo, el volumen de agua subterránea extraída en la India, aumentó desde 10-20 kilómetros cúbicos antes de 1950, a 240-260 kilómetros cúbicos en el año 2000. Sin embargo, advierte que este suministro no es sostenible en todas partes.³³

Otro importante vínculo entre energía y alimentos, viene derivado de la producción de biocombustibles, es decir, de la agricultura como suministrador de energía. La provisión de fuentes de bioenergía locales puede ayudar a asentar y mejorar la vida rural, y en opinión de la FAO, debería ser promovida, pero siempre manteniendo una estricta vigilancia para evitar sus efectos adversos. Efectos adversos que están relacionados, entre otros, con la competencia por el uso del suelo, la reducción de la calidad y fertilidad de los suelos por modificación de sus reservas de carbono, el impacto sobre la biodiversidad y las fuentes de agua, amén de otros efectos negativos de tipo económico y social. No hay que olvidar que la gran promoción de los biocombustibles para asegurar un transporte sostenible, ha sido, en muchos casos, a costa de reducir la disponibilidad de agua para alimentos. Asimismo, la política de promoción de los biocombustibles también ha sido vista por muchos como la causa de la gran volatilidad de los precios del maíz y la soja que causaron las crisis alimentarias de 2007/2008 y 2010/2011, dado que con alguna excepción, todas estas materias primas están destinadas, asimismo, al consumo como alimentos, lo que ha encendido muchas alarmas. En conclusión, el tema es controvertido.

Para prevenir en la mayor medida posible estos impactos, se está promoviendo la utilización de productos residuales –grasas y aceites usados–, y poniendo en marcha los llamados biocombustibles de segunda generación, extraídos directamente de la celulosa o la lignina con tecnologías más avanzadas que permiten el uso de otras materias primas no alimentarias, reduciendo consiguientemente la demanda de recursos que pueden destinarse al consumo humano. Asimismo, la Unión Europea ha incorporado, a través de diversas Directivas, los llamados Criterios de Sostenibilidad, que deberán cumplir todos los biocarburantes –biocombustibles líquidos– comercializados dentro de la UE.

La gestión del nexo agua, energía alimentos

Existen muchas maneras de abordar el nexo agua, energía alimentos, la primera, es decidir, cuáles son los principales elementos a considerar –los tres elementos a la vez o poniendo el foco sobre uno de ellos–; seleccionar las variables

³³ «Thinking about Water Differently Managing the Water–Food–Energy Nexus». *Asian Development Bank*. 2013.

que van a intervenir en el análisis y el nivel geográfico de la actuación –global, regional, nacional o local–.

También, existen diversas cuestiones a analizar a la hora de abordar la gestión del nexo. Algunos investigadores se esfuerzan en modelizar los sistemas complejos y dinámicos que aparecen en él y parametrizar cada una de las variables que intervienen en ellos, a fin de poder estimar las consecuencias, sobre los demás elementos, de una determinada actuación en uno de ellos. Otros, con objetivos más prácticos, prefieren encontrar nuevas tecnologías para aprovechar las sinergias que existen entre las propias interacciones técnicas y encontrar soluciones inmediatas a problemas urgentes. Gestores y políticos tratan de analizar los conflictos que se van presentando en la práctica a fin de, aprendiendo de ellos, encontrar las fórmulas adecuadas para su futura prevención y tratamiento. El objetivo final es siempre ayudar a los responsables de tomar decisiones, informándoles sobre la manera de dar respuesta a los temas, teniendo en cuenta los diversos y múltiples impactos que esas respuestas puedan tener en los diferentes sectores y a lo largo del tiempo.

En cualquier caso, la «gestión adecuada del nexo agua, energía alimentos» requiere conocer de forma cualitativa y cuantitativa, hasta donde sea posible, las intrincadas relaciones e interdependencias de los diferentes usos de los recursos, considerados como sistemas dinámicos, relacionados no solo entre sí, sino también con el amplio y complejo conjunto de sistemas naturales y humanos. Como bien recuerda la FAO, las interrelaciones guardan una estrecha relación con la manera general en que se usan y administran los sistemas de recursos.

Los modelos y metodologías de análisis

Las distintas metodologías de análisis tratan de encontrar una comprensión común de las relaciones mutuas entre agua, energía y alimentos y de los factores subyacentes que las impulsan. Las metodologías requieren disponer de datos, dibujar escenarios y diseñar modelos de análisis para poder informar a los interesados sobre las interrelaciones de los elementos considerados, destacando soluciones de compromiso y sinergias entre diferentes usos de recursos. Los datos deben ser precisos, confiables, pertinentes y oportunos. Los escenarios deben describir un conjunto de hechos futuros igualmente plausibles en un mundo intrínsecamente aleatorio, de forma que puedan servir para explorar cuestiones estratégicas, revisar políticas o decisiones de inversión. Esta información es importante para encontrar alternativas de respuesta –como la planificación y aplicación de nuevas políticas, inversiones, reglamentos e incentivos, o el desarrollo de capacidades e intervenciones técnicas– así como para informar el proceso de evaluación y comparación de las repercusiones de las diferentes intervenciones.

En cualquier caso, es imprescindible, además de la información que puedan proporcionar estos modelos, el diálogo entre las partes interesadas, que con-

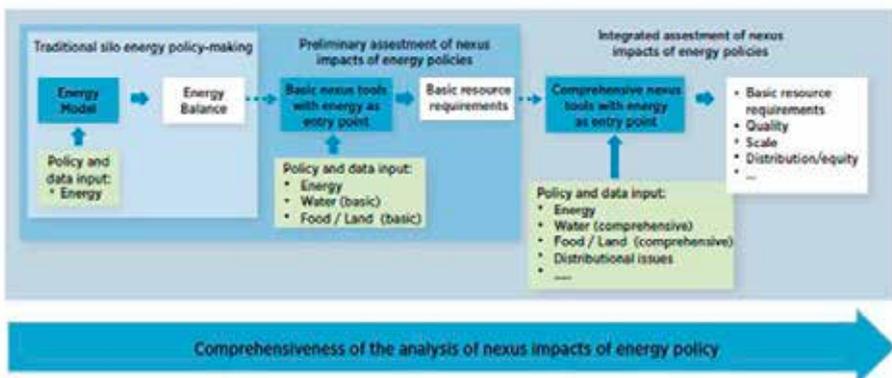
tribuye a poner de manifiesto los verdaderos objetivos, intereses y usos de los distintos actores y ofrece un proceso de reconciliación de las diferencias.³⁴

Existen diferentes herramientas de cálculo que posibilitan estos análisis. En la figura siguiente se representan herramientas cuantitativas de complejidad creciente de izquierda a derecha. En el lado izquierdo se muestra un enfoque aislado de la política energética, en el que se introducen inputs relevantes a la política del sector energético únicamente, en un modelo energético que produce outputs descriptivos del sector, es decir, un balance energético sin consideración a los impactos que dicha política puede producir sobre el agua, la tierra y los alimentos.

El centro de la figura representa un enfoque más inclusivo, mediante una herramienta básica de análisis del nexo agua, energía alimentos, que recibe inputs sobre política energética y datos relevantes del sector energético, pero también inputs básicos relativos al agua y a la tierra/alimentos, y produce resultados sobre los recursos básicos –agua y tierra– que requiere dicha política energética.

Finalmente, el lado derecho de la figura se refiere a una herramienta compleja de análisis, que acepta inputs detallados de los tres sectores y suministra información sobre los recursos necesarios, (p.ej. tierra total), complementados con aspectos cualitativos, (p.ej., tipo de tierras), y otros factores indirectos, como la equidad en la distribución, la gobernanza, etc.

En algunos casos, representados por flechas intermitentes, los outputs de un análisis pueden servir de inputs para otros más complejos, aunque la figura no pretende describir un proceso secuencial.³⁵



Diferentes niveles en el análisis de políticas energéticas. Ilustración 4.

³⁴ «El nexo agua energía alimentos. Un nuevo enfoque en respaldo de la seguridad alimentaria y de una agricultura sostenible». FAO. Roma. 2014.

³⁵ Renewable Energy in the Water, Energy, & Food Nexus. IRENA. April. 2015.

IRENA ha llevado a cabo también un análisis comparativo de ocho herramientas de cálculo que tienen en común el ser fácilmente accesibles, tomar en consideración al menos dos de los tres sectores y permitir el análisis de políticas a nivel país.³⁶ Una importante conclusión de este análisis es que el principal obstáculo con que se encuentran todas las herramientas es la obtención de datos fiables y completos de cada sector y de sus interacciones, lo que requiere mucho tiempo y recursos porque en muchos casos, no están disponibles. Eso ha llevado a IRENA a proponer conceptualmente una herramienta que permite una evaluación rápida y preliminar del nexo, con un volumen limitado de datos, que no sustituye a los análisis más completos, sino que los precede, pero que produce inputs tempranos para el proceso de toma de decisiones y sirve de fundamento para dichos análisis.

La herramienta, aplicada a un país determinado, tomaría como entradas distintos conjuntos de decisiones que configuran un determinado balance energético, y darían como salidas estimaciones de tierra y aguas necesarias, emisiones y costes asociados a dicho escenario. Los outputs de este análisis podrían constituir el primer nivel de un análisis más completo sobre el impacto de las energías renovables sobre el nexo agua-energía-alimentos en diferentes aspectos y escenarios.

La FAO ha desarrollado³⁷ también una metodología para analizar de forma conjunta los tres sectores y sus interrelaciones que se describe en el informe «Walking the Nexus Talk: Assessing the Water-Energy-Food Nexus in the Context of the Sustainable Energy for All Initiative». En ella, se pretende comprender las interrelaciones entre los sistemas de agua energía y alimentos en un contexto dado y evaluar los resultados de las intervenciones técnicas y políticas en ese contexto dado. La meta final es informar de las respuestas relacionadas, en términos de estrategias, medidas políticas, planificaciones y configuraciones institucionales o intervenciones.

La primera parte de la valoración pone el foco en el análisis del contexto, suministrando información sobre el estado del nexo agua, energía y alimentos en ese contexto:

- Estado actual y presión sobre los sistemas de recursos naturales y humanos.
- Expectativas de demandas, tendencias conductoras sobre los sistemas de recursos.
- Interacciones entre los sistemas agua, energía y alimentos.
- Diferentes metas sectoriales, políticas y estrategias de cara al agua, energía y alimentos; esto incluye un análisis del grado de coordinación y coherencia de las políticas, incluyendo el alcance de la regulación de los usos.
- Inversiones planificadas, adquisiciones, reformas e infraestructuras a gran escala.

³⁶ Renewable Energy in the Water, Energy, & Food Nexus. IRENA. April. 2015.

³⁷ <http://www.fao.org/3/a-i3959e.pdf>.

Los actores clave son los tomadores de decisiones y los grupos de usuarios.

Después del análisis del contexto, se sugieren una serie de herramientas para problemas específicos de más profundidad, para el análisis cuantitativo de los impactos de diferentes usos de recursos y para el desarrollo de escenarios y visiones estratégicas.

En la siguiente parte de la evaluación se mira específicamente el desempeño de técnicas y políticas de intervención en términos de uso eficiente de recursos y productividad. Con ello, es posible comparar diferentes intervenciones, basándose en la eficacia con que se hace el uso de agua, energía, tierra de alimentos, empleo y capital financiero. Se propone también un conjunto de indicadores básicos.

No obstante el análisis ofrecido por la herramienta, la FAO considera que la decisión final debe tomarse consultando con todas las partes interesadas.

Los actores deben comprometerse activamente en el proceso de evaluación para llegar a un consenso en cuestiones estratégicas y decidir cómo responder a estas cuestiones. El modelo de decisión debe considerarse como una metodología en evolución permanente, aprendiendo de las lecciones que se vayan sacando de la experiencia.

Merece la pena destacar también el *Multi-Scale Integrated Analysis of Societal and Ecosystem Metabolism* (MuSIASEM), marco desarrollado por investigadores de la Universidad Autónoma de Barcelona y que permite analizar las relaciones físicas e interconexiones existentes entre recursos como el agua, la tierra y la energía en sistemas socio-económicos complejos. El sistema permite integrar datos de los sistemas nacionales de contabilidad y de otras bases de datos de diferentes organismos –como la FAO– con los procedentes de Sistemas de Información Geográfica (GIS) y puede ser empleado para fines de diagnóstico y simulación.³⁸

La metodología ha sido aplicada al nexa agua energía alimentos en tres casos concretos: la producción de biocombustibles a partir de azúcar de caña en la República de Mauritania, la producción de grano en el estado indio de Punjab, y la comparación de dos alternativas de producción de electricidad en la República de Sudáfrica.

Posibles conflictos. Los conflictos por el agua, como ejemplo

Es indudable que la demanda de recursos escasos y esenciales desde diferentes usos y sectores con objetivos e intereses sociales, económicos y ambientales diversos, da lugar a conflictos de todo tipo. Para dar una idea de algunos tipos frecuentes de conflictos derivados de la competencia entre los servicios de agua, energía y alimentos hemos elegido como eje generador de la conflicti-

³⁸ <http://www.nexus-assessment.info/>.

vidad el agua, ya que la mayoría de los conflictos que aparecen acaban siendo derivados de las demandas o pretensiones que confluyen sobre los recursos hídricos y que no pueden satisfacerse simultáneamente.

Los conflictos por el agua se han incrementado en los últimos años en muchas regiones del mundo, la escasez progresiva de agua y la competencia sobre sus usos entre diversos sectores, como energía, agricultura o territorio, son sus principales causas, pero también lo son la creciente movilización de la sociedad civil y una distribución injusta de la riqueza.

El agua, como recurso esencial, tiene algunas características que lo hacen muy susceptible para generar conflictos. La primera de ellas es la movilidad inherente al ciclo hidrológico, que no tiene en cuenta límites políticos, administrativos y jurídicos, y por ello dificulta la determinación de derechos sobre su uso, y genera incertidumbre. La segunda es la multiplicidad de los usos del agua, que puede dar lugar a rivalidad en los aprovechamientos. La tercera es la interdependencia, en general, de los usuarios; los usuarios aguas abajo de una cuenca dependen sobremanera de los usos de los usuarios aguas arriba, que gozan de una situación privilegiada. La calidad del agua es otra fuente de conflicto, pues la mala calidad puede hacer inviables algunos usos esenciales del agua.

De todas estas características pueden derivarse, «conflictos entre usos, entre usuarios, con actores no usuarios, o conflictos inter generacionales, inter jurisdiccionales o institucionales».³⁹

Un ejemplo típico de conflicto «entre usos» es el generado por el uso del agua de un embalse para producción hidroeléctrica cuando del agua embalsada depende también la actividad agrícola de una zona, bien por el agua sustraída, necesaria para la producción de electricidad, bien por el desfase en el tiempo entre los usos agrícolas y los eléctricos. Otro ejemplo típico es la derivación de agua, que en un principio se estimó, designó y previó para uso doméstico, a los usos productivos de la creciente agricultura urbana.

La competencia entre los usos agrícola, industrial y doméstico está entre los principales factores generadores de conflictos entre los medios rural y urbano. Las tendencias de expansión urbana imperantes en el último siglo han generado, en ocasiones, el agotamiento de los recursos hídricos cercanos a las grandes urbes debiendo recurrir a fuentes más alejadas y costosas, afectando frecuentemente a las necesidades de las áreas rurales vecinas. Otra cara de la misma moneda es la afectación del consumo urbano derivada de la sobreexplotación de los recursos hídricos subterráneos con fines agrícolas.

El conflicto puede aparecer también entre usos actuales y futuros, siempre que el beneficio de un uso actual pueda poner en riesgo nuevas oportunidades de desarrollo para zonas diferentes a las que se benefician del uso actual. Tam-

³⁹ Ideas extraídas del documento Martín, L., Justo, J. B. «Análisis, prevención, y resolución de conflictos por el agua en América Latina y el Caribe». *CEPAL* n° 171. Abril. 2015.

bién aparecen conflictos cuando los beneficios son disfrutados por unos usuarios que viven alejados de la zona en cuestión, y sin embargo, los impactos son locales e inmediatos, como puede ser el caso de la generación hidráulica de electricidad.

En ocasiones, este tipo de conflictos por el uso del agua no aparecen propiamente por una competencia por el uso en sí mismo, sino por los intereses de determinados «usuarios». Esto suele suceder en los trasvases entre cuencas. Los conflictos entre usuarios son frecuentes en el sector minero que, generalmente, obtiene derechos de explotación sobre recursos hídricos que anteriormente eran controlados y utilizados, muy frecuentemente con menor intensidad, por comunidades locales. En este contexto, tiene gran relevancia la escasa protección de los usos consuetudinarios, y toda la problemática asociada a los derechos de los pueblos indígenas sobre los territorios y recursos naturales.

Los conflictos no siempre se producen entre los que comparten el recurso hídrico sino también «frente a terceros». Tal es el caso de determinadas políticas de sectores diferentes al agua, como el energético o el agrícola, que, bien no prestan la debida atención a la defensa de los recursos hídricos, o bien los ponen en peligro de sostenibilidad.

Los conflictos «inter generacionales» aparecen cuando hay tensión entre las necesidades y preferencias de las generaciones actuales y la preservación del derecho de las generaciones futuras. Es cierto que todo uso actual lleva un impacto futuro, pero este puede ser temporal o permanente. El problema aparece cuando ese impacto excede la capacidad de recuperación del entorno natural y se hace, o puede hacerse, irreversible, y sobre todo, cuando la gestión para manejar, compensar o mitigar las consecuencias no se percibe como la correcta.

Los conflictos «inter jurisdiccionales» reflejan la tensión entre competencias de distintas divisiones político administrativas por falta de correspondencia entre los límites físicos o territoriales de las cuencas, y los problemas de fragmentación y falta de coordinación que suelen aparejar. Este tipo de conflictos presenta especial gravedad cuando se trata de fuentes de agua que afectan a varios países, dada la escasa legislación internacional sobre estas cuestiones, ya sea por la ausencia de instrumentos que establezcan las reglas esenciales para evitarlos, ya sea por la dificultad de exigir el cumplimiento de las decisiones que se adopten.

Todos estos conflictos pueden llegar a alcanzar altos niveles de complejidad y afectar en gran medida a las economías, a la estabilidad social, a las relaciones políticas y al medioambiente. La mayor parte de estos conflictos tienen como núcleo central el aprovechamiento, manejo y protección de los recursos hídricos, pero la mayoría de las veces son agravados por una deficiente gobernabilidad de los sistemas de acceso, distribución y aprovechamiento del agua, tanto a escala nacional como transfronteriza. En general, conllevan también otros factores muy variados de índole económica, política, social, cultural o ambiental, lo que incrementa su complejidad, pues supone el tener que aunar múltiples

intereses que compiten por un bien escaso. Particularmente sensibles son los conflictos que involucran a comunidades locales o pueblos indígenas de escasos recursos, que necesitan el agua para beber o para garantizar economías de subsistencia y se ven enfrentados a grandes proyectos, que requieren altos consumos y son promovidos por entidades poderosas.

En general, la dificultad para prevenir estos conflictos, y también para gestionarlos, viene derivada de la deficiente gobernabilidad de los recursos hídricos en muchos países. Esta deficiente gobernabilidad viene derivada de:

- Insuficientes marcos legislativos: inadecuación de los enfoques de derechos; falta de consideraciones ambientales o sociales; superposición de normas; escasa atención a los derechos consuetudinarios, etc.; así como a la falta de capacidad para aplicarlos, bien por debilidad institucional o por ineficacia de los propios marcos.
- Excesiva fragmentación del poder de decisión, tanto territorial como sectorial.
- Escasa participación en la toma de las decisiones; se suele consultar solo a los usuarios, sin considerar otros posibles afectados, y en muchas ocasiones, las consultas son solo informativas y no condicionan la decisión.⁴⁰

La declaración del acceso humano al agua de calidad y al saneamiento como un Derecho Humano, por las NNUU en el verano de 2012, puede facilitar la reducción del número y complejidad de todos estos conflictos, pues supone un cambio de enfoque en la gestión de los recursos del agua, que, progresivamente, es de esperar que se vaya trasladando a las legislaciones y procedimientos referentes a los recursos hídricos, en especial, la consideración de «perspectivas integradoras, cooperativas y participativas». No obstante, todavía quedan algunas situaciones que este Derecho, tal como está actualmente formulado, no permite resolver, entre ellas, la no consideración de todos los usos del agua.

Razonamientos similares podrían hacerse de cada una de las políticas y situaciones reales que afectan a la energía y a los alimentos.

Un gran reto para la sociedad actual

La sociedad actual se enfrenta a un impresionante reto del que se derivan un sinnúmero de problemas globales de tipo social –la pobreza–, económico –las desigualdades en recursos y consumos– y medioambiental –el cambio climático, la desertización, el impacto sobre la biodiversidad–, cuya solución solo será posible con la participación de todos. De ahí que la mayoría de los organismos internacionales manifiestan la necesidad de abordar estrategias de cooperación internacional que ayuden a encontrar las soluciones adecuadas.

⁴⁰ Ideas extraídas de Martín, L., Justo, J. B. «Análisis, prevención, y resolución de conflictos por el agua en América Latina y el Caribe». *CEPAL* n° 171. Abril. 2015.

Todas estas estrategias pasan por:

- Encontrar mecanismos de financiación posibles y suficientes,
- Disponer de tecnologías seguras, ambientalmente sostenibles, abordables y asequibles para todos, y
- Formar y sensibilizar a los distintos agentes sociales para que sean conscientes de los problemas, de cuáles pueden ser las soluciones adecuadas y de cuál debe ser su participación en ellas.

La tecnología actual permite encontrar soluciones apropiadas para resolver la mayoría de los problemas, pero la tecnología es solo una parte de la solución del problema, las principales dificultades son de índole social, económica o política. Se requieren acciones y políticas integradas, o al menos coherentes, que aseguren el bienestar de la población y la sostenibilidad del medio ambiente.

En la gestión del nexo agua, energía y alimentos las responsabilidades son compartidas:

Los gobiernos deben reconocer su responsabilidad en la consideración de las interrelaciones entre estos recursos esenciales en sus políticas sectoriales y en promover que las administraciones públicas y los agentes privados también las tomen en consideración. Los organismos de financiación deberían ser sensibles a las dificultades de financiación de las zonas más pobres, y reducir en algunos casos las exigencias de elegibilidad de los créditos. Se requieren soluciones imaginativas para los más pobres. Las Universidades tienen una oportunidad de reforzar su papel en la sociedad, no solo desarrollando tecnologías o conocimiento, sino también concitando propuestas colaborativas entre los agentes, al posibilitar un terreno neutral para el debate de las diferentes soluciones al problema y sus implicaciones de carácter técnico, económico, social y medioambiental. La solución a los problemas no será posible sin el concurso del mundo empresarial, que por otra parte, se verá también beneficiado, directamente en su propia gestión e indirectamente por el desarrollo y mejora de las condiciones de vida de las personas de su entorno. Las empresas deben ser conscientes de esta responsabilidad social. Las ONGs son conscientes del papel que la energía y el agua tienen en la lucha contra la pobreza, pero deben serlo también del papel que pueden jugar como catalizadores para la prevención y resolución de los problemas reforzando la coordinación de sus actividades y encontrando la complementariedad con las actividades cubiertas por el resto de los agentes sociales.⁴¹

La cooperación internacional tiene, evidentemente, un papel esencial, especialmente en aquellos problemas que tengan más que ver con la reducción de la pobreza, es ahí donde la cooperación tiene su reto mayor, y donde va a necesitar encontrar alternativas imaginativas que permitan optimizar los esfuerzos de toda la sociedad para encontrar las soluciones más eficaces.

⁴¹ Proyecto REGEZRA. «Informe final Energía sin Fronteras y colaboradores». 2009.

Vale la pena destacar las iniciativas del gobierno alemán y la agencia de cooperación GIZ⁴² que están manteniendo un activo programa en relación con el nexo agua energía y alimentos, promoviendo diálogos regionales en la Comisión Económica de América Latina y el Caribe (CEPAL), la Liga Árabe, o la Unión Africana, así como otras acciones más locales de resultados muy alentadores.⁴³

El problema específico de las comunidades rurales aisladas

Uno de los niveles geográficos que merecen atención en la gestión del nexo agua, energía alimentos es el nivel local, puesto que en él se concentran la mayor parte de los efectos de una gestión desafortunada sin que, frecuentemente, sus habitantes tengan la oportunidad de participar en la toma de las decisiones que la han definido. Ante esta situación, es frecuente que se busquen soluciones concretas que puedan ser autosuficientes, o al menos, que consideren de forma pragmática la situación real y la tengan en cuenta.

Dentro del nivel local, la situación que requiere soluciones con mayor urgencia es la de las comunidades rurales más aisladas (CRA). En ellas se concentra la mayor pobreza y específicamente, la falta de acceso a los servicios de agua y energía, esenciales, no solo para salir de la pobreza sino también para poder asegurar una alimentación adecuada y una atención sanitaria digna. El aislamiento geográfico, la falta de atención de los poderes públicos y el escaso interés de las grandes empresas en estas zonas incrementan la dificultad de proporcionar este acceso en condiciones de sostenibilidad. Como se ha dicho, actualmente, el número de personas sin acceso a la electricidad se estima en 1.200 millones y más de 2.700 millones no tienen acceso a formas eficientes de combustión para cocinar; 783 millones no tienen acceso a agua apta para el consumo, y 842 millones tienen graves deficiencias nutricionales.⁴⁴ La mayor parte de ellas se concentra en las zonas rurales aisladas.

La situación más general para estas comunidades en muchos países es la falta de una visión estatal del problema, con total carencia de planes de desarrollo nacionales diseñados específicamente para estas zonas, que por su dificultad de acceso, se quedan fuera de los planes generales de extensión de las redes nacionales de suministro. Esto lleva asociadas, la falta de financiación pública, y la ausencia de normas regulatorias específicas para las soluciones descentralizadas, lo que dificulta que estos servicios se realicen en condiciones adecuadas.

⁴² Acrónimo de la *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit*: <https://www.giz.de/de/html/index.html>.

⁴³ Guijarro, A., Sánc,hez E., «El nexo agua-alimentación-energía en el marco de la Agenda post 2015». *ONGAWA* Noviembre 2014.

⁴⁴ Fuente: IRENA, International Renewable Energy Agency.

Las comunidades rurales aisladas

Dentro del concepto de comunidades rurales aisladas se pueden considerar una amplia diversidad de comunidades que tienen diferentes formas de vida y presentan, en consecuencia, diferentes problemas en relación con el desarrollo.

En principio, la condición de aislamiento se puede identificar por estas dos características esenciales: muy bajo desarrollo y conectividad de las infraestructuras y provisión de servicios, y un evidente aislamiento político y administrativo.

Las comunidades rurales aisladas se caracterizan por tener:

- Una alta dispersión geográfica, estar ubicadas lejos de los núcleos más habitados, con débiles infraestructuras viarias y de comunicación, generalmente ubicadas en terrenos con orografías complicadas, y en ocasiones, en zonas medioambientalmente valiosas.
- Una baja densidad de consumo y un bajo nivel de ingresos, con pocas perspectivas de crecimiento. Para ellas, en general, el coste de los servicios básicos, si dispusieran de ellos, estaría situado por encima de las posibilidades de pago de sus ciudadanos.

El acceso a los servicios de energía y agua de las CRA es complejo y difícil, ya que, para su sostenibilidad, deben tenerse en cuenta, no solo los aspectos técnicos y económicos, sino también diversos temas relacionados con la organización, cultura, formación básica y capacidades de las comunidades. Por otra parte, en el proceso convergen distintos actores, cada uno de ellos con diferentes objetivos e incentivos.

El principal problema es, indudablemente, la necesidad de cubrir la diferencia entre el coste de los suministros y la capacidad de pago de los usuarios, lo que hace imprescindible el establecimiento de subsidios o de otras ayudas financieras, no solo para la construcción de las instalaciones iniciales, que son generalmente costosas, sino también para afrontar el coste de la gestión y mantenimiento de los servicios. En todos los casos, es necesario asegurar que las tarifas que deban satisfacer los usuarios por los servicios recibidos sean adecuadas a su capacidad de pago, y con un sentido de equidad y justicia, nunca superiores a las que pagan por el mismo servicio otros ciudadanos que estén suministrados por las redes generales de distribución.⁴⁵

Otro problema fundamental es la gestión y el mantenimiento necesario para asegurar la calidad de los servicios ofrecidos. La dificultad técnica de realizar esta gestión en zonas muy alejadas se suma al bajo consumo y poca capacidad de pago de los usuarios, lo que hace que el negocio no sea atractivo para las empresas tradicionalmente distribuidoras de estos suministros. En la mayoría de los casos, será necesario que, de una u otra forma, las propias comunidades

⁴⁵ «Tecnologías para el desarrollo humano en las comunidades rurales aisladas». Capítulo 2. Real Academia de Ingeniería de España. 2011.

deban asumir la totalidad, o al menos alguna parte, de esta gestión. En la mayoría de los casos, será necesario identificar un modelo de gestión local adecuado para cada una de estas comunidades. Para que esto sea posible, será obligado dotar a estas comunidades de la formación y capacitación necesarias. Ello va a requerir un esfuerzo especial de sensibilización y capacitación local y un seguimiento permanente desde entidades externas durante un tiempo que puede ser muy variable. También resulta imprescindible dotar a las comunidades de la necesaria formación para el uso adecuado de los servicios ofrecidos. Hay que tener en cuenta que las tecnologías que se ponen a su disposición son completamente nuevas y desconocidas para ellos.

La gestión comunitaria

La experiencia, los avances tecnológicos y la persistente ausencia de interés por parte de las entidades distribuidoras convencionales de actuar en estas zonas, ha llevado a configurar un modelo de «gestión comunitaria» que ha venido siendo mejorado durante las últimas décadas, tanto en los servicios de agua y saneamiento, como de energía. El modelo se basa en la necesidad de garantizar el protagonismo de las comunidades, no solo en la fase de implementación de los sistemas sino durante la gestión de los mismos y, específicamente, en su operación y mantenimiento preventivo. El modelo reconoce la necesidad de pagar por los servicios para recuperar los costes de la gestión, operación, mantenimiento y reposición de equipos.

Pero la gestión comunitaria no es un modelo fácilmente replicable. Se trata de un tema complejo, que trasciende a los aspectos meramente tecnológicos y tiene que ver, también, y esencialmente, con cuestiones sociales, políticas, culturales, financieras y económicas, que no siempre se tienen en cuenta de forma consecuente y en toda su amplitud. No se trata de construir infraestructuras que puedan permitir el acceso a algo, se trata de proporcionar los servicios deseados de forma continuada y con la calidad necesaria. Para ello se requieren algunas consideraciones esenciales:

- El servicio ofrecido debe responder a una verdadera necesidad, identificada y reclamada por la comunidad, y poder dar satisfacción a las expectativas que se generen durante el proyecto.
- La tecnología ofrecida debe ser apropiada a la zona de actuación y no requerir materiales o equipos difíciles de encontrar en los alrededores locales.
- Las comunidades deben participar activamente en el diseño y ejecución del proyecto y en la toma de las decisiones relevantes, incluyendo adecuadamente a las mujeres.
- Debe establecerse alguna modalidad de organización, que se encargue de todos los aspectos relacionados con la gestión general y la operación, mantenimiento y aprovechamiento de las instalaciones, en la medida en que la

comunidad deba asumir estas responsabilidades, y se les debe dotar de la capacitación necesaria.

- Deben estimarse correctamente los costes que puede suponer la operación y el mantenimiento de las instalaciones durante toda su vida útil, en todos sus aspectos técnicos y de gestión.
- Se deben prever las condiciones financieras necesarias para que las tarifas que deban abonar los usuarios para satisfacer estos costes sean adecuadas a su capacidad de pago.
- Se deben articular procedimientos para garantizar el apoyo a la gestión comunitaria, especialmente en aquellos aspectos que no pueden ser cubiertos por las comunidades.
- Es especialmente necesario el apoyo continuado para el mantenimiento de los sistemas y para la implantación de sistemas administrativos y financieros, el cumplimiento de la legislación vigente, la resolución de conflictos, la planificación, etc. Las autoridades públicas de nivel estatal tienen, evidentemente, la principal responsabilidad de esta ayuda, y deben definir un modelo institucional que tenga en cuenta las singularidades de estas zonas y de estos tipos de suministros descentralizados, y elaborar planes y normas específicos que permitan la puesta en marcha de los servicios necesarios de forma equitativa y universal. Las administraciones locales deberán estar capacitadas para realizar las competencias que tengan establecidas, pues su papel en la vigilancia de la calidad de los servicios es esencial.

Las instituciones de la sociedad civil, las universidades, las ONGs u otras entidades promotoras de los proyectos deberán ofrecer un apoyo a las comunidades locales por el tiempo que sea necesario para asegurar que se van a mantener las capacidades adquiridas durante el proyecto.⁴⁶

La gestión conjunta de los servicios de agua y energía

A pesar de las reticencias encontradas durante algún tiempo, la evolución tecnológica, en especial el importante avance de las energías renovables y su introducción a través de sistemas descentralizados en el sector rural, hace que al día de hoy, haya encontrado asiento la convicción de que los servicios de agua requerirán cada vez en mayor medida el aporte de energía y al revés: y que para conseguir la sostenibilidad de ambos servicios, será imprescindible una visión y tratamiento conjunto de ellos. En el caso de las comunidades más aisladas, abordar los servicios de agua y energía conjuntamente, ofrece sinergias de interés. Las posibles sinergias se encuentran tanto en los proyectos energéticos a los cuales se puede añadir una vertiente agua –el sobrante de energía produci-

⁴⁶ «Tecnologías para el desarrollo humano en las comunidades rurales aisladas». Capítulo 5. Real Academia de Ingeniería de España. 2011.

da se usa para la obtención de agua— como en proyectos de agua, en este caso, la propia agua captada puede ser aplicada a la producción de energía. También la fuente de energía aplicada a la obtención de agua puede suministrar energía sobrante dedicada a otros usos. La experiencia en este campo, ha permitido identificar una serie de características comunes a la mayoría de los proyectos de acceso a agua y energía en comunidades aisladas y a elaborar una serie de recomendaciones para optimizar la eficiencia de los proyectos emprendidos, asegurar su sostenibilidad en el medio y largo plazo, y satisfacer adecuadamente las necesidades y deseos de las comunidades, su calidad de vida y su necesario desarrollo.

La tecnología solar, o fotovoltaica, se presenta como una de las mejores respuestas actuales a este desafío gracias a la importante bajada de costes experimentada en los últimos años. Las tecnologías micro-hidroeléctrica y eólica, según las condiciones locales, también constituyen soluciones adecuadas en su caso. Lo esencial es haber estudiado bien las condiciones de la zona, estimados sus recursos naturales —especialmente viento y agua—, las condiciones de suministro de materiales y otros recursos, y la cultura y capacidades de que dispongan las comunidades. Las tecnologías que se adopten deben ser las más apropiadas para cada zona concreta.

En el caso específico de la micro-hidroeléctrica merece la pena hacer algún comentario de tipo técnico; su implantación sería óptima en aquellos poblados en los que ya exista una tubería forzada para la traída de agua por gravedad que conduce agua a un depósito con o sin cuenco amortiguador, donde se rompe carga, para posteriormente, distribuir el agua al poblado. En este caso, el turbogenerador se puede instalar a la entrada del depósito/cuenca, en paralelo a la tubería principal, de modo que aprovecharía el exceso de presión existente, que de otra forma, se disiparía a la entrada del depósito o del cuenco amortiguador. Aunque no exista tal traída de agua, también es factible la derivación de una parte del caudal de un río para llevarla a una tubería forzada y de allí a una turbina. Se consigue de esta manera satisfacer la demanda energética de la población con una energía barata y 100% limpia, libre de emisiones contaminantes, alargando además la vida útil de los elementos sometidos a la rotura de carga, tales como válvulas reguladoras y reductoras, cuencos amortiguadores, y hasta el propio depósito.

En su conjunto, las tecnologías de energías renovables son las únicas que combinan la capacidad de resolver las carencias locales de energía, sin comprometer la calidad del medio ambiente ni crear dependencia económica de combustibles fósiles. Con estas soluciones se consigue sustituir el empleo de grupos electrógenos, eliminando con ello la dependencia del combustible para su uso y la emisión de gases contaminantes que lleva implícito su combustión.

Los gobiernos de los países concernidos reconocen esta oportunidad y muestran interés en fomentar la implantación de sistemas basados en energías renovables, tanto para el suministro de electricidad, como de agua. Para ello,

hasta ahora, se habían venido encontrando con poco interés por parte de las empresas eléctricas tradicionales presentes en su territorio, cuyo modelo, basado esencialmente en la generación centralizada y la distribución por redes de larga distancia no concuerda con la filosofía de generación distribuida. Afortunadamente hoy, muchas de estas empresas están incorporando a su negocio los nuevos modelos de generación distribuida más adecuados a las distintas características de las zonas aisladas.

En los proyectos destinados a satisfacer cualquier otro servicio básico para las CRA, sean de salud, educación, o de cualquier otro tipo, una vez constatada la interdependencia del agua y de la energía, y la necesidad de disponer de ambos como recursos transversales necesarios para potenciar cualquier proyecto de desarrollo, se ha contrastado la conveniencia de incluir también estos suministros, en cualquiera de ellos, y abordarlos desde la misma formulación de los proyectos, en lugar de tratarlos como un añadido secundario o incluso de obviar su propia necesidad. Un aspecto determinante que justifica la conveniencia de ampliar el alcance de un proyecto para integrar en él una vertiente adicional, sea esta de agua, de energía, o ambas, según las condiciones locales, es el aprovechamiento de los recursos movilizados en torno a un proyecto: logística de elaboración del proyecto, búsqueda de financiación, así como los medios humanos y técnicos desplegados sobre el terreno. La elaboración de un proyecto y su ejecución movilizan unos recursos importantes, tantos humanos como técnicos y económicos, y durante un tiempo a veces extendido.

Esta lógica es coherente también con una visión programática de los proyectos, según la cual su impacto se multiplica cuando se funden en un conjunto de actuaciones en la misma zona, es decir un programa; los proyectos tienden a reforzarse mutuamente porque los beneficios de una acción revierten en positivo sobre otra y a la inversa, activando sinergias y aumentando el impacto. Ante cualquier proyecto de desarrollo, el hecho de abordar las problemáticas del agua y de la energía de forma aislada, y a veces solo como actuación paliativa de una carencia, se traduce en costes más elevados, y tiende a producir resultados inferiores a los que se consiguen integrando estos dos suministros en el proyecto desde el principio. La falta de preparación y de experiencia de las organizaciones, sobre todo en la vertiente de energía, tiende a resultar en una falta de optimización de los recursos y en una operatividad restringida de las realizaciones. El agua y la energía no son recursos accesorios, sino esenciales que merecen la atención prioritaria de los diseñadores de cualquier proyecto de desarrollo.

Las sinergias desplegadas van más allá del aspecto técnico, incorporan también la dimensión económica, debido a la optimización de los recursos: una misma base de recursos financieros, humanos y organizativos se dedica a un abanico ampliado de metas de un proyecto y por tanto a la ampliación de sus impactos. Por ejemplo, si el mismo montaje de generación fotovoltaica se emplea para extraer agua por bombeo y, por añadido, para proveer de alumbrado a una institución, se habrá duplicado el impacto con una inversión poco superior a la

necesaria solo para el bombeo de agua, y aprovechando toda la infraestructura del proyecto –estudio y formulación, subvenciones, logística, etc.–.

Otros ejemplos son:

- Aprovechar la energía cinética de una traída de agua en altitud (hidroeléctrica).
- Añadir un componente de suministro de alumbrado a una instalación de extracción de agua por bombeo fotovoltaico.
- Añadir el suministro de electricidad desde una estación eólica de bombeo de agua.
- Ampliar la potencia de una turbina hidroeléctrica más allá de los usos específicos previstos para incluir el accionamiento de bombas de agua para riego.
- Accionar por medio de estaciones solares móviles unas bombas de riego con baja altura de agua.

En este último ejemplo se aprecia la conexión directa entre disponibilidad de agua y de energía y seguridad alimentaria.

Casos prácticos de gestión de los recursos del nexo

Se describen a continuación algunos ejemplos de gestión de los recursos del nexo agua, energía alimentos en los que se ha buscado su sostenibilidad respetando el medioambiente.

Kenia: La Eco-aldea de Nyumbani⁴⁷

A 170 Km al Este de Nairobi se encuentra la Eco-aldea de Nyumbani, una institución gestionada por la ONG «Amigos de Nyumbani. Children of God Relief Institute», que acoge niños huérfanos abandonados –que perdieron a sus padres como consecuencia de la pandemia de SIDA que diezmo a su generación– y a 100 mujeres mayores que quedaron igualmente desprotegidas por la pérdida de sus hijos, en calidad de cabezas de familia y cuidadoras.

La población infantil, que incluye desde recién nacidos a adultos, está estructurada en «familias» de 10 niños bajo la tutela de una abuela, que hace de madre para ellos, alojados en viviendas unifamiliares. Están ya construidas y habitadas las 100 viviendas, rodeadas de huertos familiares y pequeñas granjas para la cría de gallinas y conejos.

La Eco-aldea proporciona a los residentes alimentación, atención médico-sanitaria y psicológica y, así mismo, educación, desde la escuela infantil a la formación profesional, con talleres diversos y escuelas de confección y de peluquería,

⁴⁷ Fuentes: ONG «Amigos de Nyumbani. Children of God Relief Institute» y Energía sin Fronteras.

de forma que al salir de la aldea puedan incorporarse como miembros productivos a la sociedad.

En el ideario fundacional de la Eco-aldea figura el que llegue a ser auto gestionada y sostenible sin ayuda económica externa, y también que sea enteramente respetuosa con el medio natural que la rodea.

La sostenibilidad económica, aún no conseguida, descansa sobre cuatro pilares fundamentales: La autosuficiencia energética, la gestión equilibrada de los recursos hídricos, la generación de alimentos en cantidad y variedad suficiente y la generación de ingresos complementarios derivados de su actividad económica.

A la autosuficiencia energética ha contribuido decisivamente la Fundación Energía sin Fronteras (ESF) que, con la ayuda de SunPower, Hidroeléctrica del Cantábrico, Iberdrola y otros donantes, completó en 2014 la instalación de un campo solar fotovoltaico con una potencia instalada de 44,3 KW, que suministra energía eléctrica a los talleres del instituto politécnico, con un ahorro de 30.000 € anuales de combustibles fósiles. La energía sobrante que proporciona el campo solar se emplea para bombear agua de pozos y presas de sus terrenos, que se utiliza en los proyectos agrarios. Las viviendas, que aún no disponían de electricidad, están siendo equipadas con paneles fotovoltaicos. Para cocinar disponen de cocinas económicas alimentadas por biomasa procedente de plantaciones renovables dentro del complejo.

Dada la naturaleza semi-árida de los terrenos, los recursos hídricos son limitados y marcados por la estacionalidad. A esta situación se hace frente con toda clase de medidas de ahorro y reciclaje, como la recogida de aguas pluviales y el reciclaje de aguas grises para su uso posterior en el riego por goteo de los huertos familiares. Los terrenos comunitarios de regadío utilizan agua bombeada, distribuida igualmente por goteo. La Eco-Aldea ha construido presas de arena para retención y filtración al subsuelo de agua durante la estación lluviosa. Estas aguas son bombeadas a los depósitos de la aldea.

Al autoabastecimiento alimentario contribuye la agricultura familiar y comunitaria, de la que se obtiene toda clase de productos de huerta. El aporte proteínico y los productos lácteos se obtienen de la cría de vacas, cabras, gallinas, conejos, y de tilapa –un pescado originario de Kenia–.

El cuidado del medioambiente se manifiesta en medidas como la prohibición de introducir en la Eco-Aldea cualquier material que pueda convertirse en residuo no-degradable, y el uso exclusivo de fertilizantes naturales, obtenidos a partir de excrementos animales y humanos. La orina se usa eficazmente para combatir las termitas.

El principal proyecto productivo de la aldea para generar ingresos, es el llamado «Trees 4 Children», con ayuda de la cooperación norteamericana y de otros donantes internacionales. Consiste en la reforestación de terrenos del complejo con árboles de la especie *Melia Volkensii*, de crecimiento rápido y alto valor maderero, a razón de 12.000 árboles anuales durante 10 años. En 2018 se habrán

plantado los 120.000 árboles previstos y comenzará su explotación comercial. También se comercializan productos de artesanía realizados por las abuelas y muebles y estructuras metálicas fabricados en sus talleres.

Sri-Lanka y Malawi. Agro-silvicultura para la electrificación rural⁴⁸

La agro-silvicultura maneja una serie de técnicas para mejorar la fertilidad del suelo y aumentar las cosechas, mejorando la seguridad alimentaria y los ingresos de los agricultores. Una de esas herramientas es la denominada *intercropping* o cultivos complementarios; que consiste en sembrar, en un mismo terreno, ciertas especies arbóreas que aportan nitrógeno y materia orgánica al suelo, junto con plantas de ciclo anual para producción de alimentos, las cuales multiplican dramáticamente su rendimiento gracias a esta asociación, sin necesidad de abonos minerales. En Malawi, distribuyendo uniformemente árboles de *Gliricidia Sepium*, una leguminosa de crecimiento rápido, en plantaciones de maíz, consiguen un rendimiento medio de 3,7 toneladas por hectárea, comparados con 0,5 a 1 Ton/Ha en ausencia de gliricidia o de abonos minerales. En Sri-Lanka se asocia eficazmente la gliricidia con cultivos de cocoteros.

Una aplicación más sofisticada del *intercropping*, ya disponible comercialmente, consiste en aprovechar el biocombustible producido por los árboles para la generación eléctrica en un esquema energía-alimentos. Para ello se sitúa una central termoeléctrica de 1 a 10 MW en el entorno de cultivos de maíz, –que pueden ser de múltiples pequeños granjeros–, en los que se han plantado gliricidias siguiendo una distribución uniforme, preestablecida. La poda periódica de estos árboles produce hojas de alto contenido proteínico que pueden usarse como forraje para el ganado, o como fertilizante, y ramas que sirven como biocombustible en la central eléctrica, que cubre las necesidades energéticas de la zona. Las plantaciones de gliricidia junto a los poblados pueden proporcionar, así mismo, leña para cocinar, evitando a las mujeres y niños la pesada carga de acarrearla desde terrenos públicos, y al medioambiente la deforestación que producen.

Japón: Producción simultanea de energía eléctrica y cosechas⁴⁹

El concepto de coproducción de energía y alimentos, conocido como *Solar Sharing*, o «sol compartido» se introdujo en Japón en 2004. La idea que lo preside es que, más allá de un determinado nivel de insolación, las plantas no aumentan su ritmo de fotosíntesis, de forma que la insolación «sobrante» puede utilizarse para producción de energía.

Se han desarrollado en Japón varios proyectos en que se sitúan paneles fotovoltaicos elevados sobre los cultivos, dispuestos a intervalos que permiten el

⁴⁸ Fuente: Renewable Energy in the Water, Energy & Food Nexus. IRENA. 2015.

⁴⁹ Fuente: Renewable Energy in the Water, Energy & Food Nexus. IRENA. 2015.

movimiento de las máquinas y permiten suficiente incidencia solar sobre las plantas para la fotosíntesis. En uno de ellos, en la prefectura de Chiba, se han situado 348 paneles FV a 3 metros del suelo sobre una granja de 750 m² en el que se cultivan cacahuets, batatas, pepinos, berenjenas, tomates y calabazas, lográndose una producción eléctrica anual de 35.000 KWh anuales sin detrimento de la producción agrícola.

La India: Energía solar sobre los canales⁵⁰

En La India se ha desarrollado una planta solar fotovoltaica de 1 MW cubriendo un tramo de 750 metros de un canal de regadío con paneles solares que, al tiempo que ahorran terreno cultivable para situar los paneles, reducen significativamente las pérdidas de agua por evaporación. La planta produce 1,53 GWh de electricidad al año y ahorra 9.000 metros cúbicos de agua diarios por pérdidas por evaporación. Este experimento ofrece interesantes oportunidades para ahorro de agua y de suelo cultivable en la red de canales india, que alcanza 19.000 Km. Si se llegara a cubrir el 10% de la red de canales con paneles solares, esto supondría la conservación de 4.400 hectáreas de terreno y el ahorro de, aproximadamente 20 millones de metros cúbicos de agua al año.

Otra iniciativa para ahorro de energía en la producción de alimentos en la India es su plan, anunciado, de sustituir 26 millones de bombas de extracción de aguas subterráneas para riego, por bombas solares. El ahorro de recursos que este cambio supondría sería enorme. Como ejemplo, la sustitución de 5 millones de motobombas con generador diésel por bombas solares supondría un ahorro de 18,7 gigawatios (GW) equivalentes de potencia instalada, 23,3 terawatios-hora de electricidad, 10 millones de metros cúbicos de combustible diésel y 26 millones de toneladas de emisiones de dióxido de carbono.

Capitales de África Occidental. La agricultura urbana y periurbana⁵¹

El continente africano ha experimentado un proceso de urbanización continuado desde el acceso a la independencia de los países, que ha atraído a la periferia de sus grandes ciudades a gran cantidad de campesinos pobres, en busca de mejores condiciones de vida. Esto ha dado lugar al desarrollo de la agricultura urbana y periurbana y, en menor medida, a la ganadería lechera y la avicultura, actividades que tienen, todas ellas, un impacto social beneficioso por la generación de empleo y la contribución a la seguridad alimentaria que proporcionan.

Las principales dificultades con que se encuentra la agricultura periurbana son el acceso a la tierra cultivable –por la que todos compiten y que a nadie per-

⁵⁰ Fuente: Renewable Energy in the Water, Energy & Food Nexus. IRENA.2015.

⁵¹ Extraído de: *Agriculteurs dans les villes africaines*. Éditions Karthala. IAGU. Crepos. 2009.

tenece legalmente– y el acceso al agua en condiciones de salubridad y coste aceptables.

El acceso al agua, problema acuciante en toda el África Occidental, se agrava en los barrios pobres por falta de acometidas, pérdidas en la red o falta de ingresos para pagar el servicio. Esto ha llevado a buscar fuentes alternativas de agua fácilmente accesibles, de las cuales la más abundante y barata la constituyen las aguas residuales de origen industrial o doméstico, que suelen evacuarse por canalizaciones, generalmente sin tratamiento previo, al mar, a los ríos, o directamente a las vías públicas.

Las aguas residuales son ricas en NPK (nitrógeno, fósforo y potasio) y otros nutrientes de los que carecen el agua potable o las aguas superficiales. Por lo mismo, su uso reduce el aporte necesario de abonos orgánicos o minerales.

Sin embargo, la utilización de estas aguas para regar entraña un importante riesgo para la salud, debido a la toxicidad de sus contaminantes. Las de origen industrial suelen contener metales pesados, que pueden producir saturnismo. Las aguas de origen doméstico suelen contener elevados niveles de micro-organismos fecales, tan peligrosos como los anteriores, que en algunos casos sobrepasan las recomendaciones de la OMS para el agua de riego, por un factor de 100. El impacto más frecuente de estas prácticas son las diarreas y otras infecciones parasitarias entre los horticultores y sus familias, pero también pueden ser causantes de otras patologías, como el cólera y la gastroenteritis, entre la población que consume las verduras contaminadas sin lavar.

Si bien esta situación sanitaria es inasumible, –de hecho el riego con aguas fecales está prohibido en la mayoría de los países–, deberían investigarse fórmulas que hagan compatible la práctica de la agricultura urbana, que presenta un impacto socioeconómico positivo y contribuye a la seguridad alimentaria de muchas familias, con la seguridad sanitaria exigible.

Una posible solución sería proporcionar a las aguas residuales un tratamiento previo, suficiente para su uso en regadíos, con técnicas extensivas, como las lagunas de plantas macrofitas para la digestión de los gérmenes patógenos. Estas instalaciones, que tienen un coste de inversión, –que podría estar subvencionado por los gobiernos–, un 50% inferior al de las técnicas intensivas en los países del Norte, funcionan con energía solar y no requieren mano de obra especializada para su operación. Esto les da un valor añadido en el contexto del Nexo agua energía alimentos, y permitiría reservar el agua potable para usos domésticos alimentarios e higiénicos.

Composición del grupo de trabajo

- Coordinador:** **D. CLAUDIO ARANZADI**
*Ingeniero Industrial y Economista.
Exministro de Industria y Energía.*
- Secretario:** **D. FRANCISCO JOSÉ BERENGUER HERNÁNDEZ**
*Teniente coronel del Ejército del Aire.
Analista principal del IEEE.*
- Vocales:** **D. ENRIQUE LOCUTURA RUPÉREZ**
Ingeniero de minas.
- D. GONZALO SIRVENT ZARAGOZA**
Contraalmirante de la Armada.
- D. IGNACIO FUENTE COBO**
*Coronel del Ejército de Tierra.
Analista principal del IEEE.*
- D. RAÚL CARDOSO MAYCOTTE**
*Ex Embajador, Consultor y Senior Adviser en temas de energía.
Director General de Prisma Integral Gestión S.L.*
- D. MARIANO CABELLOS VELASCO**
Presidente de la Fundación Energía sin Fronteras.



COMITÉ ESPAÑOL
Consejo Mundial de la Energía



CLUB ESPAÑOL
DE LA ENERGÍA



Instituto Español de Estudios Estratégicos

Patrocinado por:



CEPSA



IBERDROLA



REPSOL



PUBLICACIONES
Pd
DE DEFENSA



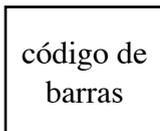
GOBIERNO
DE ESPAÑA



MINISTERIO
DE DEFENSA

SECRETARÍA
GENERAL
TÉCNICA

SUBDIRECCIÓN GENERAL
DE PUBLICACIONES
Y PATRIMONIO CULTURAL



código de
barras