Ministerio de Economía
y Competitividad
Núm. 886 SEPTIEMBRE-OCTUBRE 2015

Revista de Economía
ICE
Información Comercial
Española

Transformaciones en los mercados energéticos

ICE

INFORMACIÓN COMERCIAL ESPAÑOLA
Secretaría de Estado de Comercio
MINISTERIO DE ECONOMÍA Y COMPETITIVIDAD

Consejo Científico
Fernando Becker, Luis Gámir, Jaime Requeijo, Pedro Schwartz, Ramón Tamames, Gabriel Tortella, Félix Varela, Juan Velarde.

Consejo de Redacción
Santiago Asensio Merino, Mikel Buesa Blanco, Esther del Campo García, Carmen Cárdeno Pardo, Juan Ramón Cuadrado Roura, Jorge Dajani González, Juan José Durán Herrera, Antonio José Fernández-Martos Montero, Luis Gámir Casares, Francisco Javier Garzón Morales, Rodrígo Madrazo García de Lomana, José María Marín Quemada, Vicente José Montes Gan, Pablo Moreno García, María Flavia Rodríguez-Ponga Salamanca, Rosa Mª Sánchez-Yebra Alonso, Joaquín Trigo Portela.

Directora
Ana de Vicente Lancho

Jefa de Redacción
Mercedes Barreno Ruiz

Redacción
Pilar Herrero, Rosario Blanca Sama y María Jesús Liceranzu

Portada
Sprint Comunicación Visual

Diseño gráfico
César Bobis y Manuel A. Junco

Redacción
Paseo de la Castellana, 162, 12ª planta. 28046 Madrid
Teléfono: 91 349 39 76
Fax: 91 349 35 80

Distribución y suscripciones
Paseo de la Castellana, 162. 28046 Madrid
Teléfono: 91 603 79 97/93
distribuciónpublicaciones@mineco.es

La *Revista ICE* se encuentra en las siguientes bases bibliográficas: *Journal of Economic Literature* (JEL), *EconLit, ECONIS, SOC, Dialnet, Latindex y OCLC.*
Sus índices de impacto aparecen en *IN-RECS.*

ICE no se solidariza con las opiniones en los artículos que publica, cuya responsabilidad corresponde a los autores.

Cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública o transformación de esta obra solo puede ser realizada con la autorización de sus titulares, salvo excepción prevista por la ley. La Editorial, a los efectos previstos en el art. 32.1 párrafo 2 del vigente TRLPI, se opone expresamente a que cualquier fragmento de esta obra sea utilizado para la realización de resúmenes de prensa. La suscripción a esta publicación tampoco ampara la realización de estos resúmenes. Dicha actividad requiere una licencia específica. Diríjase a CEDRO (Centro Español de Derechos Reprográficos) si necesita fotocopiar o escanear algún fragmento de esta obra, o si quiere utilizarla para elaborar resúmenes de prensa (www.conlicencia.com; 91 702 19 70 / 93 272 04 47)

Maquetación e impresión: Punto Verde S.A.
ISSN: 0019-977X
ISSN electrónico: 2340-8790
Depósito legal: M. 3.740-1958
NIPO: 720-15-119-0
eNIPO: 720-15-120-3
Catálogo general de publicaciones oficiales
http//publicacionesoficiales.boe.es
Copyright: Información Comercial Española, 2010

ICE

MINISTERIO DE ECONOMÍA Y COMPETITIVIDAD INFORMACIÓN COMERCIAL ESPAÑOLA *Secretaría de Estado de Comercio*

TRANSFORMACIONES EN LOS MERCADOS ENERGÉTICOS

SUMARIO

A modo de introducción 3
Jaime Requeijo

El mercado del petróleo: una revisión del último ciclo y perspectivas a medio y largo plazo 13
Antonio Merino García
y Rodnan García Ramírez

La compra de petróleo: gestión y aspectos técnicos de su comercialización 25
Jaime Fernández-Cuesta Luca de Tena

Evolución y predicción a corto plazo de la demanda de productos petrolíferos en España 37
Antonio Merino
y Rebeca Albacete

El precio del petróleo: relación con otros mercados e implicaciones para la competitividad industrial 59
Eloy Álvarez Pelegry

Notas sobre la eficiencia energética en España 71
Eloy Álvarez Pelegry
e Iñigo Ortiz Martínez

Petróleo y geopolítica: gobernanza por otros medios 83
Meliyara Consuegra Díaz-Granados,
Gonzalo Escribano Francés
y Javier Valdés Lucas

El petróleo como arma política 99
Florentino Portero Rodríguez

TRIBUNA DE ECONOMÍA

Aplicación de la Directiva 2003/87/CE en Castilla y León. Un análisis por provincias 111
Mª Ángeles Fernández López,
Yolanda Fernández Fernández,
Blanca Olmedillas Blanco
y David González Hernández

LOS LIBROS
Notas críticas 129

CONTENTS
Contents, abstracts 135

Coordinador: Jaime Requeijo

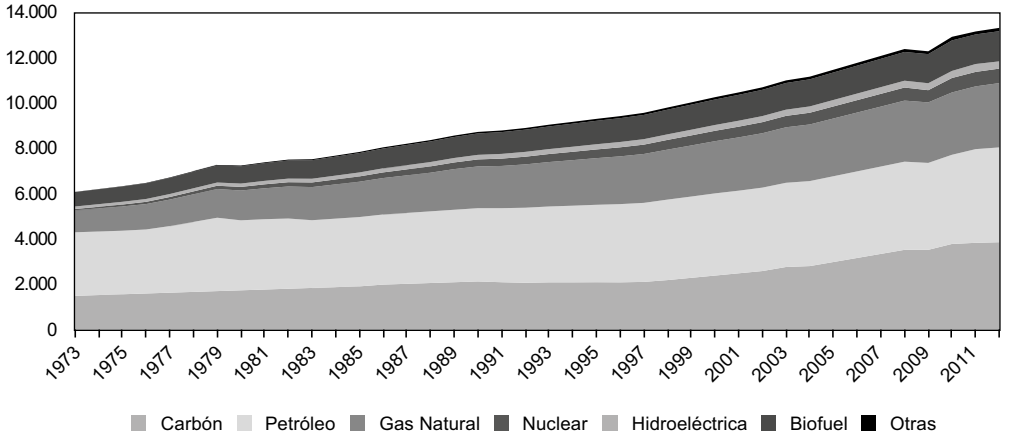
A MODO DE PRESENTACIÓN

*Jaime Requeijo**

El petróleo ha condicionado la evolución de la economía mundial en los Siglos XX y XXI, por una simple razón que puede apreciarse en el Gráfico 1: desde mediados del siglo pasado hasta el momento presente ha sido el principal combustible en la producción global de energía.

GRÁFICO 1

OFERTA MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA, 1973-2012
(En millones de toneladas equivalentes de petróleo)



FUENTE: Agencia Internacional de Energía.

Cierto es que desde 1973 hasta la actualidad su aportación se ha reducido, pasando del 46,1 al 31 por 100 en 2012, pero no es menos cierto que sigue representando un tercio aproximado del consumo total y que, por sus características, puede generar nuevas perturbaciones energéticas. Esas características son: una desigual distribución de las reservas, la existencia de un mercado total o parcialmente cartelizado y el considerable impacto de su precio sobre la capacidad de crecimiento de las economías.

* Técnico Comercial y Economista del Estado. Catedrático Emérito de Economía Aplicada.

Un reflejo muy directo de la desigual distribución de reservas se encuentra en el Cuadro 1, donde aparecen los cinco principales productores y los cinco consumidores de petroleo más importantes:

CUADRO 1

PRINCIPALES PAÍSES PRODUCTORES Y CONSUMIDORES DE PETROLEO, 2014 (En millones de toneladas)

Productores	MTm.	Consumidores	MTm.
Arabia Saudita	543	Estados Unidos	836
Federación Rusa	534	Unión Europea	592
Estados Unidos	519	China	520
China	211	Japón	196
Canadá	209	India	180

FUENTE: Agencia Internacional de la Energía.

Nótese la posición dominante de Arabia Saudita y la Federación Rusa con producciones muy superiores a su consumo; y adviértase también, por un lado, la debilidad de la Unión Europea (cuya producción total en 2014 fue de 67.000.000 de Tm.) y, por otro, la dependencia de los grandes países asiáticos del petróleo importado.

La cartelización ha constituido otro rasgo singular del mercado del petróleo. En 1928 Henry Deterding, presidente del consejo de administración de la Royal Dutch Shell, invitó a los presidentes de la Standard Oil de New Jersey y de la Anglo Iranian a una cacería de urogallos en su pabellón de caza de Achnacarry, en las tierras altas de Escocia. La reunión no fue sólo cinegética, porque de lo que se trataba era de regular el mercado mediante una cláusula, la Gulf Plus, en virtud de la cual el precio del crudo, con independencia de su lugar de extracción, debería ser el precio del petróleo del Golfo de México más el coste de transporte desde el Golfo de México hasta el lugar de entrega. Era la forma de hacer rentables las explotaciones de esa zona de costes elevados. A ese acuerdo se sumaron posteriormente los presidentes de Gulf, Texaco, Standard de California y Mobil Oil. Así se había constituido el cártel de las siete hermanas, cártel que regularía mercados y precios hasta la Segunda Guerra Mundial; hasta que los Gobiernos americano e inglés se negaron a aceptar unos precios que, en el fondo, significaban que su esfuerzo bélico se veía encarecido por el poder de mercado de sus grandes empresas petroleras.

Terminada la guerra y tras unos años caracterizados por la aparición de nuevas empresas pertenecientes a los países productores y otras independientes, algunos de los grandes países productores crean, en 1960, la OPEP, con la misma finalidad

que presidiera los Acuerdos de Achnacarry para cartelizar el mercado, es decir fijar cantidades y precios[1].

Nada especial sucedió durante los años posteriores a la puesta en pie de la OPEP, pese a algunos intentos del Gobierno libio para que las compañías concesionarias redujeran su producción. Con ligeras fluctuaciones, el precio del petróleo se mantuvo alrededor de los 2-3 dólares el barril. Hasta que, en el otoño de 1973, con ocasión de la cuarta guerra árabe israelí (guerra del Yom Kippur), la OPEP decidió embargar los suministros a los países que habían apoyado la causa israelita, empezando por Estados Unidos, y elevar fuertemente los precios del crudo. La presencia dominante de países árabes en la organización y el hecho de que en ese año el 54 por 100 de la producción mundial correspondiera a la Organización[2], hizo que la decisión lograse tambalear el mercado del crudo y generase el primer gran choque petrolífero, tal y como se advierte en el Gráfico 2 que muestra los vaivenes de precios a partir de ese año.

Para entender tales vaivenes de precios es necesario recordar varias de las características del mercado del petróleo. A una de ellas ya hemos hecho referencia: se trata de un mercado cartelizado, en gran medida, porque más del 50 por 100 de la exportación total procede de países de la OPEP[3]. No siempre esta condición de mercado cartelizado se traduce en elevaciones de precios porque el país dominante en la organización es Arabia Saudita y sus intereses, a medio y largo plazo, pueden reclamar, a corto, una reducción de los precios.

Del lado de la demanda no puede olvidarse el efecto de las elasticidades: a corto plazo la elasticidad-precio de la demanda, sea cual sea el país, es muy baja, y la elasticidad-renta alta. Dada su condición de combustible básico, ningún país puede sustituirlo por otro combustible de inmediato sino que necesitará tiempo para efectuar el cambio, al tiempo que el aumento de su actividad económica supondrá, también a corto plazo y con diferente intensidad, unos incrementos de demanda sostenidos. Esa combinación de elasticidades es la que convirtió el embargo de 1973 y la súbita elevación de precios, que se repetiría en 1979, en una fortísima perturbación de oferta que derivó, para gran parte de los países consumidores, en el comienzo de una larga fase recesiva[4].

Pero además, y esta es la tercera de las características que conviene resaltar, los precios internacionales del petróleo responden a una serie de factores económicos, políticos y financieros.

---

[1] Sus miembros actuales son Venezuela, Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait, Argelia, Angola, Ecuador, Libia, Nigeria, Qatar y Emiratos Árabes Unidos (EAU). Los cinco primeros son los socios fundadores de la organización.

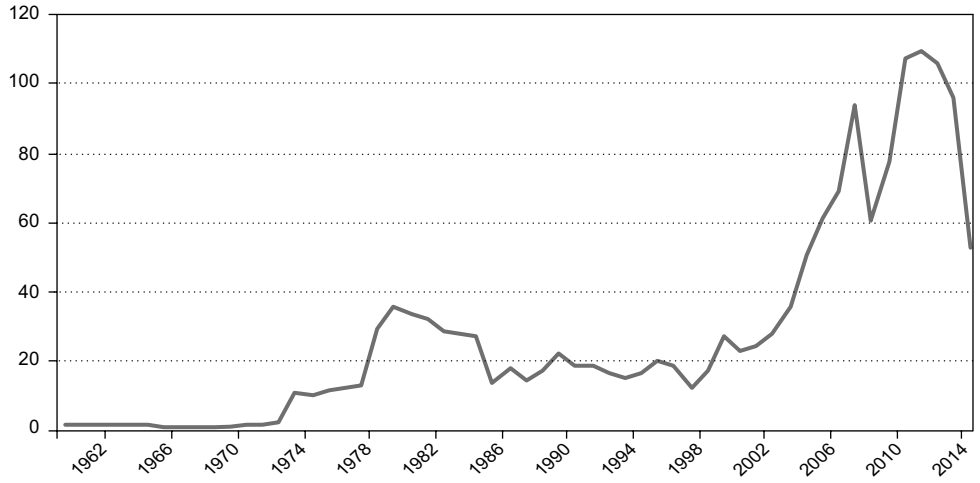
[2] El dato procede del Instituto Nacional de Hidrocarburos, Informe Estadístico 1991. El embargo no surtió el efecto deseado porque las compras de petróleo se pueden triangular pero el impacto sobre los precios fue inmediato.

[3] La propia Organización de Países Exportadores de Petróleo lo cifra en 60 por 100 en 2013, según el *OPEC Annual Statistical Bulletin*, 2014.

[4] *OCDE Economic Outlook*, julio, 1991.

GRÁFICO 2

PRECIO MEDIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO EN LA OPEP, 1960-2014
(En dólares corrientes)



FUENTE: OPEP.

La rápida expansión de algunas regiones, y por tanto su creciente demanda de energía, impulsa al alza los precios del petróleo y tanto más si se tiene en cuenta que, en muchos casos, la oferta de crudo presenta una baja elasticidad-precio porque los incrementos de capacidad pueden tardar en producirse. Por el contrario, una recesión generalizada recorta la demanda de petróleo y deprime los precios.

Ya se ha hecho referencia a la decisión política que, en 1973, disparó los precios del petróleo tras el embargo decidido entonces por la OPEP, y conviene no olvidar que varios de los países con considerables reservas de crudo son inestables desde el punto de vista político, como son los casos de Nigeria, Venezuela, Irak o Libia. Y que, por tanto, su oferta de crudo puede variar y presionar al alza el precio mundial.

Pero, además, el petróleo es un activo financiero que se negocia en mercados organizados y no organizados (*over the counter,* OTC). Más aún, el precio a futuro es el que más cuenta en esos mercados. Y, en tanto que activo financiero, su precio termina por reflejar los diferentes objetivos de los participantes en el mercado: cobertura, arbitraje, especulación, etc.

Por todas esas razones el mercado internacional del petróleo es un mercado ciclotímico, con precios que se disparan en determinados momentos y se desploman en otros, tal y como se advierte, a partir de 1973, en el Gráfico 2.

Por lo que se refiere al impacto económico de las variaciones de los precios internacionales del crudo, el efecto es inverso entre países importadores y exportadores. Si los precios se elevan y se mantienen elevados durante años, aquellos van a recibir un choque externo que, al empeorar su relación real de intercambio, recortará su capacidad de crecimiento y, muy probablemente, elevará su nivel general de precios; por el contrario estos verán acrecentado el valor de su exportación, mejorará su relación real de intercambio y su ritmo de crecimiento se acelerará. Por supuesto, una reducción sustancial y continuada del precio del petróleo actuará en sentido inverso, lo que implica que inyectará capacidad expansiva en los importadores y frenará la de los exportadores.

Hemos hecho referencia al impacto inicial de la elevación-reducción de precios y no es fácil valorar la trayectoria posterior de cada país porque las políticas económicas seguidas por los integrantes de cada bloque pueden ser muy distintas. Ante una elevación continuada de precios, un determinado país importador puede cambiar su estructura productiva y lograr ahorros energéticos sustanciales que reduzcan su dependencia exterior y eleven su capacidad competitiva . Y, en ese mismo escenario, un país exportador puede quedar sometido a lo que podríamos denominar «fuego amigo»: depender, cada vez más, de sus recursos petrolíferos y olvidar que el signo del mercado terminará por cambiar.

Pero aunque los analistas no se pongan de acuerdo sobre el impacto de los precios del petróleo, algunas cifras resultan reveladoras. Desde 1970 a 2012, período en el que se registran elevaciones y caídas, como se aprecia en el Gráfico 2, el crecimiento medio de los países exportadores fue 4,8 por 100 y el de los países OCDE importadores tan solo del 2,7 por 100[5].

El petróleo y la economía española

El petróleo ha sido, hasta el momento, el talón de Aquiles de la economía española por tres razones fácilmente comprensibles. Primero, la demanda de energía primaria se ha ido elevando de acuerdo con los ritmos de crecimiento de la economía y con la intensidad energética de la producción. Segundo, esta demanda se fue apoyando crecientemente en el petróleo aunque su participación en el balance energético haya disminuido desde el máximo alcanzado en 1973. Por último, la producción nacional de petróleo es homeopática y lo seguirá siendo, puesto que cualquier posible descubrimiento de bolsas de ese hidrocarburo genera fortísimas reacciones sociales contrarias a su explotación. Este ha sido el caso de las posibles bolsas detectadas en aguas canarias y cuya extracción ha sido abandonada, no se sabe bien si por razones técnicas o políticas.

---

[5] Cuadro 1 de RASMUSSEN,T. y ROITMAN, A. *(1994) Oil Shoks in a Global Perspective: Are they Really that Bad*? *IMF Working Paper 11/94.*

El Cuadro 2 permite observar las tres razones a las que se ha hecho referencia. Desde 1960 a 1973 transcurre el período de más rápido crecimiento de la reciente historia de España que llega a un 7 por 100 de crecimiento medio del producto total, con un 10 por 100 del producto industrial, en términos reales en ambos casos. La explicación es bien conocida[6].

CUADRO 2

EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE PETRÓLEO EN ESPAÑA, 1960-2013

Año	1960	1973	1985	2013
Energía primaria (Mtep).....	20	56	78	134
Petróleo (Mt).....	6	40	43	58
Aportación nacional (%).....	-	2	5	1
Proporción.....	29	71	57	43

NOTAS: Los datos de producción nacional proceden de las estadísticas de prospección de hidrocarburos 2011 del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, salvo el dato de 2013 que procede de CORES.
FUENTE: DIAZ FERNÁNDEZ, J.L. «Los hidrocarburos en España: cincuenta años de historia». Economía industrial, nº 349, pp.103-115.
http://www.minetur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/394/JL%20DIAZ%20FERNANDEZ.pdf

Tras el largo paréntesis de la autarquía (1939-1959) el Gobierno tomó la decisión de incorporar la economía española a los mercados mundiales, en buena medida porque la asfixia exterior impedía seguir creciendo hacia adentro. Esa apertura, conocida con el nombre de Plan de Estabilización de 1959, fue lenta y parcial, pero por el doble juego de la flexibilización interna y la apertura exterior facilitó el vertiginoso crecimiento del período, que según observamos en el Cuadro 2, casi triplicó el consumo de energía primaria y la demanda de energía casi septuplicó con la aportación del petróleo. Si bien debía ser importado al no contar con fuentes nacionales, presentaba una ventaja observable en el Gráfico 2: en ese tiempo los precios internacionales del hidrocarburo se mantuvieron estables o decrecieron, lo que significaba que en algunos períodos sus precios reales se reducían.

En síntesis, la expansión del período 1960-1973 significó una dependencia creciente de un petróleo importado, dependencia que además se acentuaba por la elevada elasticidad-renta de la demanda de energía, con 1,4 por 100 de media en ese lapso[7].

[6] FUENTES QUINTANA, E. y REQUEIJO, J. (1984) «La larga marcha hacia una política económica inevitable». *Papeles de Economía Española nº* 21.
[7] *Ibidem*.

No es de extrañar por tanto que la súbita elevación de precios acaecida en el otoño de 1973 descoyuntara la economía española, elevación que se repetiría en 1978-1979 a consecuencia de la revolución iraní y de la reducción de la oferta exportable de ese país. Si el ritmo medio de crecimiento real había sido del 7 por 100 en el período 1960-1973, en la etapa 1975-1985 fue tan solo del 1,65 por 100[8]. Los aumentos de precios del hidrocarburo habían producido, en el conjunto de la economía, notables desequilibrios, tanto en las variables monetarias como en las reales, y el resultado final fue la caída de la actividad económica y el aumento rápido del desempleo. No en vano las reuniones de la OPEP, en las que normalmente se decidían elevaciones de precios, hicieron que, al menos en España y por aquellos años, el nombre por el que se designaba a la organización fuera «Opecalipsis» y no OPEP.

A partir de 1973, la política energética española ha perseguido, con determinados vaivenes, el doble objetivo de: reducir la dependencia del petróleo importado, lo que supone hacer uso de fuentes energéticas distintas y en la medida de lo posible de origen nacional; y aumentar la eficacia energética, es decir reducir el consumo energético por unidad de producto. Ambas finalidades han informado los múltiples planes energéticos nacionales iniciados en 1973[9] y cuyos hitos pueden resumirse de la siguiente manera.

El primer plan esbozado en 1973 y convertido luego en el Plan Energético Nacional (PEN) desde 1978 a 1987, apuesta por la energía nuclear y, por supuesto, predica la necesidad de aumentar la eficiencia energética, constante que no ha experimentado variación a lo largo de los distintos planes. El PEN de 1983, aprobado tras la segunda crisis energética mundial, establece una moratoria nuclear e insiste en la necesidad de incrementar la eficiencia energética. La búsqueda de fuentes nacionales de energía, y también no contaminante, llevará al Plan de Fomento de las Energías Renovables de 1999 que apuesta porque ese tipo de energías —hidraúlica, solar, eólica, etcétera— que, en 1995 suponían el 4,09 por 100 del consumo de energía primaria, alcanzasen el 9,4 por 100 en 2010; es decir, que doblasen ampliamente su aportación[10].

El último proyecto sobre reducción de la dependencia del petróleo y mejora de la eficiencia energética figura en el Plan Nacional de Acción de Eficacia Energética 2014-2020[11]. Detrás de esa mejora de eficiencia se encuentra la Directiva 2012/27/UE

---

[8] Datos de Contabilidad Nacional para ese segundo período.

[9] Los planes y sus variantes pueden consultarse en el portal de la Secretaría de Estado de Energía. Véase, asimismo, CUERDO MIR, M. (1999). «Evaluación de los Planes Energéticos Nacionales de España, 1975-1998». En *Revista de Historia Industrial, nº 1.* Consultado en formato pdf en diciembre de 2015 en *http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:wxvJKEw7GawJ:www.raco.cat/index.php/HistoriaIndustrial/article/download/63326/84964+&cd=1&hl=es&ct=clnk&gl=es*

[10] Gráfico II.5 del Plan.

[11] Secretaría de Estado de Energía, 30 de abril de 2014. En soporte electrónico y formato pdf. Consultado en noviembre 2015 en: *https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/NEEAP_2014_ES-es.pdf*

que requiere de los Estados miembros unas mejoras constantes en los consumos energéticos.

De acuerdo con este informe, el consumo de energía primaria debe aumentar solo un 3 por 100 de 2013 a 2020, con una importante singularidad: el petróleo debe reducir su participación en un 13 por 100 y las energías renovables aumentarla en un 19 por 100[12]. Un propósito que persigue el doble objetivo al que ya se ha hecho referencia —reducir la dependencia de un combustible que ha de importarse, haciendo un uso cada vez mayor de los recursos nacionales y mejorar la eficiencia energética— pero que va a tropezar con dos dificultades. La primera de ellas se refiere a los ritmos de crecimiento: el informe proyecta un ritmo medio del 1,6 por 100 para todo el período, y la realidad comienza ya a ser distinta, lo que indica que afortunadamente el crecimiento de 2015 se va a situar por encima del 3 por 100. Por tanto, de continuar la tendencia alcista, el consumo de energía primaria aumentaría también, lo que requerirá esfuerzos adicionales de ahorro energético. La segunda tiene que ver con los problemas de algunas de las energías renovables —no olvidemos el déficit de tarifa—, dificultades que se agudizarán con ese aumento previsto de su aportación. Lo cual no significa sino que la política energética, cuyos objetivos finales son difícilmente discutibles, seguirá teniendo que hacer frente a problemas de considerable calado.

Contenido del presente monográfico

El principal propósito de este monográfico de la *Revista de Información Comercial Española* no es revisar la historia del petróleo o de la economía española, sino que se trata de un análisis del presente. Un presente caracterizado, en lo que al crudo se refiere, por la considerable reducción de su precio, fruto, a su vez, de un aumento de la oferta y una contracción de la demanda. Un aumento de la oferta cuya razón principal es el incremento de la producción norteamericana a consecuencia de la fracturación hidraúlica, *fracking*, y que ha dado lugar a que Estados Unidos deje de ser importador neto de crudos para convertirse en exportador neto. Y una reducción de la demanda que tiene mucho que ver con el debilitamiento de la economía de China, la segunda del mundo por dimensión económica y la primera por importación de crudos de petróleo.

En el primer trabajo, **Antonio Merino García**, director de estudios de Repsol, y **Rodnan García Ramírez**, coordinador del Área de Energía de la Dirección de Estudios de Repsol, examinan los principales rasgos del mercado del petróleo, analizan los ciclos del combustible, denominados «superciclos» por la duración de la fase alcista y por la notable elevación de los precios, enumerando los condicionantes de la futura evolución del mercado.

[12] Datos de la tabla 3.1.2 del Informe.

Pero los crudos de petróleo no se compran y se venden como muchas otras mercancías en las que basta un acuerdo entre vendedor y comprador. El mercado del petróleo adolece de una extraordinaria complejidad que implica la intervención de una serie de especialistas cualificados y el conocimiento profundo de los mercados a contado y a plazo. De ahí el interés del trabajo de **Jaime Fernández-Cuesta Luca de Tena**, director ejecutivo de Repsol, referido a la compra de petróleo, porque, leyéndolo, el lector no especializado comprenderá lo que ya se ha señalado —la complicada naturaleza de ese mercado— y las dificultades que entraña para los distintos operadores.

Por otro lado, los crudos de petróleo no se consumen directamente, se transforman en gasóleos, fuelóleos, gasolinas y otros muchos derivados, con demandas diferenciadas puesto que se aplican a finalidades distintas. En el artículo de **Antonio Merino** y **Rebeca Albacete**, economista senior de la Dirección de Estudios de Repsol, examinan la evolución a corto plazo de las demandas de cada grupo utilizando modelos econométricos. Un estudio, por tanto, que ofrece una imagen desagregada del mercado español de los diferentes derivados del petróleo.

Eloy Álvarez, director del Instituto Vasco de Competitividad (Elektra) de la Universidad de Deusto, examina en su artículo la relación existente entre los precios del gas y los precios derivados del petróleo, precios que, en principio, deberían mantener una cierta relación aunque en determinados casos resulte imprecisa. Este trabajo examina los *hubs* del gas (por *hub* se entiende cualquier lugar, físico o virtual, en el que los diferentes participantes en un mercado pueden realizar todo tipo de transacciones) para señalar que en Europa han logrado aumentar la transparencia de ese mercado y colaborado, por esa vía, a mejorar la competitividad de una serie de sectores industriales, en especial los intensivos en ese tipo de energía.

Ya hemos señalado que, desde el primer plan energético nacional hasta el momento, la política energética ha insistido en la necesidad de reducir el consumo de energía por unidad de producto, objetivo que persigue muy especialmente el Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2014-2020. La razón última de ese propósito es clara: si la producción de bienes y servicios requiere de aportaciones cada vez menores de energía, la dependencia energética disminuirá y, muy probablemente, la capacidad competitiva de los sectores que hayan obtenido mayores éxitos en ese esfuerzo aumentará.

La nota preparada por **Eloy Álvarez Pelegry** e **Iñigo Ortiz** sobre eficiencia energética en España permitirá al lector adentrarse en las variantes del concepto y conocer su evolución a lo largo de diferentes períodos.

Ahora bien, el petróleo no es una mercancía como otras muchas, sino que es una mercancía cargada de una «electricidad política» capaz de cambiar la relación de

fuerzas en distintas regiones del mundo y de generar estallidos bélicos[13]. Esta es la razón por la que este monográfico de *Información Comercial Española* incluye dos trabajos que analizan la actual dimensión política del petróleo.

El primero de ellos es el de **Gonzalo Escribano**, profesor de la UNED y director del Programa de Energía del Real Instituto Elcano, **Meliyara Consuegra** y **Javier Valdés**, los dos pertenecientes al Grupo de Investigación en Economía Política Internacional de la UNED. Su artículo examina la geopolítica del petróleo y revela la complejidad de las relaciones que se observan en la gobernanza energética actual, caracterizada por el exceso de oferta y la disminución de la demanda, y revela la importancia del poder como factor determinante en la geopolítica de los precios, las instituciones energéticas y los intereses de los participantes en ese gran mercado.

El segundo artículo en relación con el anterior corresponde a **Florentino Portero**. A su entender el concepto moderno de seguridad nacional debe incluir también la disponibilidad de recursos energéticos, puesto que esos recursos han servido en muchas ocasiones para que un grupo de países transfiera renta de otros, como es el caso de las dos primeras crisis energéticas. En otros casos se han utilizado para forzar voluntades políticas. Un ejemplo claro, a juicio del autor, es el de Rusia y Ucrania: la primera vendía a precios bajos el gas que la segunda necesitaba y exigía, obteniendo como contraprestación que Ucrania se mantuviera bajo su área de influencia. Tan pronto como la antigua república soviética expresó su voluntad de incorporarse a la Unión Europea, la situación cambió radicalmente y, entre otras medidas, el Gobierno ruso ha utilizado el gas que suministra a Ucrania como palanca de convicción –si bien no ha sido la única– para impedir que el propósito se cumpla. De ahí que en un mundo como el actual, en el que los peligros para la seguridad de los países se multiplican como resultado de la permanente intercomunicación, la disponibilidad de recursos energéticos no constituya solo un problema político sino también un importante soporte de la seguridad nacional.

Este monográfico dedicado al petróleo debe mucho al esfuerzo de una serie de especialistas que han facilitado una visión amplia y actual de las distintas dimensiones de ese mercado y de su relación con otros mercados. A todos ellos quiero dar las gracias por sus aportaciones y trasladar un especial agradecimiento a Pedro Antonio Merino, sin cuyo interés y aportaciones todo hubiera sido mucho más complicado.

---

[13] Es referencia obligada en este aspecto el libro de YERGIN, D. (1991): *The Prize, The Epic Quest For Oil, Money and Power.* Primera edición de Simon&Schuster, Londres.

Antonio Merino García*
Rodnan García Ramírez**

EL MERCADO DEL PETRÓLEO: UNA REVISIÓN DEL ÚLTIMO CICLO Y PERSPECTIVAS A MEDIO Y LARGO PLAZO

Desde 2001 el mercado del petróleo ha experimentado prolongadas y sostenidas subidas del precio, acompañadas de rápidas e importantes correcciones. La última caída significativa del precio, un 61 por 100, se registró entre mediados de 2014 y principios de 2015. Actualmente el mercado se encuentra en una fase alcista no exenta de volatilidad, con un aumento del 35 por 100 entre enero y mayo de 2015. Este artículo analiza la dinámica de los fundamentos, la geopolítica y la inversión financiera en el mercado del petróleo durante el denominado superciclo, y señala los factores clave a seguir en el corto, medio y largo plazo.

***Palabras clave**: petróleo, oferta y demanda, previsiones, superciclo.*
***Clasificación JEL:** L71, Q4, Q41, Q43.*

1. Los precios en el Siglo XXI: una tendencia al alza con bruscas correcciones

La evolución de los precios del petróleo a lo largo de este siglo se ha caracterizado como un superciclo por la duración de la fase alcista y por la amplitud de los aumentos de precios.

Este superciclo comienza, a grandes rasgos, con la entrada de China en la Organización Mundial del Comercio (OMC) a finales de 2001. A partir de entonces, la interacción de factores de demanda, oferta, geopolíticos y los propios de los mercados financieros llevaron al precio del crudo de calidad Brent[1] desde los 25 dólares por barril de media en 2001 a los 98 de media registrados en 2008, alcanzando un máximo histórico de 146 dólares a principios de julio de 2008.

* Economista del Estado y Director de Estudios de Repsol.
** Ingeniero Coordinador del Área de Energía de la Dirección de Estudios de Repsol.

[1] Crudo ligero europeo que sirve de referencia de precio a más de dos tercios de los crudos comercializados internacionalmente.

En el tercer trimestre de 2008 se registró el primer punto de inflexión de la etapa alcista de este ciclo. La crisis de las *subprime* trajo consigo la mayor crisis financiera global desde 1929, arrastrando a su vez al principal, aunque no único, factor impulsor del mercado del petróleo en la etapa alcista: la demanda de petróleo. En esta primera corrección importante, el precio tocó los 37 dólares el barril en diciembre de 2008, perdiendo un 75 por 100 de su valor entre máximo y mínimo en solo cinco meses.

La nueva etapa alcista que comenzó a partir de entonces tuvo como elemento propulsor clave el ajuste de la producción que efectuó la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en diciembre de 2008, con el fin de equilibrar la oferta y la demanda. Otros elementos como la política monetaria expansiva de EE UU, diversos eventos geopolíticos y los altos costes marginales de los nuevos barriles que se incorporaban en el mercado también ayudaron para que, en los siguientes dos años, el precio recuperara los tres dígitos y se estabilizara en niveles nunca antes observados de forma tan estable. Entre enero de 2011 y junio de 2014 el precio se mantuvo a grandes rasgos dentro de la banda de los 100-110 dólares por barril.

Finalmente, a mediados de 2014, el mercado volvió a sufrir otra corrección importante del precio. Esta segunda caída se gestó durante los años previos de precios altos, los cuales ejercieron un efecto de contención de la demanda de petróleo; promovieron medidas de eficiencia energética y fomentaron la inversión en nuevas fronteras de exploración y producción de hidrocarburos como los crudos ligeros de esquistos. En la última fase de corrección entre junio de 2014 y enero de 2015, siete meses consecutivos de caídas, el precio perdió un 61 por 100 de su valor. Esta corrección obliga a analizar la nueva dinámica que supone la incorporación de la oferta de crudo no convencional y la futura respuesta del cártel de la OPEP a esta nueva realidad.

En los siguientes apartados se desarrollará, en primer lugar, una breve explicación de por qué se denomina al ciclo estudiado del petróleo como un superciclo. Seguidamente se analizarán los factores determinantes y las condiciones características que han prevalecido en cada una sus etapas. Finalmente, se presentará un análisis de los factores clave y de las tendencias previsibles a corto plazo.

El superciclo del petróleo

En la última década las cotizaciones de las materias primas, en general, han alcanzado máximos históricos en términos nominales y reales. En cualquier caso, la dinámica de los precios reales del petróleo es distinta a la del resto de materias primas. En términos nominales y respecto a la media de los años 1956-1966, el precio en dólares del petróleo en 2014 fue 30 veces mayor, mientras que en términos reales fue cuatro veces superior. Por su parte, los metales están casi al mismo nivel que hace 50 años, y el nivel de precios reales de los alimentos es de solo el 50 por 100 del existente en los años sesenta (Gráfico 1).

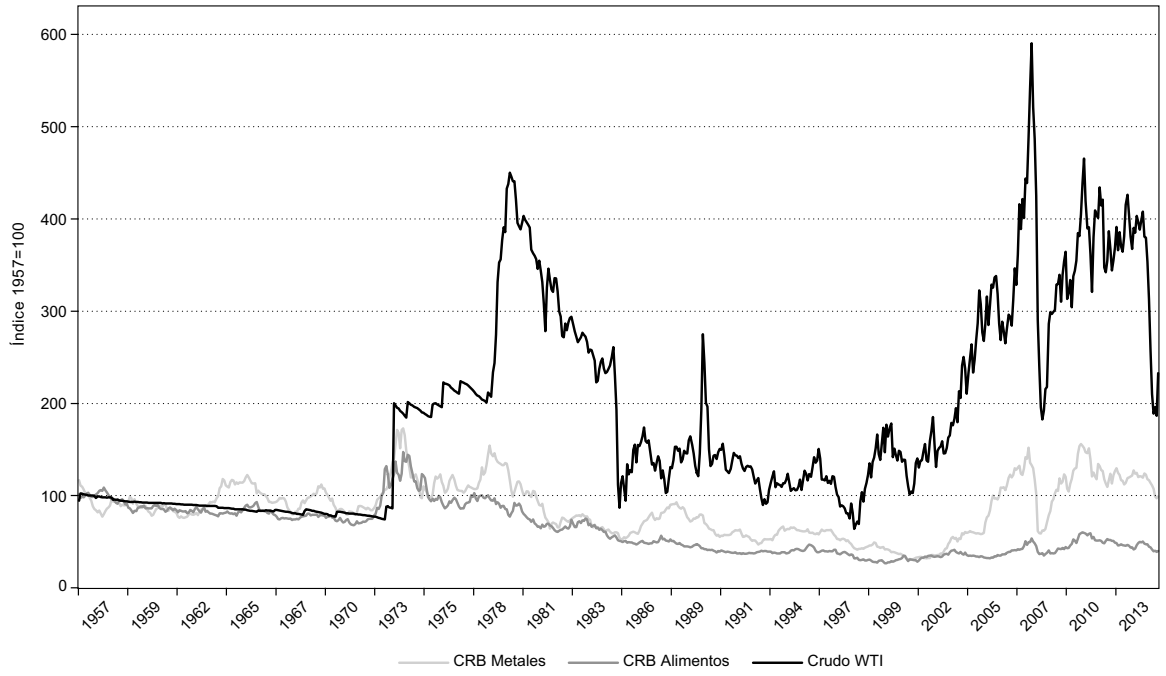
Cuando hablamos de un superciclo es porque es distinto a la mayoría de los ciclos registrados. Las dos diferencias son la amplitud o variación del precio y sobre todo la duración de la fase expansiva que, para la mayor parte de las materias primas y particularmente para el petróleo, es la más prolongada desde la Segunda Guerra Mundial.

Para definir qué se entiende por fase —o etapa— alcista o bajista dentro de un ciclo, este análisis se remite a los estudios econométricos de ciclos realizados por Bry y Boschan (1971) y por Cashin, McDermott y Scott (1999)[2]. Estos estudios definen las etapas de aumento y caída de precios dentro de un ciclo, estableciendo períodos mínimos entre valles y picos, o viceversa, de entre 6 y 12 meses. Lo importante es que la metodología de Cashin, McDermott y Scott, al trabajar en niveles (sin filtrar o suavizar las series), asegura

[2] BRY y BOSCHAN (1971) trabajaron un algoritmo de identificación de los puntos de inflexión en series temporales. Por su parte CASHIN, MCDERMOTT y SCOTT (1999) analizaron particularmente los ciclos de materias primas.

GRÁFICO 1

EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE MATERIAS PRIMAS
(Indice 1957=100)



NOTAS: CRB (Commodity Research Bureau), WTI (West Texas Intermediate).
FUENTE: BP Statistical Review 2014 y Dirección de Estudios de Repsol.

que las etapas bajistas sean identificadas como períodos de un declive absoluto de la serie y no como un período con crecimiento por debajo de la tendencia.

La primera etapa alcista del ciclo actual del petróleo es fácil de identificar. Estableciendo el comienzo del mismo en diciembre de 2001 —fecha del ingreso de China en la OMC—, tendría una duración mínima de 80 meses hasta junio de 2008. La incertidumbre viene al querer encajar las dos importantes correcciones del precio del petróleo de 2008 y 2014 dentro del ciclo. Es decir, en si corresponden o no a la etapa bajista, y por ende al final del ciclo, o si son simplemente una corrección dentro de la etapa alcista.

En la segunda mitad de 2008 el precio registró una corrección durante cinco meses consecutivos, a los cuales siguieron meses de continuos incrementos de precios hasta cotas similares a las previamente alcanzadas. En este sentido, el desplome del precio en 2008 podría considerarse una corrección de la etapa alcista del ciclo. Por su parte, en la segunda mitad de 2014 se registraron siete meses consecutivos de caídas hasta enero de 2015. Si bien, según Cashin, McDermott y Scott este período no cumple con el criterio de cantidad mínima de meses para considerarse como etapa bajista, supera los seis meses de declive absoluto de la serie que para Bry y Boschan (1971) señalaría el final de un ciclo.

Más allá de ejercicios econométricos, la cuestión conceptual es si estamos entrando en un nuevo ciclo de precios más bajos o si solo estamos en un período

de corrección dentro del superciclo alcista que ha caracterizado la primera década de este siglo. Probablemente no lo sepamos hasta dentro de unos años, por lo que ahora solo podemos opinar de cómo consideramos que van a evolucionar las variables clave determinantes de los precios.

En cualquier caso, esta teoría de ciclos de materias primas ayuda a identificar la duración del actual ciclo del petróleo como la más larga desde 1957. Independientemente de que el superciclo del petróleo haya terminado en enero de 2015 o no, su duración es hasta entonces de 158 meses; de aquí la calificación de superciclo. A continuación se analizan aquellos fundamentos que han definido las distintas etapas de este superciclo.

La primera etapa alcista: de 2001 a julio de 2008

Como se ha definido anteriormente, el comienzo del superciclo de materias primas se sitúa a principios de este siglo, con la entrada de China en la OMC. Sin embargo, existen otros factores que también contribuyeron a sentar las bases de esta primera etapa alcista: *i)* el final de la crisis asiática; *ii)* la fijación de una banda de precios del petróleo por parte de la OPEP; *iii)* el primer año de existencia de la moneda única europea; y *iv)* la intensificación de los riesgos geopolíticos.

Estos años se caracterizaron por un repunte del crecimiento económico mundial que, en términos nominales, multiplicó por dos el de la década anterior. El aumento de las importaciones de crudo como consecuencia del crecimiento del consumo de los países emergentes, con China a la cabeza, fue un *shock* positivo de demanda que se tradujo en presiones alcistas.

El cambio del papel jugado por los países emergentes en el mercado fue dramático. En la década de 1990, el crecimiento medio anual de la demanda de petróleo de los países emergentes se situó en el 1,1 por 100, mientras que entre 2001 y 2008 este crecimiento se disparó al 3,6 por 100 medio anual, con un pico del 7,1 por 100 interanual en 2004. Por su parte, el crecimiento del consumo de los países desarrollados pasó en los mismos períodos del 1,3 por 100 al -0,6 por 100 medio anual.

Entre 2001 y 2008, el factor clave que explica el incremento de los precios del crudo es el sostenido dinamismo de la demanda de China. Al profundizar el modelo de desarrollo chino de exportaciones, la estructura económica del país fue experimentando a lo largo de estos años un notable cambio. En este sentido, fue aumentando considerablemente la producción industrial, sobre todo la pesada, y se potenció la construcción de infraestructuras. A ello se sumó una elevada inversión residencial tanto por la previa privatización del mercado de la vivienda, como por el proceso de urbanización, cuyo índice alcanzó el 45,7 por 100 en 2008, ascendiendo siete puntos porcentuales en relación con 2001. Todo ello requirió cantidades crecientes de gasoil, tanto para consumo en la industria como para generar electricidad a pie de obra (generadores eléctricos con diésel). De esta forma, durante los años considerados, el crecimiento del consumo chino representó un 30 por 100 del incremento del consumo mundial.

Por el lado de la oferta actuaron varios factores. Los campos maduros de la no OPEP, excluida Rusia, parecían no poder responder adecuadamente a los incrementos registrados de la demanda; de hecho, en muchos casos, su producción caía. Las continuas decepciones de la evolución del crecimiento de la oferta no OPEP, respecto a las previsiones efectuadas un año antes, afectaron de manera significativa a las expectativas del mercado. Hay que recalcar que estas revisiones a la baja de la producción tenían lugar en un escenario de precios crecientes. Ante este escenario de precios al alza, la OPEP puso todos sus barriles disponibles en el sistema hasta el punto de que su capacidad ociosa[3] pasó de los 7.000.000 de barriles diarios en el año 2000 hasta los 300.000 barriles en el año 2004. A su vez, Rusia también contribuyó

[3] Se entiende por capacidad ociosa, la producción que se puede incorporar adicionalmente al mercado en el plazo de un mes y manteniéndola al menos durante tres meses.

de forma determinante en intentar equilibrar el mercado, consiguiendo aumentar su producción de forma sostenida con la introducción de tecnología occidental en la operativa de sus campos. La reducción a mínimos de la capacidad ociosa del sistema incrementó la prima de riesgo del precio del crudo ante potenciales interrupciones del suministro.

Otro factor que favoreció el alza de los precios fue el gran aumento de la inversión financiera en materias primas. El petróleo se convierte en un activo de inversión financiera. El análisis del origen se encuentra en diversos estudios académicos. Así, varios autores (Gorton y Rouwenhorst, 2004) llegaron a la conclusión de que las cotizaciones de las materias primas tenían características que les llevaban a comportarse como buenos activos de inversión: mejores retornos anuales que la renta variable y más aún que los generados por la renta fija; correlación inversa entre los retornos de las materias primas y la renta variable; correlación positiva con la inflación de los retornos generados por los futuros sobre materias primas; volatilidad de los retornos de los futuros sobre materias primas ligeramente inferior a la del Standard and Poor's 500 y exposición directa a los precios de materias primas que captura el triple de rentabilidad en relación a la inversión en empresas con actividad en el sector.

Estas características impulsaron a muchos inversores a incrementar su exposición en futuros sobre materias primas, sobre todo en petróleo[4], con el objetivo de aumentar su rentabilidad y diversificar sus carteras de inversión. La entrada de importantes flujos de dinero en activos referenciados a la evolución de los precios de las materias primas en general, y especialmente del petróleo, contribuyó también a sostener los precios hasta que el precio del barril Brent alcanzó un máximo el 3 de julio de 2008 de 145,66 dólares por barril.

[4] A la inversión en futuros del petróleo se le conoce familiarmente en inglés como inversión en «barriles de papel».

La primera corrección del precio: de julio a diciembre de 2008

En la segunda mitad de 2008 el consumo mundial de petróleo se contrajo un 3 por 100 respecto al mismo período de 2007, en respuesta a la crisis financiera que estalló tras las *subprime*, la subsiguiente quiebra de Lehman Brothers en 2008, y el efecto dañino sobre la demanda de meses consecutivos de altos precios del petróleo. En un principio, los países más afectados fueron los desarrollados —los cuales comprendían el 56 por 100 de la demanda mundial— recortando su consumo en más de un 5 por 100 interanual en el segundo semestre de 2008.

Ante este contexto la oferta tuvo que ajustarse en un período muy corto de tiempo, siendo clave la actuación de la OPEP. Antes de Lehman el cártel decidió, en su reunión ordinaria[5] del 9 de septiembre de 2008, mantener sus cuotas de producción en los niveles fijados un año antes (28.800.000 barriles diarios), a pesar de que los precios habían caído ya un 30 por 100 desde los máximos de julio. El 24 de octubre de 2008, después de Lehman y cuando el barril de crudo acumulaba una caída del 60 por 100, la OPEP se reunió de forma extraordinaria y acordó reducir su cuota de producción en 1.500.000 barriles diarios hasta los 27.310.000 barriles. Finalmente, el 17 de diciembre de 2008, con un descenso de los precios de más del 70 por 100 desde los máximos, la OPEP reunida una vez más de forma extraordinaria rectifica todo lo dicho en los dos encuentros anteriores y decide recortar 4.200.000 barriles diarios sobre los niveles de producción de la OPEP11[5] de septiembre de 2008 —referencia que según el propio cártel era la más fiable que tenía—, estableciendo su cuota de producción en 24.850.000 barriles diarios.

[5] En esta reunión ordinaria, la nº 149 del cártel, Indonesia abandonaba la OPEP, a la vez que Angola y Ecuador se incorporaban al sistema de cuotas. Esto hizo cambiar la referencia de cuotas, de OPEP10 a OPEP11, excluyendo a Iraq, que permaneció fuera del sistema de cuotas desde 1990 hasta 2012.

Este anuncio de reducción de producción tuvo rápidos efectos y el precio dejó de caer una semana después cuando alcanzó un mínimo de 34 dólares por barril.

La segunda etapa alcista: de enero de 2009 a junio de 2014

El análisis de esta segunda etapa alcista se puede realizar en dos partes: la primera abarcando el período comprendido entre enero de 2009 y enero de 2011, tiempo que tardó el precio en recuperar la cota de los 100 dólares por barril; y la segunda entre enero de 2011 y junio de 2014, período histórico en el que los precios se mantuvieron de forma constante por encima de los 100 dólares.

Período 2009 – enero de 2011

El contexto del mercado que predominaba a inicios de 2009 era de incertidumbre: los precios en mínimos de cuatro años; la demanda aletargada por la crisis; los productores intentando reducir la cantidad de barriles en el sistema para equilibrar el mercado. En este sentido, si bien la caída de los precios se vio claramente anulada con la decisión de la OPEP de diciembre, el mercado tardó alrededor de un trimestre en recuperar el nivel psicológico de los 50 dólares por barril —media de toda la etapa alcista entre 2001 y 2008—.

En este período hubo tres factores que marcaron la recuperación de los precios. Dos determinaron la reactivación de la demanda, como fueron la relajación monetaria que comenzó en EE UU en 2008 y el plan de estímulo centrado en la inversión que tuvo lugar en China; y un tercero por el lado de la oferta, como fue el cumplimiento estricto de las cuotas por la OPEP. A pesar de que el consumo de petróleo de los países emergentes se contrajo en el primer trimestre de 2009, debido a que la paralización total de la actividad en la región OCDE supuso una brutal contracción del comercio internacional, en los siguientes trimestres el crecimiento del consumo de petróleo repuntó con un dinamismo sin precedentes. Entre 2009 y 2010, los países emergentes multiplicaron casi por dos el ritmo de crecimiento medio anual del consumo de petróleo registrado entre 2001 y 2008, pasando de tasas del 3,8 por 100 a un sorprendente 6,2 por 100.

Entre 2008 y 2010, el repunte de la demanda en los emergentes fue generalizado. En China creció en este período a un ritmo medio anual del 8 por 100, en India a un 6 por 100, Latinoamérica registró un 5 por 100 y en Oriente Medio fue del 3,5 por 100. Una de las principales causas de esta aceleración de las economías emergentes, y en consecuencia de su consumo, fue la entrada del programa de relajación monetaria implementado por EE UU y el aumento del flujo de inversión y de financiación hacia los países emergentes, que permitió en muchos casos políticas fiscales expansivas.

En noviembre de 2008, la Reserva Federal de EE UU (FED) comenzó la aplicación de medidas no convencionales de relajación monetaria con la finalidad de reanimar su crecimiento. El QE1 (por sus siglas en inglés, *Quantitative Easing* 1), que finalizó en junio del año 2010, representó compras de títulos norteamericanos de deuda soberana, hipotecaria y otro tipo de activos por un total de 2,1 billones de dólares. Posteriormente, ante la imposibilidad de apuntalar la recuperación del crecimiento de manera sostenida, se implementaron el QE2 en noviembre de 2010 y luego el QE3, que comenzó en septiembre del año 2012. En total, en todas estas operaciones la FED inyectó 4,5 billones de dólares en una economía de 18 billones de dólares.

Los países emergentes se vieron favorecidos por el entorno de liquidez que generaron las QE de EE UU, logrando desmarcarse de los estragos de la crisis y mostrando un mayor crecimiento económico como consecuencia de la sostenibilidad de las políticas fiscales, en un entorno de bajos tipos de interés y de primas de riesgo decrecientes. La posibilidad de obtener dinero a bajo coste, principalmente en dólares, e invertirlos en economías emergentes con una rentabilidad apetecible generó el perfecto *carry trade* que incluía un beneficio por la apreciación de las monedas emergentes.

Otro aspecto a tener en cuenta es que el dólar débil permitía que los aumentos de precios del petróleo en dólares no se tradujesen en aumentos del precio del petróleo en moneda nacional y, por lo tanto, no afectasen a la demanda en emergentes.

Otro sector que también se benefició de la liquidez de las QE estadounidenses fue la inversión financiera en materias primas, en petróleo particularmente. En la primera etapa alcista que culminó a mediados de 2008, el petróleo era un *asset class* o activo de inversión no correlacionado con la evolución de otros activos como la bolsa o los bonos, lo que permitía la diversificación de carteras. Sin embargo, el petróleo, en un entorno de riesgo sistémico durante los años 2009-2011, pasó a aumentar su covarianza con todos los activos financieros que se movían de manera paralela, aunque con matices. Así el petróleo pasó a ser el activo de mayor rendimiento después del oro en estos años.

En todo este período, la percepción de que la OPEP estaba muy encima del mercado pudo ayudar a la recuperación de los precios. Así, tras la decisión de recortar su producción, el cártel llamó al compromiso de todos sus miembros para ajustarse a su cuota individual de producción. Esto permitió un cumplimiento muy elevado de los compromisos de cuotas, reduciendo los inventarios creados en la segunda mitad de 2008 y la primera de 2009, y que los mercados percibieran un firme compromiso por parte de la OPEP. Así, entre enero de 2009 y enero de 2011, el precio del crudo Brent pasó de los 40 dólares por barril a los 100 dólares por barril, un incremento del 150 por 100 en dos años.

Período 2011 – junio de 2014

El siguiente período dentro de la segunda etapa alcista del superciclo abarcó desde enero de 2011 hasta junio de 2014. En este período hay que destacar dos factores adicionales al anterior: la geopolítica y la entrada de los no convencionales de esquistos[6] de EE UU.

La geopolítica jugó un papel muy relevante en el mercado del crudo durante este período: los agentes de mercado que hasta entonces estaban centrados en las noticias económicas volvieron su mirada hacia el Norte de África y Oriente Medio. En esta región lo que comenzó con la protesta de un joven en paro en Túnez en diciembre de 2010, acabó trasladándose a Argelia, Egipto, Libia, Siria, Yemen, Iraq, Baréin o Marruecos y en menor medida, a todo el resto de países del entorno, provocando el movimiento conocido como «primavera árabe», el cual dio lugar a una serie de conflictos armados que en poco tiempo desestabilizaron gran parte de la región y que supusieron interrupciones del suministro, como es el caso de Libia.

Otro país muy relevante en ese período fue Irán. Su decisión de incrementar notablemente el desarrollo de su tecnología nuclear generó incertidumbre en la región al entender algunos que los fines de su programa nuclear no eran todo lo pacíficos que el Gobierno de Teherán proclamaba. Los cruces de amenazas, que llegaron a hacer pensar en un hipotético cierre temporal del estrecho de Ormuz, punto de paso de la práctica totalidad del crudo del Golfo Pérsico, provocaron el aumento de las cotizaciones de manera sostenida. Únicamente ahora, cuando se está descontando en el mercado el fin de las sanciones, se observa una caída de la prima de riesgo en el precio del crudo por la situación en el país persa. De hecho, se espera en 2016 un aumento progresivo de las exportaciones de crudo iraní.

El siguiente factor que caracterizó este período fue la denominada revolución de los no convencionales de esquistos en EE UU. Fue en este período cuando se hizo evidente al mundo las implicaciones de esta revolución, en el sentido de que el crecimiento de este tipo de crudo en esos cuatro años fue de 1.000.000 de barriles cada año.

La verdadera revolución fue utilizar la tecnología ya existente directamente en la roca madre, que es donde se generan inicialmente los hidrocarburos y que normalmente abandonan en un proceso de migración y entrampamiento, dejando sin embargo un volumen

[6] También denominado *Shale Oil* o *Tight Oil*.

considerable de recursos en los pequeños poros de la misma o sus alrededores.

La técnica consiste en aplicar a un pozo perforado horizontalmente la fractura hidráulica. La perforación horizontal permite maximizar la extracción de hidrocarburos al aumentar el área de contacto del pozo en una roca de poco espesor. La fractura hidráulica, por su parte, se logra mediante la inyección de una mezcla de agua, arena y químicos, que crea vías en la roca para incrementar el flujo de fluidos, tanto gaseosos como líquidos, al pozo.

Esta técnica comenzó a ser aplicada de forma marginal en la perforación de formaciones compactas de gas natural (*tight gas*) a principios de los años noventa, y una década después se amplió su uso hacia el gas natural que permanecía en la roca madre donde se originó (gas de esquistos o *shale gas*), con la perforación de la formación de Barnett (Texas), en 2003. El éxito obtenido permitió un incremento progresivo de producción de *shale gas* que paso de suponer el 3 por 100 de la producción total de gas al 40 por 100 en 2012, y el 60 por 100 sumando el *tight gas*.

En 2005 se aplicó el *fracking* a la producción de petróleo no convencional en el yacimiento de Bakken, entre Dakota del Norte y Montana. El éxito obtenido en Bakken se extendió progresivamente a otras formaciones geológicas (Eagle Ford y Permian, entre otras), de manera que la producción de crudo no convencional alcanzó los 3.200.000 barriles diarios en 2013, el 42 por 100 de la producción estadounidense de crudo.

Una característica del desarrollo del petróleo no convencional de esquistos es el rápido descenso de producción de cada pozo, con la mayor parte del petróleo producido de un pozo en el primer año. La clave para incrementar la producción o mantenerla a un nivel alto en estas formaciones, es que se requiere inversión continua en perforación de nuevos pozos para compensar la caída de los existentes.

Entre el 1 de enero de 2011 y el 19 de junio de 2014 el precio del petróleo apenas sufrió variaciones, con una media para el crudo Brent de 110 dólares por barril. De los 1.266 días implicados, el precio se situó fuera de la banda de 100-115 dólares por barril 268 días (por debajo de 100 escasamente 80 días), alcanzando los niveles de volatilidad más bajos de todo el Siglo XXI.

La segunda corrección del precio: de julio de 2014 a enero de 2015

Durante casi todo el período 2011 y la primera mitad de 2014, el mercado vio en el rango de precios del petróleo de 100-110 dólares por barril el equilibrio entre las fuerzas de la demanda y la oferta. Los 100 dólares por barril no parecían afectar en exceso a una economía global que estaba ajustando su dinámica todavía con cierta incertidumbre y, por el lado de la oferta, este nivel ofrecía estabilidad a la rentabilidad de los productores, en especial de aquellos enfocados en activos de altos costes como los no convencionales de esquistos en EE UU. Todo esto derivó en un escenario en el que se perfilaba un crecimiento de la demanda relativamente débil pero positivo y un aumento de la oferta potencialmente significativo.

A mitad de 2014 comenzó a hacerse evidente la ruptura del equilibrio conseguido en el período anterior. En primer lugar, el mercado entendió que los factores geopolíticos que estaban llevando al precio hacia los 115 dólares por barril a principios de junio —conflicto entre Ucrania y Rusia y, sobre todo, la incursión del Estado Islámico en el norte de Iraq—, no iban a tener efectos negativos importantes sobre la oferta de petróleo en el corto plazo. En segundo lugar, se produce una revisión a la baja del crecimiento económico mundial y consiguientemente de la demanda de petróleo. En tercer lugar, la oferta de petróleo estadounidense sorprendió al alza después de que un invierno muy severo en 2013-2014 detuviese la actividad en las principales cuencas productoras de petróleo no convencional. Finalmente las sorpresas positivas sobre la economía americana desde mediados de 2014 y las negativas sobre la eurozona se tradujeron en una progresiva apreciación del dólar que contribuía a presionar a la baja el precio del crudo.

A pesar de las señales bajistas, todo parecía únicamente una situación puntual de sobreoferta no muy elevada en términos históricos y que sería corregida como en ocasiones anteriores por una reducción de la cuota de producción de los países OPEP. Sin embargo, en la reunión de la OPEP del 27 de noviembre de 2014 el cártel decidió defender su cuota de mercado y no el precio. Esta decisión aceleró la caída de las cotizaciones hasta ser similar a las de la crisis asiática de 1996 o la crisis financiera de 2008.

Entre el 19 de junio, fecha del máximo precio en 2014, y justo antes de la reunión de la OPEP del 27 de noviembre, el precio del crudo Brent pasó de los 115 dólares por barril a los 76 dólares por barril, una caída de alrededor del 34 por 100. A partir de la decisión de la OPEP en noviembre y hasta finales de enero el precio se contrajo otro 40 por 100 alcanzando los 45 dólares por barril el 25 de enero.

Esta contracción del 40 por 100 era el inicio de un ajuste basado en los costes de producción y probablemente una indicación de que en los próximos años el cártel de la OPEP dejaría de regular la oferta; algo que se ha señalado fue fundamental para conseguir la recuperación de precios en 2009-2010.

¿Un nuevo período en el ciclo del precio del crudo o la continuación del actual? La dinámica de los no convencionales, los convencionales, la OPEP y la demanda

En mayo de 2015 el precio del barril de crudo Brent se sitúa de forma relativamente estable por encima de los 62 dólares por barril, una recuperación de más del 30 por 100 desde los mínimos de enero. En el corto plazo se espera que el mercado siga ajustando sus dinámicas. Estos ajustes vendrán por la vía de la oferta y la demanda. También existen otros factores como la actual apreciación del dólar, que presiona a la baja los precios, porque un dólar más fuerte implica unos precios de crudo en monedas nacionales más caros y por lo tanto menos demanda.

Por el lado de la oferta, la nueva situación en un mercado sobreabastecido solo se puede corregir por la vía de una caída de la producción. En este aspecto lo más relevante para los mercados es cuándo y a qué velocidad responde la producción no convencional de EE UU a los nuevos precios. Esto es equivalente a saber a qué niveles es sostenible la producción norteamericana. Realmente el mercado solo será sostenible a un precio que permita que las empresas privadas hagan rentable su inversión remunerando el capital y manteniendo un nivel de inversión suficiente para enfrentarse a la realidad de la fuerte caída de la producción no convencional. Cada año, la producción existente de petróleo en EE UU declina un 30 por 100 si no se invierte en nuevos pozos de producción. Pero es que el sector es intensivo en inversión. Así por ejemplo, según los datos del *Oil & Gas Journal*, el incremento de la producción de 2.000.000 de crudo registrada en EE UU entre 2009 y 2013 se ha realizado con la incorporación de casi 30.000 nuevos pozos productores al sistema. Por dar una referencia, en el mismo período China ha incorporado cerca de 500.000 barriles diarios con 1.500 pozos, una proporción equivalente de 5 a 1. Es decir, se necesitan cinco veces más pozos por unidad de petróleo producida en EE UU que en China.

Respecto al precio *breakeven o* coste marginal de la producción no convencional, hace un año la mayoría de los analistas, incluida la Agencia Internacional de la Energía (AIE)[7], estimaban que para los proyectos en etapa de desarrollo de no convencionales se situaba entre los 90 y los 100 dólares por barril, mientras que a día de hoy este nivel ha sido revisado a la baja hasta la banda de 65-85 dólares por barril, es decir alrededor de un 25 por 100.

Esta revisión de las estimaciones se basa principalmente en dos factores: reducción de costes y ganancias de productividad. Respecto al primero, lo que se

[7] La Agencia Internacional de la Energía (AIE) y la Administración de Información Energética de EE UU (EIA) son las fuentes oficiales de mayor prestigio y seguimiento para el análisis de los mercados energéticos en el medio y largo plazo.

sabe es que toda etapa bajista de los precios del petróleo genera una deflación de los costes asociados a la actividad de perforación, pero que históricamente esta ha sido entre un tercio y un cuarto de la caída de los precios, y que en el momento que los precios repuntan también lo hacen los costes. Respecto a las ganancias de productividad lo que se ha visto es que solo se están produciendo en determinadas cuencas productoras como Permian (que comprende el 20 por 100 de la producción de no convencionales de EE UU), ya que al ser la de más reciente desarrollo tiene más recorrido en cuanto a la sustitución de viejos pozos por otros nuevos más productivos.

Todo esto, en conjunto, apunta a una considerable caída de la producción de los no convencionales en el corto y medio plazo, salvo que se produzca una fuerte recuperación de los precios. Pero hay que recordar que a efectos del balance global la clave es la producción convencional porque la producción de crudo no convencional apenas representa un 5 por 100 de la producción mundial de petróleo, y solo se espera que su participación aumente hasta el 11 por 100. Es por ello que la tendencia en el medio plazo de la oferta dependerá más de lo que se está considerando de la dinámica de los convencionales de la región no OPEP y de la futura oferta OPEP. Veamos brevemente ambas.

En lo que se refiere a la producción no OPEP, la producción proveniente de los convencionales se ha mantenido estancada desde 2004 cuando alcanzó un máximo de 40.700.000 barriles diarios, y a partir de entonces ha presentado un descenso sostenido que sitúa actualmente su producción por debajo de los 40.000.000. El principal punto de incertidumbre respecto a la dinámica de los convencionales no OPEP es que, a pesar de haber disfrutado del mayor ciclo de precios altos de los últimos 60 años, no ha podido revertir su caída. A su vez, el actual entorno de precios perjudica de forma especial al principal vector de crecimiento de los últimos años de la oferta convencional de la no OPEP, las aguas profundas y ultraprofundas. Analizando los proyectos en la etapa de desarrollo en estas zonas mar adentro, se observa que los precios *breakeven* asociados no han sido sujetos a las mismas revisiones que en el caso de los no convencionales, y que todavía más del 60 por 100 del potencial extraíble de estas zonas depende de entornos de precios superiores a los 80 dólares por barril. En este sentido, a menos que se produzca un elemento tecnológico disruptivo, se debe esperar cada vez menor producción convencional en la no OPEP.

Finalmente el tercer componente de la oferta es la producción de la OPEP. En noviembre de 2014 la OPEP, y particularmente Arabia Saudí, abandonó el papel de estabilizador de los precios a través del control de su producción. Suponiendo que no haya acuerdo de reducción de producción, lo importante es preguntarse cuál es la dinámica de los países de la OPEP sin la OPEP.

Esta dinámica hay que analizarla desde la perspectiva de la sostenibilidad fiscal y por cuenta corriente en el medio plazo. Según datos del Fondo Monetario Internacional (FMI), solo Kuwait, Qatar, Emiratos Árabes Unidos (EAU) y Arabia Saudí alcanzarían el equilibrio fiscal y comercial en entornos de precios por debajo de los 80 dólares por barril, mientras que el resto de países necesitaría un entorno de precios superior a los 90 dólares para ser sostenibles. Todo esto quiere decir que sin poder equilibrar sus cuentas fiscales la primera decisión que tomarán los países de la OPEP será recortar la inversión, lo que sin lugar a dudas llevará a caídas importantes de su producción.

Este escenario siembra las bases para una recuperación de los precios en el medio plazo, debido a que la falta de inversión de hoy plantea una situación de escasez de oferta en el futuro. La única manera de romper esta dinámica de falta de inversión sería abrir estos países a la inversión extranjera, con unas condiciones fiscales atractivas y que esta decisión fuese percibida como no sujeta a vaivenes políticos.

En cuanto a la demanda, una caída del nivel de precios representa un impulso al consumo a través de dos vías. En primer lugar, la vía más evidente es una reducción del precio de los productos finales consumi-

dos, cuya magnitud dependerá de la transmisión de precios internacionales a los mercados domésticos. Según estudios realizados con modelos estructurales, la elasticidad-precio de la demanda mundial sería de 0,1, es decir, por cada 1 por 100 de bajada del precio del petróleo la demanda aumentaría un 0,1 por 100. De hecho, el consumo en EE UU, en Europa y en grandes países emergentes como China e India está sorprendiendo al alza, en gran medida debido al efecto de los menores precios.

Por otro lado, la caída del precio del petróleo supone un *shock* favorable para la economía mundial vía menores costes energéticos y mayor disponibilidad de renta para las familias. En el contexto actual el FMI estima un impulso[8] para el PIB mundial de alrededor de medio punto porcentual (que podría llegar casi a un punto porcentual si los precios internacionales se trasladaran por completo a los precios nacionales), aunque con importantes efectos redistributivos por países[9].

Además, la reducción de la inflación aparejada al descenso del precio del crudo permite una política monetaria más expansiva, especialmente en los países emergentes, donde hay más espacio para ello. La mayor parte de los Bancos Centrales de los países emergentes han reducido sus tipos oficiales, por no comentar que en la mayor parte de los países industriales los tipos de interés están en mínimos históricos. Es decir, la reducción de la inflación en emergentes favorece adicionalmente el crecimiento.

Teniendo en cuenta pasados episodios, un crecimiento económico adicional de cinco décimas se debe traducir en un aumento de la demanda de petróleo del 0,2 por 100. Esto está calculado teniendo en cuenta estudios realizados con modelos estructurales que cifran la elasticidad-renta de la demanda de productos petrolíferos en el 0,4 por 100.

2. Reflexiones hacia el futuro: ¿qué podemos decir para el medio y largo plazo?

A medio y largo plazo, los fundamentos de oferta y demanda son los que marcan las perspectivas, basados en tendencias de crecimiento económico, crecimiento poblacional, urbanización, desarrollo tecnológico, acceso a recursos, necesidades de inversión y costes, entre otras variables. Adicionalmente, los fundamentos también se ven condicionados por la acción gubernamental en materia de política energética, cambio climático e inversión financiera entre otros, los cuales tienen influencia en el precio en la medida que se apliquen o no ciertas políticas que desincentiven el consumo o la inversión.

En el medio plazo, más allá de la recuperación de la demanda de petróleo ya en marcha, merece la pena enfocarse en la oferta como factor de ajuste del mercado. Hay que tener en cuenta dos cosas: primero, todas las decisiones de inversión en este sector están altamente correlacionadas con el entorno de precios del momento; y segundo, desde que se decide invertir en un campo hasta que comienza su producción comercial transcurren una media de cinco años. En este sentido, los recortes de inversión que se están produciendo ahora por la caída de los precios del petróleo, alrededor de un 30 por 100, tendrán un efecto claro en el medio plazo. De permanecer los precios en el entorno de los 60 dólares por barril, hay una buena cantidad de barriles con costes superiores que no podrán ser puestos en el sistema, lo que anticiparía un desequilibrio por el lado de la oferta de aquí a tres o cuatro años en los que los precios volverían a alcanzar cotas por encima de los 100 dólares por barril.

Hay que recalcar una vez más que a pesar de que el mundo parece centrarse hoy en los no convencionales de esquistos, estos representan menos del 5 por 100 de la producción de petróleo mundial, y las perspectivas más optimistas apuntan a que no

[8] Con caída de los precios del petróleo de un 40 por 100 desde mediados de 2014, previendo que la corrección se moderará gradualmente hasta el 20 por 100 en 2020. Las simulaciones contemplan solo *shocks* de oferta.

[9] La transferencia de renta a los consumidores desde los productores es de unos 100.000 millones de dólares por cada 10 dólares de caída del precio. Por países, los más beneficiados son China e India (importadores y con un elevado peso de la energía en su economía) y EE UU, donde el traslado vía precios es mayor y repercute más directamente en los consumidores. Los perjudicados son Venezuela, Rusia, Colombia y con efecto notable.

superarán, a escala global, el 11 por 100 cuando alcancen su máximo potencial de producción, el cual las Agencias oficiales[7], y en particular la Administración de Información Energética de EE UU, sitúan en un máximo de 10.000.000 de barriles diarios en 2040.

Por lo tanto, la dinámica de la oferta convencional en la no OPEP y en la OPEP es muy relevante en el medio y largo plazo. Como se ha señalado en el apartado anterior, la producción convencional ha estado estancada los últimos cinco años en la no OPEP, incluso con precios medios de 95 dólares por barril en los últimos tres años. Salvo que haya un cambio dramático en las condiciones fiscales, no parece que la producción convencional, tanto en la no OPEP como en la mayor parte de los países OPEP, pueda aumentar por debajo de los 100 dólares por barril de forma sostenida para atender crecimientos de la demanda que, aunque moderados, seguirán situándose entre el 0,5 por 100 y el 1,5 por 100 según el crecimiento económico global y el aumento de la eficiencia energética.

Más a largo plazo, la demanda vendrá determinada por el progresivo aumento de los ingresos y la población mundial que llevan a mayores necesidades energéticas, a la vez que por una dinámica de los mercados energéticos incrementalmente determinada por las economías emergentes y la continuidad de los combustibles fósiles como mayor fuente primaria de energía. En el caso de la oferta, los recursos de petróleo con los que se cuenta son cada vez más exigentes en tecnología e inversión.

En conclusión, todo parece apuntar a que de aquí a diez años el mercado se encontrará bajo la acción de los mismos determinantes de principios de este siglo: una demanda emergente creciente y una oferta que, salvo la aparición de otro elemento disruptivo como los no convencionales de esquistos, vendrá determinada por la producción convencional en los países con más reservas, la mayor parte de los cuales son países OPEP.

Por supuesto, la tecnología jugará un papel muy relevante. Además, el plus del que fue objeto el precio del petróleo con los llamados «barriles de papel» se verá reducido por la regulación de la inversión financiera en materias primas. Sin embargo, muy posiblemente, ahora estemos sentando las bases para otra etapa alcista de los precios del crudo como consecuencia de la reducción de las inversiones de las empresas internacionales y de las empresas estatales por la falta de rentabilidad de los actuales precios.

En este entorno de cosas está clara la tendencia pero existen numerosos factores cuya evolución es cuanto menos incierta: ¿cuál es el futuro precio marginal de la producción no convencional? ¿cuál es el futuro coste marginal de la producción convencional? ¿cuál es la máxima producción no convencional dentro de diez años? ¿es posible entender que las últimas decisiones de la OPEP indican el final del cártel? ¿ha decidido Arabia Saudí maximizar su producción y no hacerse cargo de mantener una capacidad ociosa para hacer frente a potenciales interruptores del suministro?

En cualquier caso, la sostenibilidad financiera de países productores y de empresas no parece viable en el medio plazo con precios por debajo de los 80-90 dólares.

Referencias bibliográficas

[1] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2012). *World Energy Outlook 2012*, Francia.

[2] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2013). *World Energy Outlook 2013*, Francia.

[3] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2014). *World Energy Outlook 2014*, Francia.

[4] CASHIN, P. C.; MCDERMOTT, J. y SCOTT, A. (1999). «Booms and Slumps in World Commodity Prices». Fondo Monetario Internacional. *Working Paper* WP/99/155, noviembre.

[5] ECMI/CEPS TASK FORCE (2013). *Price Formation in Commodities Markets: Financialization and Beyond*. European Capital Markets Institute / Centre for European Policy Studies, Bruselas.

[6] UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2014). *Anual Energy Outlook 2014*. U.S. Department of Energy, Estados Unidos.

[7] UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2015). *Anual Energy Outlook 2015*. US Department of Energy, Estados Unidos.

Jaime Fernández-Cuesta Luca De Tena*

LA COMPRA DE PETRÓLEO: GESTIÓN Y ASPECTOS TÉCNICOS DE SU COMERCIALIZACIÓN

La comercialización de hidrocarburos por vía marítima comprende casi un tercio del total mundial de mercancías transportadas por este medio y es un reflejo de la importancia que tiene el transporte marítimo para la globalización. En el presente artículo se realiza una descripción del negocio de comercialización de petróleo (trading), y los aspectos técnicos y de gestión a los cuales está sometida esta actividad. Este artículo engloba una revisión de los factores clave de la compra de crudo, los agentes involucrados, las dinámicas de los mercados, la operativa del transporte de hidrocarburos y de los riesgos asociados a este negocio.

***Palabras clave**: petróleo, riesgo, fletamentos, mercados.*
***Clasificación JEL:** F13, F23, G15, Q41.*

1. Compras de crudos y calidades

El proceso de compra de crudos

La actividad de compra de crudos exige un conocimiento de varias materias que va más allá del comercio internacional. Se requieren conocimientos técnicos que nos permitan evaluar las distintas calidades de crudo, conocimiento profundo del mercado de fletamentos, ya que la mayor parte de las transacciones se producen por medio del transporte marítimo y, por último y cada vez más importante, un intenso uso de instrumentos financieros para llevar a cabo lo que conocemos como operaciones de cobertura.

Dentro del mercado de crudos existen distintos jugadores, que responden a distintos perfiles tanto en sus objetivos como en su gestión del riesgo:

1) Productores. Están fundamentalmente expuestos a la evolución del precio absoluto del crudo. Exportan aquellos barriles excedentarios una vez que alimentan sus propios sistemas de refino. Tienden a comprometer buena parte de los barriles en contratos a plazo para no verse expuestos a los altibajos de mercado. Constituyen el origen de todas las transacciones.

* Director Ejecutivo de GLP Repsol.
El autor agradece de forma especial a Pedro Antonio Merino García, director de Estudios de Repsol, a su departamento la colaboración prestada, así como a los diversos colaboradores de Repsol Trading que han participado en la redacción del mismo y han aportado sus conocimientos técnicos: Jose Antonio Correa, director de Crudos, Ignacio Redondo, director de Fletamentos, Ignacio Sanjuán, director de Planificación y Control y los miembros de su equipo: Carlos Ubaldo González, Idoia Ibáñez, Ana Iglesias y María Llisterri.

2) Compañías de refino. Compradores de crudo para alimentar sus sistemas de refino. Buscan maximizar su margen de refino y son el destino último de todas las transacciones.

3) Compañías de *trading*. En este apartado distinguiríamos dos tipos:

— Compañías de *trading* independientes. Su actividad se apalanca en un conocimiento profundo de los factores determinantes del mercado, tanto en el físico como en el de instrumentos derivados. Este último también se denomina mercado de barriles de papel. En general carecen de activos logísticos, aunque en los últimos años esto está cambiando.

— Compañías de *trading* integradas en empresas de petróleo y gas (*Oil & Gas*). Estas compañías apalancan su actividad en los activos logísticos (refinerías, terminales, instalaciones de almacenamiento) y explotan en el mercado la opcionalidad que les aporta dichos activos.

El proceso de compra de crudos tiene su origen en la planificación anual de las refinerías. Estas tienden a comprometer un porcentaje de sus compras en contratos a plazo con los grandes productores, cubriéndose el resto a través del mercado *spot* o al contado. La cantidad comprometida en contratos a plazo depende del perfil del comprador, y aquellos que priorizan lo que llamamos seguridad de suministro llegan a comprometer a plazo hasta el 90 por 100 de sus necesidades anuales. A este esquema responden por ejemplo algunas compañías japonesas con crudo del Golfo Pérsico. Otras compañías menos conservadoras no comprometen más allá del 40 por 100 de sus necesidades.

El resto de las necesidades se cubren en el mercado *spot* y proporciona a la compañía de refino la flexibilidad de modular tanto en volúmenes como en las calidades de crudos adquiridas en función del margen de refino. Estas necesidades *spot* se programan mensualmente y el precio de adquisición y su disponibilidad se encuentra expuesta a la oferta y la demanda. Supone una gestión muy dinámica y permite, en muchos casos, realizar operaciones de optimización que implican la reventa de dichos crudos y la compra de otros que aporten mayor margen.

Las compañías de *trading* juegan un papel muy importante en el mercado *spot.* Estas compañías toman posiciones —largas cuando compran o cortas cuando venden— que cubrirán jugando con el factor tiempo. La lectura adecuada del mercado permitirá obtener importantes beneficios de dicha actividad. No olvidemos que los cargamentos de crudos pueden superar los 2.000.000 de barriles y por tanto, unos centavos por barril implican importantes beneficios o pérdidas.

Calidad de crudos

El origen de los crudos define en muchos casos su nivel de calidad, pudiéndose decir en general, que los crudos del Golfo Pérsico responden a calidades relativamente pesadas y con alto contenido en azufre. Por el contrario los crudos del Mar del Norte tienden a ser más ligeros y con un contenido en azufre más reducido.

La capacidad de refinar crudos pesados y con alto contenido en azufre, por ejemplo, viene determinada por la complejidad del sistema de refino. Aquellas compañías de refino que han invertido en lo que llamamos «capacidad de conversión», son capaces de obtener mayor valor añadido de calidades más pesadas y por tanto más baratas. Es por tanto una decisión clave, ya que el margen incremental de refino vendrá precedido de cuantiosas inversiones.

Los productos petrolíferos obtenidos a partir del crudo dependerán en primer lugar, del tipo de crudo que se trate (es lo que definimos como sus rendimientos en productos) y del esquema de refino en el que se trate. La decisión de compra de una calidad determinada de crudo estará condicionada por los compromisos de venta de productos adquiridos y por el margen de refino que aporte la producción de dichos productos.

2. Marcadores de precio y el mercado de barriles de papel

Cuando uno se enfrenta al mundo del *trading* de crudos llama la atención el descubrir que el precio que

a la postre pagaremos, para una carga física concreta, no es conocido en el momento de la operación ya que no se negocian precios absolutos sino diferenciales sobre lo que llamamos marcadores de referencia.

Dichos marcadores son definidos diariamente, de acuerdo a un procedimiento bien establecido por las agencias de información de precios PRA (por sus siglas en inglés *Price Reporting Agencies*), en el mercado del petróleo, siendo las agencias más importantes Platt's, Argus Media y OPIS. El precio final que se pagará por una carga de crudo consistirá en el promedio del marcador de referencia durante un periodo de tiempo definido en la transacción, más o menos un diferencial de calidad. Dichos periodos de tiempo estarán normalmente ligados a las fechas de carga cuando se compra en origen y se fleta un barco; o a las de descarga, cuando se compra crudo entregado en refinería a bordo de un barco fletado por un tercero.

Marcadores de precio del crudo

Los principales marcadores definen la mayor parte del precio de los crudos en las distintas áreas geográficas. En el caso de Europa el crudo de referencia es el Brent del Mar del Norte, y distintos diferenciales ligados a dicho crudo fijan el precio diario de las principales calidades del Mar del Norte, Mar Mediterráneo (incluyendo el Mar Negro) y las del mercado del Norte y África Occidental. Son cada vez más los productores latinoamericanos que utilizan el Brent como referencia para las ventas de sus crudos.

El principal marcador del mercado americano es el WTI (*West Texas Intermediate*) que tiene la entrega física en Cushing, Oklahoma. No obstante, las restricciones logísticas de entrega de crudo físico en Cushing hacen que este marcador esté perdiendo peso en favor del crudo Brent y los marcadores del Golfo.

Por último, los marcadores principales para Asia los constituyen los crudos de Omán y Dubái. La producción del segundo es ya testimonial pero conforma junto con el de Omán la referencia histórica para los crudos producidos en el Golfo Pérsico y vendidos principalmente en el Sudeste y Nordeste Asiático.

Los principales países productores de crudo y, en concreto, sus compañías estatales de crudo, conocidas como NOC´s (*National Oil Companies*), publican mensualmente lo que se denomina precios oficiales (*OSP* por sus siglas en inglés *Official Selling Prices*) con los que se define la calidad de cada crudo y el diferencial frente a las distintas referencias geográficas.

Barriles de papel y arbitrajes

En los mercados a futuros de petróleo[1] se negocian derivados referenciados a los marcadores de petróleo más relevantes, lo que incrementa la liquidez de dichas referencias. Se trata de mercados organizados en los que se negocia el precio del crudo para distintos meses de entrega. Asimismo es muy común el uso de lo que llamamos *swaps* o permutas no negociados en mercados organizados (instrumentos OTC[2] por sus siglas en inglés *over the counter*), transacciones financieras sobre un precio marcador que permiten a dos compañías el intercambio de un precio fijo por un precio variable (referenciado a un marcador) en un periodo de tiempo determinado.

Estos dos instrumentos financieros (futuros y *swaps*) alcanzan volúmenes de contratación muy superiores a los de las transacciones físicas y aportan una gran liquidez a dichos mercados. Se trata de instrumentos que nos permiten llevar a cabo operaciones de cobertura con las que podemos congelar un beneficio en una operación de compra/venta (*trading*) evitando así la variación de este con los precios del crudo.

Dentro del espectro de operaciones de *trading* son especialmente importantes las que denominamos arbitrajes. En ellos compramos y vendemos, o bien con

[1] Los principales mercados de futuros de petróleo son: ICE (*Intercontinental Exchange*), Nymex (*New York Mercantile Exchange*), DME (*Dubai Mercantile Exchange*).

[2] Los mercados OTC son operaciones que se realizan entre dos contrapartidas en las cuales asumen un riesgo de crédito al no compensarse sus operaciones de manera centralizada.

diferentes referencias geográficas o bien formando precio en períodos de tiempo distintos, con el objetivo de obtener algún beneficio provocado por ciertas asimetrías que eventualmente generan los mercados. Responden por tanto fundamentalmente a dos tipos distintos:

a) Arbitraje geográfico. Hablamos de operaciones en las que los puertos de carga y descarga se encuentran en distintas áreas geográficas. Dentro de estas distinguimos las estructurales, que responden a situaciones de déficit permanentes en ciertas zonas, o las coyunturales, que responden a una situación ocasional. Para que se lleve a cabo este arbitraje ha de producirse un desequilibrio de precios entre ambas zonas de tal modo que un participante pueda realizar una operación que le permita cubrir el coste de transporte más el coste financiero y aun así obtener un beneficio.

b) Arbitraje temporal. Cuando los periodos de carga y descarga están separados en el tiempo. Este arbitraje acompaña al anterior cuando se llevan a cabo transacciones entre ámbitos geográficos distintos. Dentro de estos arbitrajes destacamos aquellos que aprovechan una estructura de mercado de *contango* (el precio de entregas futuras está por encima del precio de entregas en el corto plazo), lo que permite obtener un beneficio almacenando del producto, siempre que el diferencial temporal pague, en este caso, los costes de almacenamiento y financiero.

3. Transporte marítimo de petróleo

«El transporte marítimo es una de las cuatro piedras angulares de la globalización, junto con las comunicaciones, la estandarización internacional y la liberación del comercio» (Kumar y Hoffman, 2002). Se estima que el 90 por 100 de las mercancías mundiales se transportaron en 2013 por vía marítima, de las que casi 10.000 millones de toneladas, aproximadamente un 30 por 100, correspondieron al negocio del petróleo y gas. Por otra parte, el tonelaje en peso muerto de la flota mundial de buques sumaba casi 1.700 millones a 1 de enero de 2014, de los cuales el petróleo y gas eran 640.000.000.

Transporte marítimo en una compañía de petróleo y gas

Las necesidades de transporte marítimo de una compañía de *Oil & Gas* se originan en áreas de negocio diversas (comercial, refino, exploración, producción, gas, etc.). Son áreas que a primera vista, puede parecer que tienen necesidades aparentemente diferentes entre sí. Sin embargo, un análisis más detallado muestra que su gestión tiene bastantes puntos en común, lo que ha llevado a que la mayor parte de las compañías gestionen esta actividad bajo un mismo paraguas.

En definitiva, establecer un área experta de organización que gestione la mayor parte de las necesidades de transporte marítimo de la compañía es beneficioso. La concentración del conocimiento y la experiencia genera optimizaciones en los recursos empleados permitiendo, asimismo, tener una visión más clara de las posibles economías de escala que puedan existir entre los fletes que, de otra forma serían contratados individualmente por cada área.

En una compañía de petróleo y gas la actividad de transporte marítimo se desarrolla alrededor de cuatro tipos de buques:

1) *LNG carriers*. Son barcos utilizados en el transporte del gas natural licuado.

2) *Offshore support vessels* (OSV). Se utilizan en las actividades de exploración y producción (E&P) de hidrocarburos, sirviendo para dar servicio a las plataformas en aguas adentro o *offshore* de perforación (*rigs*), en el tendido de tuberías submarinas, y para dar servicio a los activos *offshore* de producción como las plataformas y barcos de producción y almacenaje (FPSO, *floating production, storage and offloading).* Estos buques son diseñados específicamente para estas actividades.

3) *LPG carriers*. Son los buques utilizados para el transporte de los gases licuados del petróleo (GLP) y

productos petroquímicos. Los métodos (presión/temperatura) utilizados para mantener el estado líquido facilitan su clasificación «etileno» en completamente refrigerado, refrigerado, semirefrigerado y completamente presurizado. Mientras que el tamaño provoca una segunda clasificación que de mayor a menor se denominan: *Very Large Gas Carrier* (VLGC), *Large Gas Carrier* (LGC), *Medium Gas Carrier* (MGC), *Small Gas Carrier* (SGC) y *Very Small Gas Carrier* (VSGC).

4) *Tankers* o buques cisterna. Se suele hacer una primera división en función del tipo de producto que transportan: los *Clean Petroleum Products* (CPP), que comprende los barcos que transportan productos denominados limpios como el GLP, las nafta, el reformado, la gasolina y los componentes y destilados (jet, gasóleo); y los *Dirty Petroleum Products* (DPP), que comprende los barcos que transportan productos denominados sucios como el crudo mismo, el fuelóleo y el asfalto.

El tamaño del buque plantea una segunda división que se muestra en el Cuadro 1.

CUADRO 1

CLASIFICACIÓN DE *TANKERS* POR TAMAÑO

Peso muerto / DWT* (toneladas métricas)	*Clasificación AFRA***	Clasificación generalista
<25.000	*Flexy*	*Product tanker*
25/40.000	*Handy*	
40/55.000	*Medium Range (MR)*	
55/80.000	*Large Range 1 (LR1)*	
80/115.000	*Large Range 2 (LR2)*	*Panamax*
80/120.000	Large Range 2 (LR2)	Aframax
120/160.000		Suezmax
160/200.000	Very large crude oil carrier (VLCC)	
200/320.000		*Very large crude oil carrier* (VLCC)
320/550.000	*Ultra large crude oil carrier* (ULCC)	*Ultra large crude oil carrier* (ULCC)

NOTA: * Deadweight Tonnage ** Aircraft Fleet Recycling Association.
FUENTE: Elaboración propia.

Participantes del flete marítimo

Los agentes que participan en el flete son los siguientes (Esquema 1):

a) Armador *shipowner*. Ofrece sus buques al mercado (*charter out*). Es el poseedor de la titularidad de los mismos, bien porque los haya construido (*owner*), bien porque los haya alquilado en *time charter* o *bare boat* a otro armador (*disponent owner*). En principio, gestiona técnica y comercialmente el buque. Sin embargo, hay ocasiones en las que el armador puede subcontratar con terceros la operación del buque (*technical manager*) o la gestión comercial del mismo (*commercial manager*).

b) Fletador *charterer*: Contrata los buques (*charter in*) para cubrir sus necesidades de flete. No realiza gestión alguna del buque, limitándose a dar instrucciones de viaje al armador.

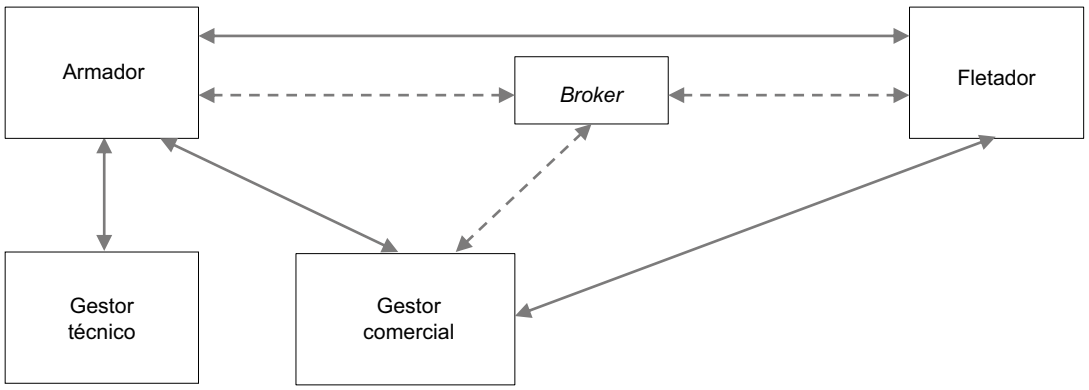
c) Broker: Es un intermediario entre el armador/*commercial manager* y el fletador. Asesora a ambos sobre la situación del mercado de fletes e intenta que sus intereses lleguen a un punto común. No asumen riesgo alguno y cobran una comisión del armador.

Algunas características de los mercados de transporte marítimo

A diferencia de lo que ocurre en el mundo de las materias primas no existen mercados organizados. Son mercados multilaterales en los que quienes ofrecen el transporte (armadores) y los que lo demandan (fletadores) se ponen en contacto bien directamente, bien a través de *brokers*. Hay tantos mercados como agrupaciones estándar de viajes de la misma naturaleza de carga o tipo de buque, tamaño, origen y/o ruta.

ESQUEMA 1

PARTICIPANTES EN EL FLETE MARÍTIMO



FUENTE: Elaboración propia.

Existen diferentes publicaciones, tanto de *brokers* como de instituciones, que reportan periódicamente tanto información sobre las transacciones de flete efectuadas como análisis de mercado[3]. Es un mercado de alta volatilidad debido a la influencia de factores como:

a) Condiciones climáticas. En invierno no es infrecuente el cierre de puertos y pasos marítimos (caso de los estrechos del Bósforo y los Dardanelos), lo que se traduce en una reducción de la oferta de capacidad de transporte al quedar los buques atrapados hasta que las condiciones mejoran.

b) Precio del combustible. Al ser este un componente importante de la estructura de costes del buque (por ejemplo, en el segmento de los buques tipo *suezmax* y en el periodo 2011-2013 ha llegado a suponer más del 50 por 100 del ingreso generado por el flete), un precio alto puede inducir a reducir la velocidad, lo que se refleja inmediatamente en una reducción de capacidad de transporte.

c) Geopolítica. Un ejemplo es el conflicto de Libia, que altera la demanda de capacidad de transporte al ritmo de su evolución, haciendo que el mercado de los petroleros Aframax en el Mediterráneo sufra importantes variaciones.

d) Cambios en la propia industria del petróleo y gas. Un ejemplo sería la aparición del *shale oil* o gas de esquisto en Estados Unidos, que ha provocado que los tráficos de crudo se modifiquen, provocando alteraciones en la demanda y oferta de capacidad de transporte en el segmento de los *Suezmax* en el Golfo de México.

Tipos de flete marítimo

Las necesidades de contratación de flete se pueden hacer fletando un buque en *spot*, contratando buques en la modalidad de *contract of affreightment* (COA) y contratando buques en *time charter* (TC), lo que desarrollaremos más adelante en este mismo apartado.

Flete spot

Es aquel en el que el fletador contrata un buque a un armador con el objetivo de realizar un viaje entre puerto(s) de carga y descarga establecidos y con fechas de carga (*laycan*) acordadas. Es común acordar

[3] Las rutas o referencias más líquidas son las que publica *Baltic Exchange* en w*ww.balticexchange.com.*

áreas de carga y descarga en lugar de puertos específicos, pero siempre respetando el *laycan* acordado. El coste del flete se puede acordar de diferentes formas, es decir, una cantidad fija (*lumpsum*) en dólares estadounidenses (USD), una cantidad fija, en USD/TM, o un valor *worldscale*[4] (WS).

El WS recoge cualquier combinación de puerto(s) de carga y descarga, y las tarifas publicadas pretenden reflejar el coste en que un armador incurre al alquilar un buque de características determinadas y en condiciones de operación estándar. El flete es el resultado de aplicar el porcentaje WS al *flat* y a la cantidad (toneladas métricas) transportada por el buque.

Contract of Affreightment, COA

Es un contrato a plazo donde el armador se obliga a realizar un determinado número de viajes entre puerto(s) de carga y descarga fijados o, al igual que en los viajes *spot*, entre áreas de carga y descarga. También se establece que el buque o buques que se vayan a utilizar se establezcan de antemano, fijándose un mínimo y un máximo de viajes. Por otra parte, el fletador está obligado a proporcionar el mínimo establecido y el armador no está obligado a atender cargas por encima del máximo. El empleo de los buques designados para atender el contrato no es en régimen de exclusividad, por lo que el armador puede contratar con terceros. Puede realizarse en un mercado poco líquido, como cobertura de transporte, o en mercados líquidos, a cambio de un descuento sobre el precio por volumen contratado.

Time Charter, TC

Es un contrato a plazo en el que el buque es contratado en exclusiva, por lo que el armador no puede comercializarlo con terceros. Por otra parte, el fletador asume la gestión comercial del buque mientras que el armador mantiene la gestión técnica y náutica. El coste del flete se establece en una cantidad fija diaria *hire*. Normalmente, la decisión de contratar buques en TC puede responder a:

a) Razones logísticas/comerciales. En algunas compañías la contratación de algunos buques de características particulares responde a este criterio. Ejemplo de estos son los metaneros (LNG *carriers*), los buques DP (*dynamic positioning*) y los buques MR (*medium range*).

b) Razones estratégicas. Que pueden ser: *i)* de índole regulatoria, como sería el caso en que un país requiera que, por razones de seguridad energética, el transporte de una parte de los crudos/productos que abastecen a las refinerías del mismo estén bajo el control de sus autoridades, como es el caso de Francia; o *ii)* específicas de una compañía, ya que esta puede considerar como estratégico que el transporte de un determinado porcentaje del crudo que abastece a sus refinerías se haga en buques gestionados por la propia compañía.

c) Razones económicas. Cuando de la contratación en régimen de TC se prevé obtener un beneficio frente a la alternativa de hacerlo en *spot* o a través de un COA. El *business case* que justifique la contratación se construye en base a los cargamentos de la compañía, complementándolas con cargamentos de terceros. La gestión de estos buques por parte de transporte marítimo genera consecuencias en la «cuenta de resultados a riesgo».

4. Proceso documental y contractual

En líneas generales, el proceso de contratación de una compra de crudo comienza por los *traders* o comerciales. Los *traders* de las empresas compradora y vendedora se ponen en contacto para acordar una serie de términos comerciales que, desde el momento del acuerdo, serán entendidos como vinculantes dando lugar al contrato.

[4] El valor *worldscale* (WS) es un porcentaje de las tarifas (flat) fijadas por *New Worldwide Tanker Nominal Freight Scale*, publicación aceptada por el mercado a estos fines. Estas tarifas, en USD/TM, son calculadas anualmente.

Una vez pactados los aspectos más importantes de la transacción, se elabora el contrato que recoge, no solo los términos comerciales acordados por las partes, sino también las cláusulas de índole legal y operacional. Es práctica aceptada en la industria que el vendedor sea quien envíe el documento contractual al comprador y, por ello, pueda partir de una posición de fortaleza en la imposición de ciertas condiciones añadidas al contrato que no han sido cerradas entre las partes.

También se considera práctica estándar en la industria que el vendedor utilice sus condiciones generales de contratación, las cuales, si así se ha acordado entre las partes, regularán la relaciones en todo aquello no acordado explícitamente por los *traders*.

El vendedor envía el contrato de venta al comprador quien, si lo considera necesario, realiza las enmiendas oportunas al mismo atendiendo especialmente a dos requisitos: *i)* confirmar que las condiciones comerciales acordadas previamente se reflejan en el documento contractual y *ii)* no aceptar cláusulas abusivas e intentar mejorar su posición en el contrato recibido del vendedor.

El documento contractual rige las relaciones entre comprador y vendedor en el desarrollo de la transacción previamente acordada por los *traders*.

5. Gestión del riesgo de la actividad de *trading*

Si consideramos los elevados importes de las transacciones en este mercado, por ejemplo un cargamento de 1.000.000 de barriles de crudo se vendería entre 60 y 100.000.000 de USD, la gestión del riesgo adquiere, si cabe, mayor relevancia que en otros negocios. En los siguientes subapartados se pasa revista a las características generales de la gestión de los diferentes riesgos a los que la actividad de transporte marítimo ha de hacer frente.

Gestión del riesgo de crédito

El análisis preliminar de cualquier compañía con la que se vaya a operar es tan importante como el seguimiento de las operaciones durante la vida de la transacción. Igualmente la búsqueda de garantías que permitan minimizar o mitigar el riesgo de crédito que se adquiere con la contraparte.

En función de las políticas de las compañías, generalmente se establecen parámetros para determinar la calidad crediticia de cada contraparte. Si estos parámetros, como el análisis de los estados financieros (EEFF) de las compañías involucradas, responden por sí solos para cubrir el importe de la operativa que se quiere realizar, las ventas se realizarán sin garantías adicionales y se venderá en condiciones *open,* esperándose al vencimiento de las facturas de la venta para su cobro.

Por el contrario, si el análisis de una determinada compañía no es suficientemente válida para que se pueda vender en condiciones seguras, se podrá optar por conseguir garantías de la matriz (que soporten dichos límites) o garantías bancarias. Estos instrumentos financieros conocidos como cartas de crédito, son garantías por las que un banco garantizaría el pago al vendedor con una obligación irrevocable del emisor para con el beneficiario.

Cabe señalar que el compromiso del banco depende de la presentación de los documentos estipulados en los términos y condiciones, y no del cumplimiento del contrato subyacente (ya que es independiente al mismo). En último caso, se podría optar por el prepago, garantizando de esta manera tener los fondos con carácter previo a la transmisión de la propiedad.

Riesgo operativo

Con el objetivo de cumplir criterios de seguridad, salud y medio ambiente se deben realizar evaluaciones de los buques y de las instalaciones de almacenamiento a contratar. Es importante cumplir el marco normativo en materia de seguridad y medioambiente, así como las más altas exigencias en materia de seguridad de los productos químicos (*Reach,* CLP), cuyo principal objetivo es garantizar un alto nivel de protección de la salud humana y el medio ambiente.

Los buques actuales han experimentado un gran avance tecnológico. Durante los últimos 40 años hemos visto mejoras en el diseño, en la eficiencia y resistencia de la estructura, en los modernos sistemas anticontaminación, de contraincendios, de estabilidad, de navegación y de propulsión. El proceso de evaluación de la aceptabilidad de un buque para su utilización debería incluir: la revisión de la condición física y operativa del buque; y la matriz de la experiencia y capacitación de la tripulación. Entre la documentación que se debe tener vigente está: la bandera; la sociedad de clasificación; la gestión del armador u operador t*écnico*; el histórico de inspecciones de otras compañías; el control de las autoridades del puerto; los posibles incidentes y accidentes; así como las valoraciones de operatividad de terminales propias. También se evalúan, entre otros, factores como la edad del buque, el tiempo que hace que no va a dique seco o el tipo de protección anticorrosión de los tanques.

Riesgo de incumplimiento regulatorio

Las compañías normalmente mantienen una función que vela por la aplicación de las normas de los mercados organizados y la legislación de las distintas jurisdicciones en las que lleva a cabo su actividad, comúnmente denominada *Compliance* o cumplimiento. La función de *Compliance* consiste en una primera línea de defensa que promueve la implantación de una estructura de control del riesgo en la actividad de *trading* diaria. Se delimitan los riesgos derivados de un incumplimiento del marco normativo del negocio (entre otras, las reglas de las cámaras de compensación, legislación emanada de los reguladores financieros de distintas jurisdicciones, las normas corporativas internas de riesgo y contratación, etcétera). Se valoran los riesgos de forma constante bajo el prisma de los cambios regulatorios, la actividad del negocio y las circunstancias del mercado y, en consecuencia, se crean e implementan los controles correspondientes para su vigilancia, contención y remedio.

El departamento de *Compliance,* vela además por evitar que la empresa se relacione directa o indirectamente con personas físicas, jurídicas, o países, sancionados/restringidos o con los que no es recomendable vincularse comercialmente de acuerdo con las resoluciones emitidas por EE UU a través de la Oficina de Control de Activos Extranjeros del Departamento del Tesoro de EE UU, OFAC, la Unión Europea o Naciones Unidas. En estas empresas se incluyen, entre otras, aquellas conocidas por tener relación con o financiar el terrorismo, que han incumplido regulación sobre comercio internacional, que son objeto de embargo o que tienen impuestas sanciones financieras.

Riesgos de mercado

En el negocio de *trading* de materias primas, la gestión del riesgo de mercado constituye un elemento fundamental en el control diario de las operaciones. La medición de este riesgo trata de cuantificar el impacto en el valor de la cartera por cambios en las condiciones de mercado (como los niveles de precios, la volatilidad, el tipo de cambio, entre otros). La actividad de *trading* de *commodities* está expuesta a los cambios relacionados con el riesgo de las divisas, los tipos de interés, o los problemas de liquidez.

El riesgo de divisa surge al estar expuesto a dos monedas distintas y por los movimientos en el tipo de cambio entre ambas. Los factores que afectan a este riesgo serían las volatilidades de cada moneda y la correlación entre ellas. El riesgo en el tipo de interés proviene de los potenciales cambios en el nivel y volatilidad de los tipos de interés, y afectaría sobre todo a operaciones financieras a largo plazo.

En muchas ocasiones, el riesgo del mercado está asociado de manera inherente a un riesgo de liquidez, es decir de pérdidas, debido a la imposibilidad de cerrar una posición en el corto plazo sin impactar significativamente en el precio de cierre. Esto se debe principalmente a una estrecha profundidad de mercado o a disfunciones transitorias o estructurales en el mismo.

El nivel de riesgo de mercado vendría asignado por dos componentes: la volatilidad (varianza) de los precios y la exposición a esa variabilidad. Este segundo componente es sobre el que los agentes tienen control y pueden gestionar, aumentando o disminuyendo su posición en un determinado subyacente. La exposición de una determinada cartera al factor de riesgo o volatilidad, puede verse también como la sensibilidad o «delta» de la cartera a cambios en los precios de mercado, es decir:

$$\Delta_P = dV(P)/dP$$

Donde con la delta podemos medir el efecto en el valor de la cartera *V(P)* frente a una variación en los precios de los activos subyacentes *P(t)*. Por tanto, la delta Δ_P también nos indica la cantidad de contratos de futuros necesarios para cubrir el riesgo de precio de una posición. La unidad en la que medimos esta sensibilidad es igual a la unidad en la que se mide la cantidad de producto negociado. En el caso del crudo, como ejemplo, la unidad de medida de la delta serán barriles. Razón por la que en muchas ocasiones, para referirnos a estas deltas se habla de medidas volumétricas del riesgo de mercado.

Atendiendo a la naturaleza del *trading* de físico de crudos y productos derivados, se pueden definir otras medidas volumétricas que nos ayuden a gestionar los factores de riesgo. En particular, es útil definir una medida de la exposición neta (medida en barriles, por ejemplo) de aquellos cargamentos de físico no cerrados, es decir, aquellos para los que aún no hay contraparte para la correspondiente compra o venta. Esta medida se puede restringir a las posiciones abiertas cuya estimación de carga o descarga sea inferior a un plazo determinado de días (usualmente entre 30 y 90 días). Esta medida volumétrica se suele llamar riesgo de posición.

También se puede distinguir entre la exposición a riesgo de precios absolutos y la exposición a riesgo de diferenciales de precios o riesgo de arbitraje. Así, cuando la compra esta referenciada a un precio y la venta lo está a otro distinto, puede resultar útil definir la exposición a este *spread* o diferencial de precios. El riesgo de arbitraje puede venir dado por: *i)* una diferencia entre los períodos de apreciación referenciados al mismo precio (por ejemplo, media de agosto del futuro de Brent frente a media de julio); *ii)* un diferencial de localización o geográfico, exposición al precio del mismo producto pero referenciado a diferentes localizaciones (caso de los precios de la región del Mediterráneo respecto a los de Europa Noroccidental); o *iii)* un diferencial de calidad por tratarse de precios de productos distintos y con distintas calidades, propiedades químicas, etcétera.

Medidas económicas: cálculo del valor en riesgo (VaR)

El otro componente que determina el riesgo de nuestras posiciones es la volatilidad de la cartera, definida como la desviación estándar de los rendimientos de los precios. Con la posición de cada producto en unidades de volumen/peso y los precios en dólares por volumen/peso podemos tener una medida de la volatilidad de la cartera en dólares. Lo que sería una medida estadística de la distribución de pérdidas y ganancias. El inconveniente de esta medida es que no diferencia entre posibles pérdidas y ganancias, es simétrica. En esa circunstancia se está más interesado en obtener medidas estadísticas del lado de las pérdidas. El valor en riesgo o VaR es una de estas medidas de pérdidas y la más utilizada en la industria financiera (Jorion, 2006).

El VaR trata de responder a la siguiente pregunta: ¿cómo de mal pueden ir nuestras estrategias en los próximos días? Se trata de una medida monetaria de la máxima pérdida con un nivel de confianza predefinido α (normalmente entre el 95 y 99 por 100) y para un horizonte determinado (que suele ser de 5 a 10 días). La ventaja de usar una medida de riesgo como el VaR es que permite agregar en un único número los riesgos a los diferentes mercados a los que está expuesta la cartera.

En términos estadísticos el VaR se correspondería con el percentil α de la distribución de pérdidas; es decir:

$$Prob\ (Pérdidas \leq VaR\ ) = 1 - \alpha$$

Este percentil puede estimarse a partir de la distribución histórica, ajustando una función de densidad paramétrica, o también mediante simulaciones. Uno de los enfoques más usados consiste en asumir que los precios siguen una distribución log-normal, es decir, que los rendimientos o pérdidas siguen una distribución normal. Si bien en la práctica, esta hipótesis, en ocasiones, puede resultar algo rígida (Geman, 2008 y González-Pedraz, Moreno y Peña, 2014).

6. Conclusiones

Como se ha visto, la comercialización del petróleo envuelve un conjunto de factores que determinan una dinámica compleja. En el análisis de esta dinámica es clave el papel que juega el negocio del *trading* dentro de cualquier empresa de hidrocarburos. La revisión que se ha realizado en este artículo de los factores clave y de la operativa del negocio es apenas una descripción introductoria que, aunque deja entrever la complejidad de esta actividad, no refleja completamente la dificultad que presenta una gestión exitosa de este negocio.

Referencias Bibliográficas

[1] GEMAN, H. (2008). *Risk Management in Commodity Markets*. Wiley, Chichester, Reino Unido.

[2] GONZÁLEZ-PEDRAZ, C.; MORENO, M. y PEÑA, J. I. (2014). Tail Risk in Energy Portfolios. *Energy Economics,* vol. 46, pp. 422-434.

[3] JORION, P (2006). *Value-at-Risk, the New Benchmark for Managing Financial Risk*. Mc-Graw-Hill, Nueva York.

[4] PLATTS (2014). *Crude Oil. Methodology and specifications guide*. Platts-McGraw-Hill, New York.

ICE
INFORMACIÓN COMERCIAL ESPAÑOLA

Información Comercial Española
Revista de Economía

6 números anuales

Artículos originales sobre un amplio espectro de temas tratados desde una óptica económica, con especial referencia a sus aspectos internacionales

Boletín Económico
de Información Comercial Española

12 números anuales

Artículos y documentos sobre economía Española, comunitaria e internacional, con especial énfasis en temas sectoriales y de comercio exterior

En
INTERNET
www.revistasice.com

Cuadernos Económicos
De ICE

2 números anuales

Artículos de economía teórica y aplicada y métodos cuantitativos, que contribuyen a la difusión y desarrollo de la investigación económica

Antonio Merino*
Rebeca Albacete**

EVOLUCIÓN Y PREDICCIÓN A CORTO PLAZO DE LA DEMANDA DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN ESPAÑA

El objetivo de este trabajo es el estudio de la evolución reciente de la demanda total de productos petrolíferos en España, a través de un análisis desagregado por tipos de productos muy heterogéneos entre sí, y realizando predicciones de la evolución futura de la demanda de productos a corto plazo, a partir de modelos econométricos, y con la doble finalidad de identificar los factores explicativos de las previsiones para conseguir el mejor ajuste predictivo posible. Para dicho análisis se consideran las variables que explican el comportamiento de la demanda postuladas por la teoría económica, tales como la renta y el precio, de modo que se construyen modelos econométricos congruentes, considerando indicadores de actividad económica como variables «proxy» *de la renta.*

***Palabras clave**: demanda de energía, análisis desagregado, modelo econométrico congruente.*
***Clasificación JEL:** C32, C53, E31.*

1. Introducción

La demanda total de productos petrolíferos en España registró un crecimiento promedio anual del 2,9 por 100 en la década 1998-2007, que contrasta fuertemente con el descenso anual medio del -5,1 por 100 experimentado en el período 2008-2013, coincidiendo con el contexto de crisis económica.

Desde los niveles máximos, alcanzados en 2007, la caída ha sido del 27 por 100, en términos acumulados hasta 2013. De modo que desde los 1.600.000 barriles diarios demandados en 2007 se ha reducido a 1.200.000 en 2013, situándose en los niveles de finales de los años noventa.

En 2013 se registró el mayor retroceso anual en la demanda total con una caída del 8,9 por 100, muy superior a la registrada en la anterior crisis de 2009 del -5,6 por 100.

El objetivo de este trabajo consiste en analizar la evolución reciente de la demanda total de productos

* Director de la Dirección de Estudios de Repsol.
** Doctora en Economía. Economista Senior de la Dirección de Estudios de Repsol.

petrolíferos en España, a través del análisis de los consumos de cada uno de los diferentes tipos de productos petrolíferos en los que se puede desagregar la demanda total, descritos en el apartado 2. En el apartado 3 se explica la metodología de análisis, poniendo especial hincapié en la predicción a corto plazo. El apartado 4 describe el modelo econométrico desagregado congruente propuesto para explicar la evolución actual de la demanda de productos y prever la evolución futura. En el apartado 5 se analizan las previsiones derivadas de este modelo. Finalmente, en el apartado 6 se recopilan las conclusiones más relevantes derivadas de este análisis.

2. Análisis desagregado de la demanda total de productos petrolíferos en España

La demanda total de productos petrolíferos es una variable agregada que puede desagregarse siguiendo un criterio sectorial distinguiendo diferentes tipos de productos petrolíferos, muy heterogéneos entre sí, en función del destino de su demanda final. La desagregación considerada en este estudio distingue los siguientes tipos de productos:

— Gasóleos, cuya demanda representa en promedio el 43 por 100 de la demanda total, considerando el período 1997-2013, como puede observarse en el Gráfico 1.

— Fuelóleos, con un peso de su consumo del 17 por 100 del total.

— Gasolinas, con una ponderación en la demanda media del periodo del 11 por 100.

— Querosenos, cuyo consumo supone el 7 por 100.

— Gases licuados del petróleo (GLP), butano y propano, cuya demanda pesa el 3 por 100.

— Y finalmente, otros productos, cuya demanda representa el 17 por 100 restante, y se compone a su vez de productos tan diversos como coque, asfaltos, lubricantes, naftas, condensados, parafinas y disolventes.

Un paso más en la desagregación propuesta consiste en desagregar la demanda de gasóleos en: gasóleos para transporte (automoción, B y marítimo) con un peso sobre la demanda del total de gasóleos del 90 por 100 y del 39 por 100 sobre la demanda total de productos; y gasóleo calefacción, que representa el 10 por 100 restante (y el 4 por 100 sobre la demanda total). Esta distinción obedece por un lado, al diferente patrón de comportamiento de ambos componentes y, por otro lado, a la distinta demanda final a la que se destinan.

El Gráfico 1 muestra la distribución de la demanda total entre los diferentes productos en promedio considerando el período 1997-2013.

Atendiendo al último año 2013, se observa, como puede apreciarse en los Gráficos 1 y 2, un aumento del peso de la demanda de destilados medios, gasóleos y querosenos, en detrimento de las gasolinas, los fuelóleos y los otros productos.

El dinamismo del transporte aéreo en los últimos años y la *dieselización* del parque automovilístico español explican el cambio al alza en la estructura del peso de la demanda de querosenos y gasóleo automoción, respectivamente.

Las fuentes de estos datos de demanda de productos petrolíferos corresponden a la base nacional de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) y a la base internacional Joint Oil Initiative Database (JODI). La periodicidad de estas series es mensual.

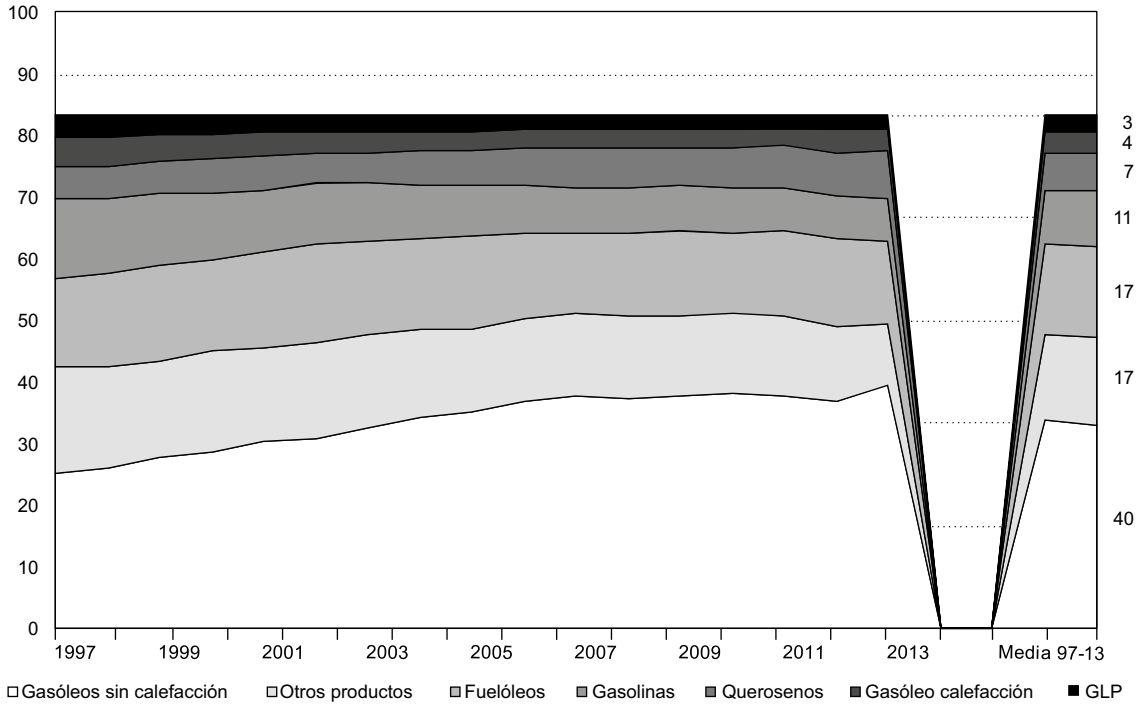
Los Gráficos 3 y 4 describen la evolución mensual de las series de demanda total y para cada uno de los diferentes productos petrolíferos en España.

Como puede apreciarse en el Gráfico 3 la demanda total de productos petrolíferos en España creció paulatinamente hasta el año 2007, a partir del cual comenzó a sufrir un continuo deterioro, a raíz de la crisis económica, alcanzando en la actualidad niveles de finales de los años noventa.

Como puede observarse en el Gráfico 4 y en el Cuadro 1, la demanda de gasolinas ha sufrido un continuo deterioro, de modo que de alcanzar un valor de 209.000 barriles diarios de media en 1998 ha descendido hasta unos 108.000 barriles diarios en 2013, lo que implica una reducción acumulada de algo más de

GRÁFICO 1

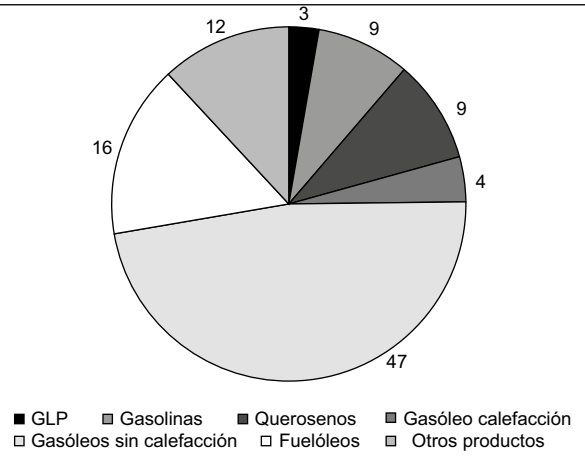
COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA TOTAL DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS, 1997-2013
(En % sobre la demanda total)



FUENTE: CORES.

GRÁFICO 2

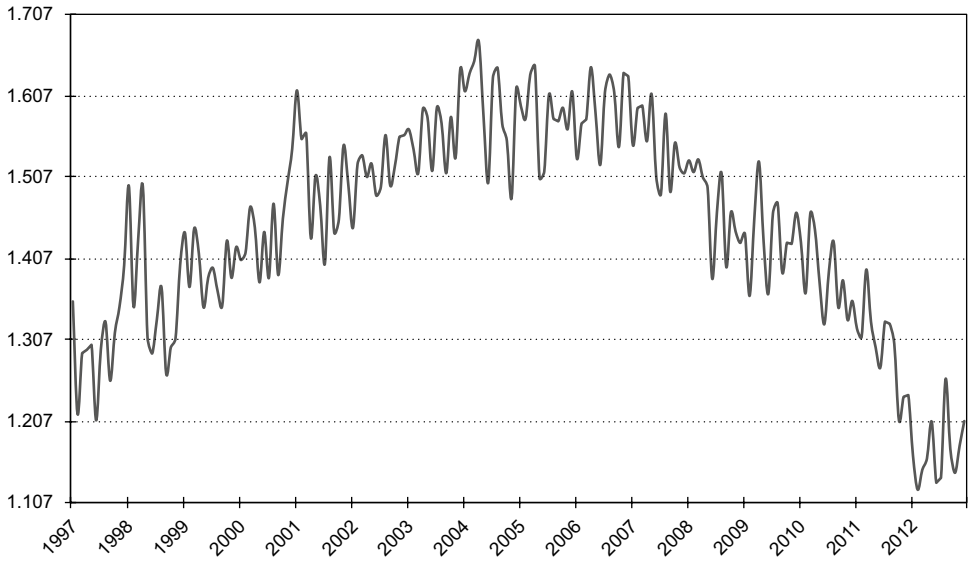
COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA TOTAL DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS, 2013
(En % sobre la demanda total)



FUENTE: CORES.

GRÁFICO 3

DEMANDA TOTAL DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS
(En miles de barriles/día)



NOTA: Todos los datos corresponden al mes de diciembre de cada año.
FUENTE: CORES Y JODI.

CUADRO 1

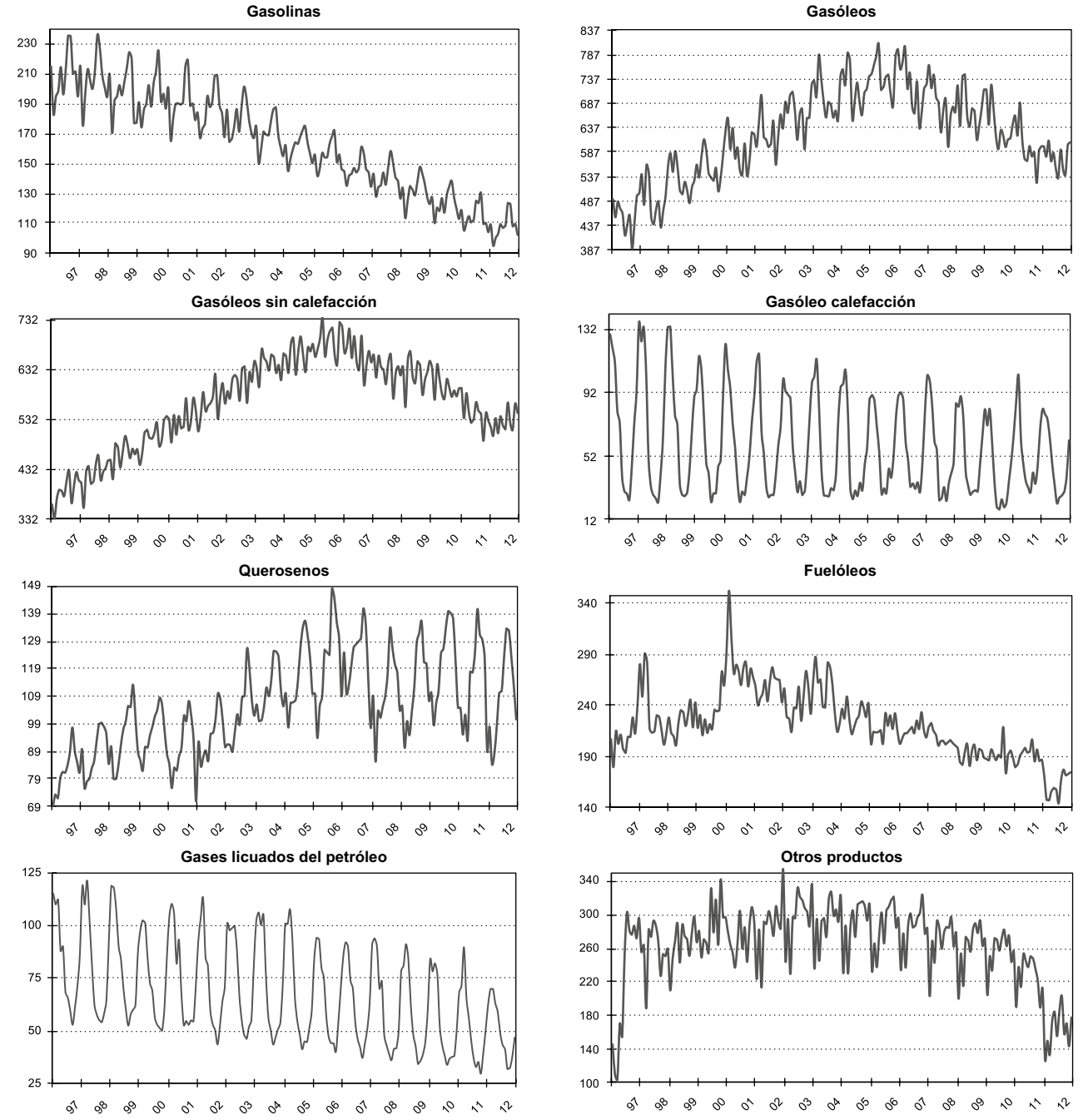
DEMANDA DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN ESPAÑA: TOTAL Y COMPONENTES
(Tasa de variación anual media %)

	GLP	Gasolinas	Querosenos	Gasóleos	Gasol. sin calefac	Gasól. calefac.	Fuelóleos	Otros	Total
1998.....	3,3	0,3	8,9	10,5	11,0	8,1	18,8	3,2	8,4
1999.....	-0,5	-1,0	5,8	11,4	13,1	2,0	9,1	1,8	6,4
2000.....	-3,1	-4,6	6,5	3,4	5,2	-7,8	-4,2	4,6	1,0
2001.....	-6,5	-0,6	1,8	7,1	8,5	-3,0	6,2	-2,0	3,3
2002.....	0,9	-3,0	-5,7	3,1	4,7	-9,8	9,6	4,4	3,1
2003.....	-3,6	-1,3	5,2	7,9	8,5	2,8	-5,3	0,7	2,4
2004.....	3,3	-4,1	11,0	6,4	7,2	-0,6	-1,0	-5,4	1,9
2005.....	-2,0	-5,9	6,4	3,9	4,6	-3,6	4,2	-2,7	1,8
2006.....	-9,5	-4,5	4,4	2,8	3,6	-6,2	-9,0	-2,3	-1,1
2007.....	-0,8	-3,5	5,5	4,4	4,1	8,7	-4,7	0,1	1,4
2008.....	-3,9	-6,0	-1,4	-3,9	-4,0	-3,6	-0,9	-2,9	-3,3
2009.....	-7,1	-4,5	-8,8	-5,7	-5,4	-9,8	-4,2	-5,6	-5,6
2010.....	0,7	-5,6	2,2	-0,4	-0,6	2,5	-6,6	-2,5	-2,0
2011.....	-10,7	-6,6	6,7	-6,4	-5,1	-20,9	0,6	-5,0	-4,2
2012.....	-3,2	-7,1	-5,7	-6,3	-9,1	33,7	-3,0	-12,8	-6,7
2013.....	-0,8	-5,4	-2,7	-3,2	-2,1	-13,6	-15,1	-27,6	-8,9

FUENTE: CORES.

GRÁFICO 4

DEMANDA DE LOS DIFERENTES PRODUCTOS PETROLÍFEROS, 1997-2012
(En miles de barriles/día)



NOTA: Todos los datos corresponden al mes de diciembre de cada año.

FUENTE: CORES Y JODI.

100.000 barriles al día. La tasa de variación anual media en el periodo 1998-2013 ha sido del -4 por 100. En 2012 se produjo el retroceso más acusado, de un 7,1 por 100. En 2013 la caída fue inferior pero también fue relevante, del -5,4 por 100.

El progresivo descenso que ha sufrido la demanda de gasolinas encuentra su contrapunto en el relevante aumento experimentado por la demanda de gasóleo automoción, ante el paulatino proceso de *dieselización* del parque automovilístico.

El consumo de gasóleo automoción representa el 76 por 100 del consumo de gasóleos excluido calefacción, considerando en promedio el período 1997-2013. El 24 por 100 restante se distribuye entre el consumo de gasóleo B (18 por 100 para maquinaria utilizada fuera de carretera y maquinaria agrícola) y de gasóleo marítimo (6 por 100), un peso nada desdeñable teniendo en cuenta la volatilidad de estos dos componentes, con un claro impacto en el conjunto de la demanda de gasóleos excluido calefacción.

La demanda de gasóleos excluido calefacción fue incrementándose gradualmente desde un valor medio de 392.000 barriles diarios en 1998 hasta alcanzar un promedio máximo de 692.000 barriles diarios en 2007, lo que implica un aumento medio anual del 7,1 por 100.

En 2008 se produjo el primer descenso anual, que fue muy relevante, de un 4 por 100, con lo que la demanda se redujo a 663.000 barriles, como consecuencia del relevante incremento experimentado por el precio del crudo en la primera mitad del año y del inicio de la crisis económica mundial en la segunda mitad de 2008. El precio del crudo tipo Brent pasó de registrar un valor medio de 63 euros en enero de 2008 a alcanzar 85 euros en junio y julio de dicho año (en dólares, el precio del crudo osciló de 92 en enero a 133 en julio).

En 2009 la demanda de gasóleos sin calefacción volvió a descender situándose en 630.000 barriles diarios, lo que implica un descenso anual del 5,4 por 100. La caída en la matriculación de vehículos, así como en la actividad de la construcción y en el transporte de mercancías, a raíz de la crisis económica, están detrás de esta evolución a la baja tan negativa de los últimos años.

El peso del sector de la construcción se ha reducido drásticamente en el PIB español, fundamentalmente el sector residencial, de modo que la inversión en vivienda, de alcanzar un peso máximo del 9,4 por 100 en el segundo y tercer trimestres de 2006 se redujo a un 5,1 por 100, prácticamente a la mitad, en el último trimestre de 2009, lo que explica en gran medida la relevante caída de la demanda a partir de 2009.

De hecho, la demanda de los gasóleos excluyendo calefacción continuó deteriorándose en los años posteriores a 2009, experimentando el retroceso más relevante en 2012, de un -9,1 por 100, ante la desfavorable evolución del gasóleo automoción y del gasóleo B. En 2013 el deterioro fue mucho menor, de un -2,1 por 100, dado el mejor comportamiento de los tres tipos de gasóleos, automoción, B y marítimo en la segunda mitad del año.

En cuanto a la demanda de gasóleo calefacción, un factor muy importante en su evolución es la temperatura, de modo que la calidez de los últimos inviernos, exceptuando el de 2012, explica la reducción de su demanda.

Respecto a la demanda de querosenos, de un valor medio de 83.000 barriles diarios en 1998 aumentó paulatinamente hasta alcanzar un valor medio máximo de 123.000 barriles diarios en 2007, lo que implica un aumento medio anual del 5 por 100. El dinamismo del transporte aéreo en esos años tuvo un impacto muy positivo en la demanda de querosenos.

En 2008 y 2009 también disminuyó la demanda de querosenos, al igual que ocurrió con la demanda de los gasóleos, como consecuencia del incremento del precio del crudo y de la crisis económica, registrando un descenso anual del 1,4 por 100 en 2008 y más intenso, del 8,8 por 100, en 2009. En 2010 y 2011 la demanda se recuperó, pero en los últimos años, 2012 y 2013, volvió a retroceder ante el nuevo deterioro de la economía. No obstante, en la segunda mitad de 2013 registró un crecimiento promedio del 1,3 por 100 a tenor del favorable comportamiento del turismo.

La demanda de fuelóleos, que se emplean, fundamentalmente, en la producción de energía eléctrica y para uso marítimo, muestra un perfil más errático, como puede apreciarse en el Gráfico 4, poniendo de manifiesto una mayor sensibilidad al precio del crudo. En promedio, la demanda de fuelóleos ha registrado una tasa de variación anual media prácticamente nula en el período 1998-2013.

En cuanto a la demanda de gases licuados del petróleo también se ve afectada por la temperatura, al igual que la demanda de gasóleo calefacción. En los últimos años ha experimentado un continuo deterioro, siendo la tasa de variación anual media de un -2,7 por 100 en el periodo 1998-2013.

Finalmente, la demanda de otros productos petrolíferos mostró un perfil relativamente estable hasta 2008, a pesar de la heterogeneidad de los bienes que lo componen, de uso fundamentalmente industrial, petroquímico y para la elaboración de cemento y asfalto; de tal forma que la estabilidad que caracterizaba al consumo de bitúmenes asfálticos compensaba la elevada volatilidad de la demanda de los productos petroquímicos. No obstante, la demanda de otros productos también acusó la severidad de la crisis económica en 2009, año desde el que no ha cesado de caer, descendiendo en los últimos años a tasas de dos dígitos (en 2013 cerca del -30 por 100).

Teniendo en cuenta todos los productos derivados del petróleo en su conjunto, se produce un incremento de demanda desde los 1.312.000 barriles diarios en 1998 a 1.593.000 barriles en 2007, lo que supone un crecimiento anual medio de 2,9 por 100, y decrece en el período 2008-2013 a una tasa de variación anual media del -5,1 por 100.

3. Metodología: análisis econométrico desagregado

La demanda total de productos petrolíferos es una variable agregada que procede de una determinada desagregación sectorial, descrita en el apartado anterior, y presenta periodicidad mensual. Por consiguiente, el análisis de la demanda de productos petrolíferos es susceptible de seguir la metodología propuesta por Albacete (2006), según la cual, empleando un conjunto informativo desagregado relevante es posible generar predicciones más ajustadas que las derivadas de un modelo construido sobre la variable agregada, proporcionando, adicionalmente, una explicación de los factores determinantes de las mismas, que constituye un *input* muy importante en el proceso de toma de decisiones de los agentes participantes en el sector.

El ajuste de una predicción depende de la naturaleza del fenómeno económico objeto de estudio (sobre la cual el analista no tiene control), del conjunto informativo considerado y de la metodología econométrica empleada.

El conjunto informativo básico considera únicamente valores presentes y pasados de la variable a analizar. Este conjunto univariante básico puede ampliarse en diferentes direcciones no excluyentes entre sí: *i)* ampliación frecuencial, considerando una mayor periodicidad*; ii)* desagregación de la variable agregada; *iii)* incorporación en el conjunto informativo de otras variables relacionadas con la variable de interés.

La desagregación es, por tanto, un modo de ampliar el conjunto informativo para la realización de las predicciones. Lo importante es que esta información adicional sea relevante para la predicción y pueda recibir el tratamiento econométrico adecuado. Así, en la desagregación sectorial es importante que los diferentes sectores considerados sean heterogéneos entre sí, como es el caso de los diferentes tipos de productos petrolíferos.

Por otro lado, otra ventaja de desagregar consiste en que los modelos construidos sobre una determinada desagregación permiten incorporar indicadores individuales en cada ecuación de los distintos componentes, así como indicadores generales que pueden presentar un efecto diferente en cada componente. Al incorporar estos indicadores se abandona el conjunto univariante básico para tratar con un conjunto informativo multivariante.

En este sentido, es importante avanzar en el conjunto informativo e incorporar variables explicativas que muestren una relación causal con la variable de interés,

CUADRO 2

CONTRASTES DE RAÍCES UNITARIAS SOBRE LAS SERIES DE DEMANDA DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

Hipótesis nula	Total	Gasóleo sin calefacción	Gasóleo calefacción	Gasolina	Queroseno	Fuelóleo	GLP	Otros
Presencia de raíz unitaria	-1,93 (-0,1)	1,64 (0,1)	-2,54 (-0,9)	-1,40 (-0,2)	-2,04 (-0,2)	-4,00 (-0,3)	-1,70 (-0,5)	-0,57 (-0,1)

NOTA: Los valores críticos derivan de MacKinnon (1991) y son -3,44 al 5% y -4,03 al 1%. La regresión incluye variables deterministas. Las series están expresadas en logaritmo. Los valores entre paréntesis corresponden al coeficiente de la variable retardada x_{t-1}.

basada en la teoría económica, y construir modelos econométricos congruentes, definidos por Hendry (2001).

Este trabajo sigue la metodología descrita anteriormente, de modo que el análisis de la demanda de productos petrolíferos en España se basa en la construcción de un modelo econométrico congruente sobre una desagregación sectorial, considerando los diferentes tipos de productos petrolíferos.

Las series de demanda de productos petrolíferos, desde un punto de vista estadístico, se caracterizan, en general, por una acusada estacionalidad, es decir, todos los años muestran un patrón de comportamiento similar, y, además, siguen una determinada tendencia, como puede observarse en los Gráficos 3 y 4. Por consiguiente no son estacionarias.

Los contrastes de raíces unitarias Dickey-Fuller (1981), corroboran que las series originales de niveles de demanda de productos petrolíferos siguen procesos estocásticos integrados, es decir, no son estacionarias (Cuadro 2). Para todos los componentes se acepta la hipótesis nula «presencia de, al menos, una raíz unitaria».

Al tratarse de variables no estacionarias, el primer paso para la construcción de un modelo econométrico es convertir las series originales integradas en estacionarias, lo cual requiere eliminar la tendencia y la estacionalidad que las caracteriza.

Las series originales en niveles de la demanda de productos petrolíferos siguen, en general, procesos estocásticos integrados de orden dos, *I(2),* dado que hay que tomar dos diferencias, una regular para eliminar la tendencia y otra estacional para suprimir la estacionalidad y, de este modo, convertir las series originales integradas en series estacionarias.

4. Modelo econométrico desagregado congruente

Una vez obtenidas las transformaciones estacionarias para cada uno de los componentes de demanda de productos petrolíferos descritos anteriormente, se elabora un modelo multivariante uniecuacional, tipo ARIMA incorporando indicadores adelantados —variables explicativas—, con el que se obtienen predicciones para dicho componente.

Para seleccionar en una fase inicial los indicadores que se van a incorporar en el modelo econométrico uniecuacional, como factores determinantes de la evolución de la demanda del producto considerado, acudimos a la teoría económica y a los contrastes de causalidad en el sentido de Granger, 1980. Posteriormente, estos resultados iniciales tienen que ser corroborados por los contrastes de significatividad de los coeficientes correspondientes a los indicadores considerados en la estimación del modelo econométrico.

Según la teoría económica, la demanda de un producto viene explicada en función del precio y de la renta. La variable precio seleccionada es el precio del

CUADRO 3

CONTRASTES DE RAÍCES UNITARIAS SOBRE VARIABLES EXPLICATIVAS

Hipótesis nula	Precio del Brent	IPI	IASS Transporte
Presencia de raíz unitaria	-2,56 (-0,07)	-3,33 (-0,44)	-4,00 (-0,49)

NOTA: Los valores críticos derivan de MacKinnon (1991) y son -3,44 al 5% y -4,03 al 1%. La regresión incluye variables deterministas. Las series están expresadas en logaritmo. Los valores entre paréntesis corresponden al coeficiente de la variable retardada x_{t-1}.

crudo, dado que el precio final de los productos petrolíferos depende, además del nivel impositivo que soporta el producto, del precio del petróleo. Se considera el precio del crudo tipo Brent, de referencia en Europa, en euros, para lo cual se toma el precio del Brent en dólares, publicado por el Intercontinental Exchange (ICE), y se aplica el tipo de cambio dólar/euro publicado por el Banco Central Europeo (BCE).

Y para aproximar la renta se consideran indicadores de actividad económica, tales como el índice de producción industrial (IPI) y el índice de actividad del sector transporte, publicados por el Instituto Nacional de Estadística (INE), ambos de periodicidad mensual, al igual que las series de demanda, con lo que la renta se aproxima por el lado de la oferta. Al incorporar ambos índices conjuntamente quedan cubiertos tanto el sector industrial como el de servicios, con lo que se abarcan los diferentes tipos de consumo final. Implícitamente también queda cubierto el sector de la construcción dada su estrecha relación con los otros sectores productivos.

El IPI en el período 1999-2007 registró un crecimiento anual medio de 1,7 por 100; sin embargo descendió un 5,4 por 100 en promedio en el período 2008-2013. En el caso del indicador de la actividad del sector trasporte creció un 6,4 por 100 anual medio en el período 2001-2007 y descendió un 2,1 por 100 en 2008-2013.

Las series de producción industrial y actividad del transporte se caracterizan por una acusada estacionalidad y una marcada tendencia. Los contrastes de raíces unitarias (Cuadro 3) muestran que siguen procesos estocásticos integrados *I(2).*

El Gráfico 5 muestra una posible relación entre las variables seleccionadas y la demanda de productos petrolíferos. Los contrastes de causalidad en el sentido de Granger evidencian empíricamente la existencia y el sentido causal de la relación entre los indicadores y la demanda de productos petrolíferos (Cuadro 4).

Únicamente en el caso del indicador de la actividad del sector transporte, no queda claro el sentido de la causalidad, pero el contraste sí evidencia la existencia de relación causal. Posteriormente, el contraste de significatividad del coeficiente correspondiente a este indicador en el modelo corrobora su papel como factor determinante de la evolución de la demanda de productos.

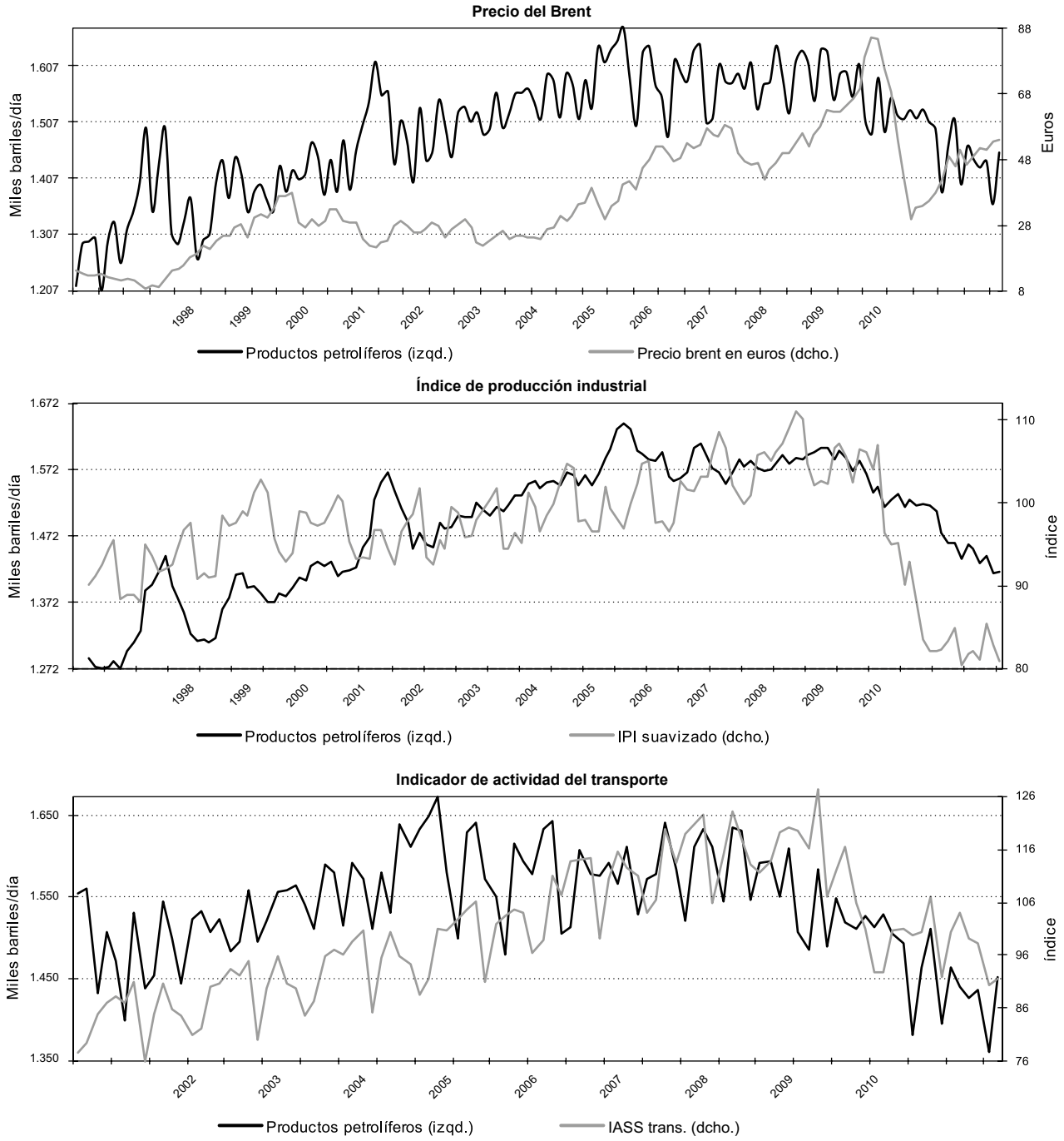
El esquema general de los modelos econométricos propuestos para cada uno de los componentes de demanda es el correspondiente a modelos multivariantes uniecuacionales del tipo:

ARIMA Multiplicativo + IA + AI

En donde: el término *IA* representa la correspondiente función de transferencia con los «indicadores adelantados», normalmente se incorpora hasta el segundo retardo para cada una de las variables explicativas; el término *AI* denota «análisis de intervención», es decir, se incorporan en el modelo observaciones atípicas a través

GRÁFICO 5

DEMANDA TOTAL DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS, ÍNDICE DE PRODUCCIÓN INDUSTRIAL E INDICADOR DE ACTIVIDAD DEL SECTOR TRANSPORTE, 1998-2010



NOTAS: Todos los datos corresponden al mes de enero de cada año.

FUENTE: BCE, CORES, ICE, INE Y JODI.

CUADRO 4

CONTRASTES DE CAUSALIDAD EN EL SENTIDO DE GRANGER

Variable X	X causa a Y	Variable Y	Estadistica F	Probabilidad	Resultado
Precio del Brent	Causa	Demanda de productos petrolíferos	3,69	0,03	Sí
Demanda de productos petrolíferos	Causa	Precio del Brent	0,01	0,99	No
IPI	Causa	Demanda de productos petrolíferos	2,70	0,00	Sí
Demanda de productos petrolíferos	Causa	IPI	1,52	0,13	No
IASS Transporte	Causa	Demanda de productos petrolíferos	2,02	0,04	Sí
Demanda de productos petrolíferos	Causa	IASS Transporte	2,22	0,02	Sí

FUENTE: Datos CORES, INE y Previsiones: Servicio de Estudios de Repsol.

de la introducción de variables deterministas, para capturar efectos de distinta naturaleza como, por ejemplo, el efecto de la Semana Santa o variaciones impositivas, como las últimas subidas del IVA acaecidas en julio de 2010 (en la que el tipo impositivo subió de un 16 a un 18 por 100) y en septiembre de 2012 (en que el tipo subió a un 21 por 100); finalmente, el esquema *ARIMA Multiplicativo* que muestran casi todos los componentes es: (2,1,0) x (1,1,0), que corresponde a un modelo autorregresivo de segundo orden en la parte regular de la serie, *AR(2),* y un modelo autorregresivo de primer orden en la parte estacional de la serie, *AR(12),* sobre la serie ya estacionaria, para lo cual se aplicaron previamente una diferencia regular y otra estacional sobre la transformación logarítmica de la serie original.

También se construye un modelo de este tipo para la demanda total —modelo agregado— pero, como se demuestra en el apartado siguiente, los resultados no mejoran los obtenidos con el modelo desagregado, corroborando los resultados de la literatura, Theil (1954); Pesaran *et al.* (1989, 1993 y 1994); Lee (1997); Clements y Hendry (2002b); Marcellino *et al.* (2003) y Espasa y Albacete (2007), entre otros, muestran que el enfoque agregado no presenta ventajas respecto al desagregado, ya que el modelo desagregado proporciona, no solo predicciones más ajustadas, con un menor error de predicción, sino también un diagnóstico más completo, al describir las distintas tendencias que siguen los componentes. Por tanto, las predicciones y la diagnosis para la demanda total de productos proceden

CUADRO 5

MODELO ECONOMÉTRICO DESAGREGADO CONGRUENTE PARA LA DEMANDA TOTAL DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN ESPAÑA

Demanda producto	Diferencia regular	Diferencia estacional	ARIMA multiplicativo	Ganancia precio Brent	Ganancia IPI	Ganancia IASS Transporte	Desviación típica residual
Gasóleo sin calefacción.....	Sí	Sí	$a_t/(1+0,2L+0,3L^2)$ $(1+0,4L12)$	-0,07	0,59	0,45	0,07
Gasóleo calefacción.....	No	Sí	$a_t/(1+0,3L^{12})$	0,07	-	-	0,19
Gasolinas.....	Sí	Sí	$a_t/(1+0,7L+0,5L^2)$ $(1+0,3L^{12})$	-0,08	0,12	0,22	0,05
Querosenos.....	Sí	Sí	$a_t/(1+0,4L)$ $(1+0,4L^{12})$	0,01	0,20	0,10	0,08
Fuelóleos.....	Sí	No	$a_t/(1+0,3L)$	-0,10	-	-	0,07
GLP.....	Sí	Sí	$a_t/(1+0,4L+0,2L^2)$ $(1+0,4L^{12})$	-0,07	0,60	-	0,11
Otros.....	Sí	Sí	$a_t/(1+0,7L+0,2L^2)$	-0,01	0,20	0,20	0,11

NOTA: a_t es ruido blanco.

FUENTE: Datos CORES, INE y Previsiones: Servicio de Estudios de Repsol.

del modelo econométrico congruente desagregado, descrito en el Cuadro 5.

Los modelos para la demanda de gasóleo calefacción y de GLP incluyen también una variable determinista para capturar el efecto de la temperatura.

El Cuadro 5 pone de manifiesto la mayor influencia de los indicadores de actividad *versus* el precio del crudo en la demanda de productos. Las elasticidades obtenidas respecto a los indicadores de actividad económica y al indicador de precios están en línea con las derivadas de los modelos propuestos por Pedregal *et al.* (2009), para la demanda de los cinco productos más importantes en España, y también son acordes a los resultados obtenidos en estudios de la demanda de productos petrolíferos en otras regiones, como la OCDE, por Biackburne y Bumpass (2014); países MENA, del Norte de África y Oriente Próximo, Bhattacharyya y Blake (2009); Nigeria, Iwayemi *et al.* (2010) y países asiáticos emergentes, Gallí (1998).

En el apartado 5 se analizan las previsiones derivadas de este modelo desagregado, a través de la obtención de predicciones extramuestrales.

5. Predicción de la demanda de productos petrolíferos

Para predecir la demanda de productos petrolíferos en España se utiliza el modelo econométrico mensual desagregado congruente presentado en el apartado 4, con el que se obtienen predicciones mensuales, obteniendo un esquema de predicción muy flexible que permite incorporar mensualmente las innovaciones al conjunto informativo relevante para la predicción.

El empleo de predicciones derivadas de un modelo econométrico muestra dos claras ventajas: una de ellas es la objetividad garantizada por el uso de herramientas estadísticas, y la otra es la posibilidad de evaluar el error de predicción, al poder calcular

un intervalo de predicción y no únicamente una predicción puntual.

Primeramente se calculan las previsiones para cada uno de los componentes de demanda, correspondientes a cada tipo de producto y, agregando las predicciones de los diferentes componentes, se obtienen las previsiones para la demanda total de productos petrolíferos.

En un modelo que incorpora indicadores adelantados, como es el caso, el ajuste de la predicción de la variable de interés depende en gran medida de la bondad de ajuste de las previsiones para los indicadores adelantados, fundamentalmente de aquellos indicadores que tienen un mayor impacto en la explicación de la evolución de la variable dependiente.

Como se ha comentado en el apartado 4, los indicadores de actividad, tanto producción industrial como servicios de transporte, muestran una ganancia superior en el modelo en comparación con el indicador de precio, por tanto, realizar unas previsiones óptimas de los mismos resulta relevante para incrementar el ajuste de la predicción de la demanda. En este sentido, las previsiones de los indicadores de actividad también derivan, a su vez, de modelos econométricos desagregados, replicando para ambos indicadores la metodología descrita en apartados anteriores.

De este modo, para construir el modelo para el índice de producción industrial se considera su desagregación en función del destino económico de los bienes industriales, distinguiendo entre: bienes de consumo —desglosando a su vez, bienes de consumo duradero y no duradero—, bienes de equipo, bienes intermedios y bienes energéticos. Y para modelizar el índice de actividad del sector de servicios de transporte se distingue entre transporte terrestre y aéreo.

Teniendo en cuenta todos estos factores junto al hecho de las revisiones que sufren las series históricas de demanda de productos, el error de predicción empírico, derivado del modelo en el período 2007-2013, en la previsión de la tasa de variación anual media de la demanda total de productos un período hacia delante, medido a través de la raíz del error cuadrático medio, es 1,6 puntos porcentuales, muy inferior al error de predicción empírico derivado del modelo agregado de 3 puntos porcentuales, prácticamente el doble del error derivado del modelo desagregado, poniendo de manifiesto la ganancia no solo en el diagnóstico sino también en el ajuste de la predicción derivada del análisis desagregado *versus* el enfoque agregado.

Como se ha comentado al inicio del apartado, otro valor añadido del modelo desagregado mensual de demanda es la posibilidad de obtener previsiones de los niveles mensuales de demanda. Posteriormente, agregando las previsiones mensuales se pueden obtener las trimestrales y las anuales.

Con la finalidad de calibrar el poder predictivo del modelo propuesto para la demanda se describe el siguiente ejercicio de predicción fuera de muestra. Los Gráficos 6 y 7 muestran las previsiones extramuestrales de los niveles mensuales de la demanda total de productos y de la demanda de gasóleos sin calefacción, respectivamente, para 2013 y 2014 efectuadas en diferentes momentos de 2012 y 2013, así como los datos finalmente observados para 2013 con el objetivo de evaluar el ajuste de las previsiones mensuales para los niveles de 2013.

Como puede apreciarse en los Gráficos 6 y 7, a pesar de la volatilidad que caracteriza las series mensuales de demanda, el perfil de las previsiones ajusta relativamente bien la evolución mensual de la demanda finalmente observada.

El Cuadro 6 muestra las previsiones para la tasa de variación interanual en los meses correspondientes a 2013 tanto de la demanda de productos como de los indicadores de oferta, IPI y el indicador de actividad del sector transporte y los compara con su valor observado, con la finalidad de evaluar los errores de predicción derivados del modelo, así como el ajuste predictivo.

El Cuadro 6 refleja la coherencia de las previsiones de los indicadores de actividad. Como se ha comentado anteriormente, obtener previsiones óptimas de las variables explicativas resulta crucial en la predicción de la variable de interés.

El Cuadro 7, a continuación, muestra la evolución de distintas previsiones para la tasa de variación anual media de la demanda total y para cada uno de los productos en 2013, derivadas del modelo desagregado, así como los datos finalmente observados en 2013. Las predicciones para la tasa de variación anual media se obtienen por agregación de las previsiones mensuales que se efectuaron empleando distintos conjuntos informativos, incorporando en primer lugar los datos hasta diciembre de 2012 y, posteriormente, con los datos hasta febrero de 2013, mayo de 2013 y hasta agosto de 2013.

Hay que tener en cuenta que en 2012 la demanda total de productos petrolíferos registró un relevante descenso del 6,7 por 100, dado que el pasado inmediato tiene un peso importante en los modelos empleados para obtener la predicción futura.

Como muestra el Cuadro 7 la previsión realizada a finales de 2012, con un horizonte de predicción a un año, para la tasa de variación anual media en el conjunto del año 2013, una caída del 10 por 100, se aproximó en gran medida al descenso finalmente observado en dicho año, del -8,9 por 100.

Utilizando la previsión puntual, -10 por 100, y el error de previsión a un año derivado del modelo desagregado, 1,6 por 100, se obtienen los siguientes intervalos de confianza: al 95 por 100 (-13,1 por 100, -6,9 por 100); al 90 por 100 (-12,6 por 100, -7,4 por 100) y al 80 por 100 (-12 por 100 y -8 por 100). El descenso finalmente observado en 2013, -8,9 por 100, cae dentro del intervalo de confianza al 80 por 100 (como se puede observar en el Gráfico 8), por tanto, la previsión con un horizonte a un año presenta un ajuste muy elevado.

Aunque la previsión a un año para la demanda total se ajusta muy bien al dato finalmente observado, no ocurre lo mismo para algunos componentes. Por ejemplo, en el caso de la demanda de los gasóleos sin calefacción, la predicción a un año arrojó un descenso anual mayor que el finalmente observado. Hay que notar que la evolución de la demanda de este producto fue muy volátil y negativa en los últimos meses de 2012 y primeros meses de 2013, condicionando las previsiones realizadas con los datos hasta esas fechas.

Así, la demanda de gasóleos sin calefacción registró una caída anual muy fuerte del 13,2 por 100 en diciembre de 2012 y del 11,7 por 100 en febrero de 2013. Sin embargo, remontó en abril de 2013 registrando un aumento anual del 2,6 por 100 y en el último cuatrimestre de 2013 evolucionó positivamente registrando un crecimiento anual promedio del 3,1 por 100. De modo que en el conjunto de 2013 registró una caída anual media del 2,1 por 100.

Estos datos ponen de manifiesto cómo la evolución de la demanda en 2013 fue especialmente volátil dado que en la primera mitad se registró un comportamiento muy negativo y, sin embargo, en la segunda mitad remontó registrando una evolución muy favorable, acorde a la evolución que también siguieron los indicadores de actividad.

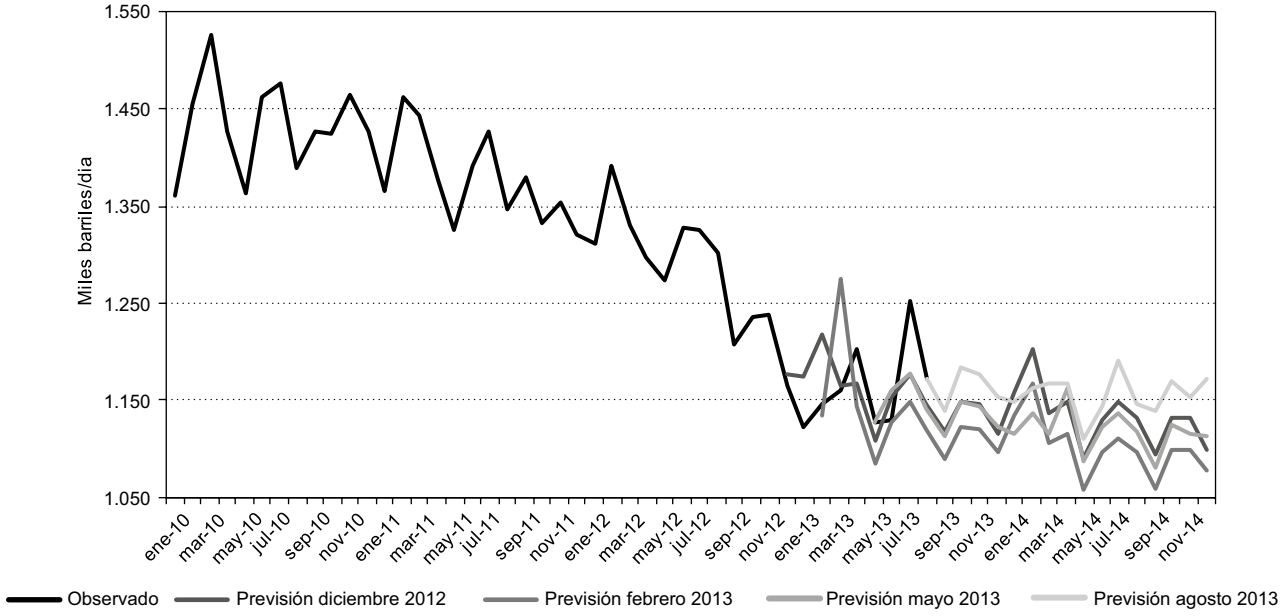
El ajuste de la previsión mejora al reducirse el horizonte de predicción, dado que disminuye la incertidumbre. Así, la previsión realizada incorporando los datos hasta agosto de 2013 inclusive, -9,3 por 100, prácticamente coincidió con el dato finalmente observado, -8,9 por 100. No solo para la demanda total sino también para los diferentes productos (Gráfico 9).

Con la previsión puntual, -9,3 por 100, y el error de previsión a cuatro meses vista derivado del modelo desagregado, 0,6 por 100, se obtienen los siguientes intervalos de confianza: al 95 por 100 (-10,5 por 100, -8,1 por 100), al 90 por 100 (-10,3 por 100, -8,3 por 100) y al 80 por 100 (-10,1 por 100, -8,5 por 100). El descenso finalmente observado en 2013, -8,9 por 100, cae dentro del intervalo de confianza al 80 por 100, por consiguiente, la previsión a cuatro meses vista presenta un muy buen ajuste.

La previsión realizada incorporando los datos hasta agosto de 2013 coincidió con el dato finalmente observado no solo para la demanda total sino también para la demanda de cada uno de los distintos productos.

GRÁFICO 6

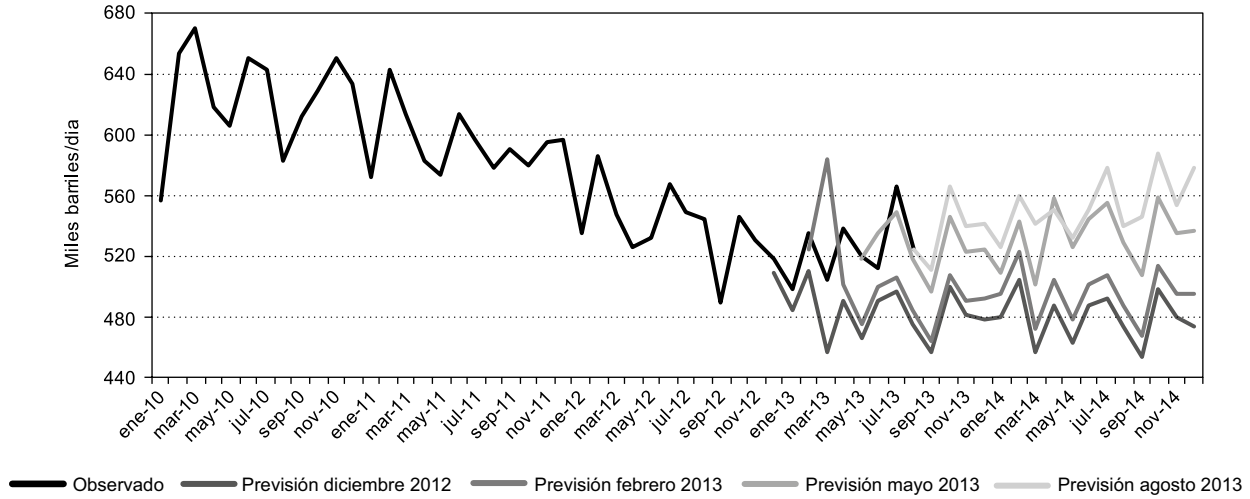
PREVISIONES MENSUALES PARA LA DEMANDA TOTAL DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN ESPAÑA, 2013-2014



FUENTE: Datos observados CORES, JODI y Previsiones: Servicio de Estudios de Repsol.

GRÁFICO 7

PREVISIONES MENSUALES PARA LA DEMANDA DE GASÓLEOS EXCLUYENDO CALEFACCIÓN EN ESPAÑA, 2013-2014



FUENTE: Datos observados CORES, JODI y Previsiones: Servicio de Estudios de Repsol.

CUADRO 6

EVOLUCIÓN Y PREVISIONES DE LA TASA DE VARIACIÓN INTERANUAL DE LA DEMANDA TOTAL DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS, EL IPI Y EL SECTOR TRANSPORTE 2013 (En %)

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Demanda												
Predicción*	-9,2	-11,5	-5,7	-11,6	-14,6	-12,7	-11,2	-12,2	-5,5	-4,2	-5,1	-0,9
Observado	-13,9	-19,7	-12,5	-7,0	-10,8	-15,0	-5,4	-9,0	-4,9	-4,3	-2,2	-1,2
IPI												
Predicción	-2,6	-10,3	-14,5	4,3	-5,5	-3,7	1,7	-4,4	-0,5	-1,8	-3,4	-0,2
Observado	-3,4	-9,0	-10,0	7,5	-1,6	-4,6	0,6	-4,2	3,5	1,1	-0,1	3,5
IASS transporte												
Predicción*	-4,9	-5,1	-4,3	-4,0	-4,2	-1,2	-1,2	-1,2	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8
Observado	-1,2	-2,0	-2,6	0,2	-0,9	-0,7	-0,8	-1,1	1,8	0,3	0,9	0,9

NOTAS: *Las predicciones de enero-febrero están realizadas con el dato de diciembre de 2012; de marzo-mayo con el dato de febrero de 2013; de junio-agosto con el dato de mayo de 2013 (que incorpora revisiones de los datos de 2012) y a partir de septiembre con el dato de agosto de 2013 (que incluye revisiones de los datos de 2013).
FUENTE: Datos observados CORES, INE y Previsiones: Servicio de Estudios de Repsol.

CUADRO 7

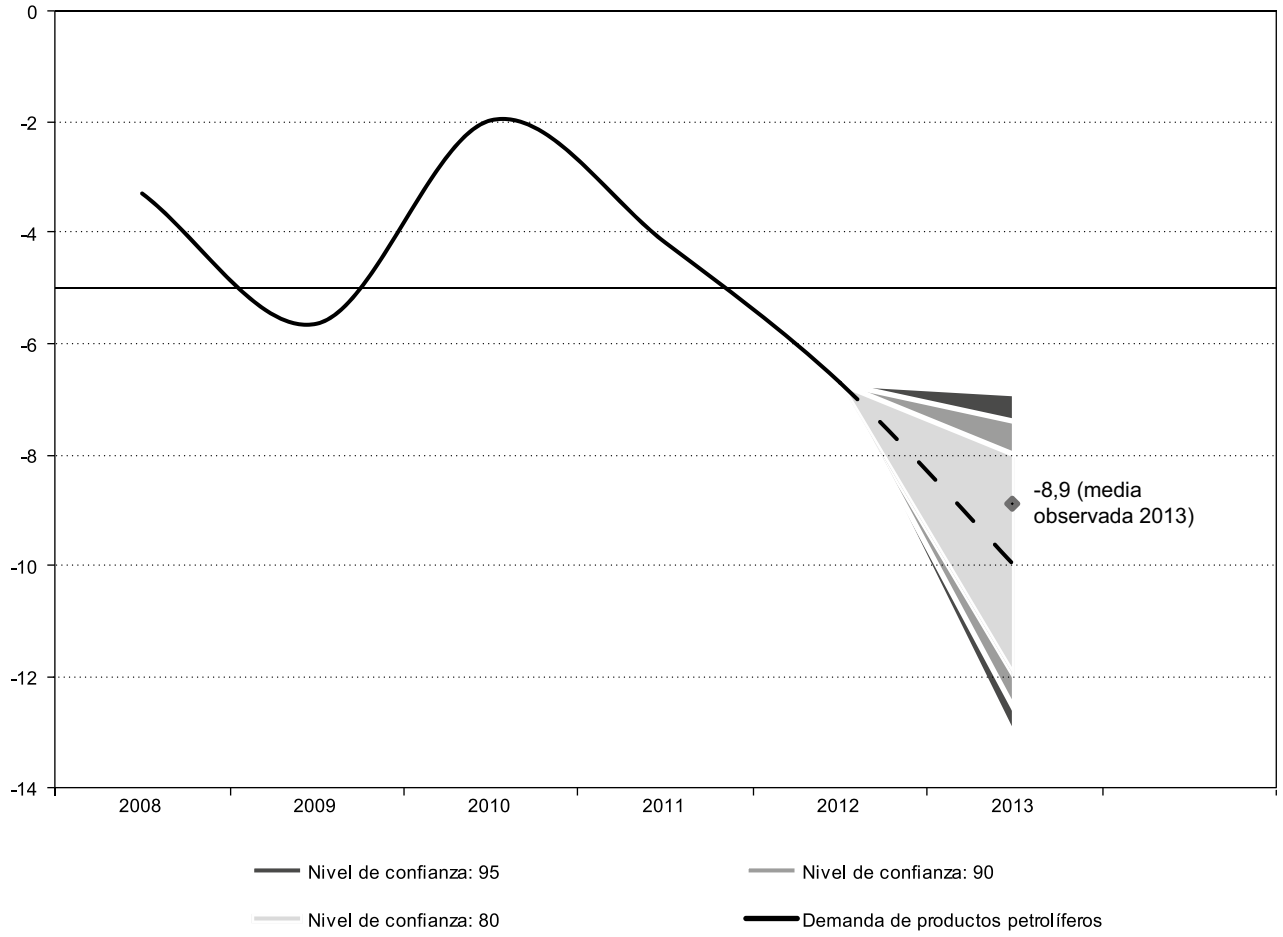
EVOLUCIÓN Y PREVISIONES DE LA TASA DE VARIACIÓN ANUAL MEDIA DE LA DEMANDA TOTAL DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN ESPAÑA, 2013 (En %)

	GLP	Gasolinas	Querosenos	Gasóleos	Gasol. sin calefac	Gasol. calefac.	Fuelóleos	Otros	Total
Previsión diciembre 2012	-8,1	-6,5	-9,2	-11,0	-10,3	-17,1	-8,1	-11,3	-10,0
Previsión febrero 2013	-11,9	-7,6	-11,2	-8,0	-6,9	-18,4	-16,9	-20,8	-11,9
Previsión mayo 2013	-1,9	-4,7	-6,3	-3,8	-3,0	-10,8	-17,6	-30,3	-10,6
Previsión agosto 2013	-3,4	-4,7	-4,4	-2,8	-1,7	-13,4	-15,2	-27,8	-9,3
Dato observado 2013	-0,8	-5,4	-2,8	-3,2	-2,1	-13,6	-15,1	-27,6	-8,9

FUENTE: Datos observados CORES y Previsiones: Servicio de Estudios de Repsol.

GRÁFICO 8

PREVISIÓN CON HORIZONTE A UN AÑO E INTERVALOS DE CONFIANZA ASOCIADOS PARA LA TASA DE VARIACIÓN ANUAL MEDIA DE LA DEMANDA TOTAL DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN ESPAÑA, 2013
(En %)



FUENTE: Datos observados CORES y Previsiones: Servicio de Estudios de Repsol.

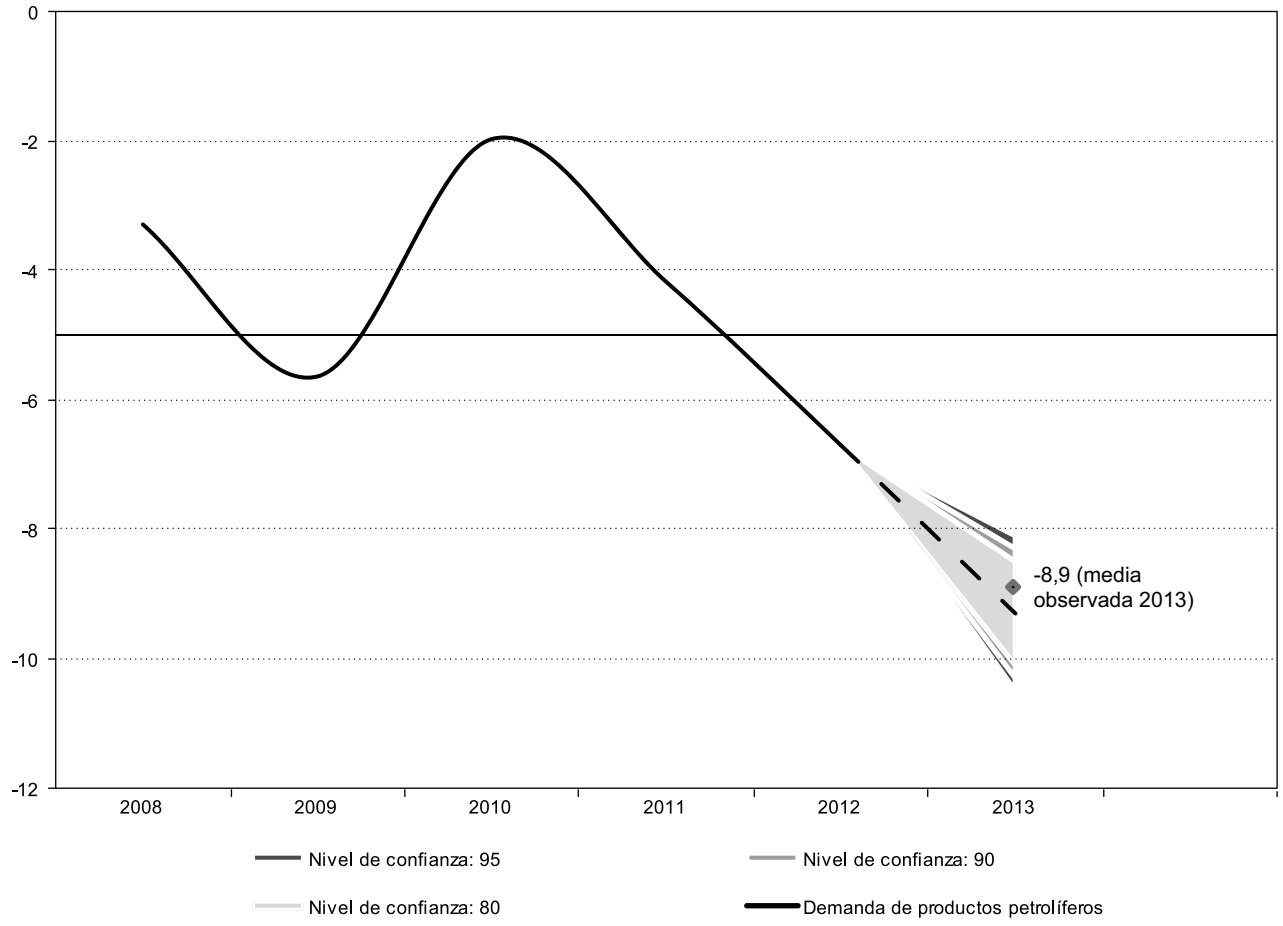
Así, si consideramos la demanda de gasóleos, producto de mayor peso dentro de la demanda total de productos petrolíferos, el modelo con los datos de agosto preveía una caída de la demanda de gasóleos en 2013 del 3 por 100, coincidiendo con el descenso finalmente observado.

El mayor error de predicción en el promedio de 2013 tuvo lugar en la demanda de GLP y derivó, en parte, de revisiones efectuadas en los datos históricos. Hay que notar que las series de demanda de productos sufren revisiones frecuentes, por lo que resulta conveniente actualizar las previsiones a lo largo del año.

Aunque los modelos de series temporales se emplean para realizar predicciones a corto plazo, el año en curso y el siguiente, por su relativamente rápida reversión a la media, la incorporación de indicadores adelantados

GRÁFICO 9

PREVISIÓN A CUATRO MESES VISTA E INTERVALOS DE CONFIANZA ASOCIADOS PARA LA TASA DE VARIACIÓN ANUAL MEDIA DE LA DEMANDA TOTAL DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN ESPAÑA, 2013
(En %)



FUENTE: Datos observados CORES y Previsiones: Servicio de Estudios de Repsol.

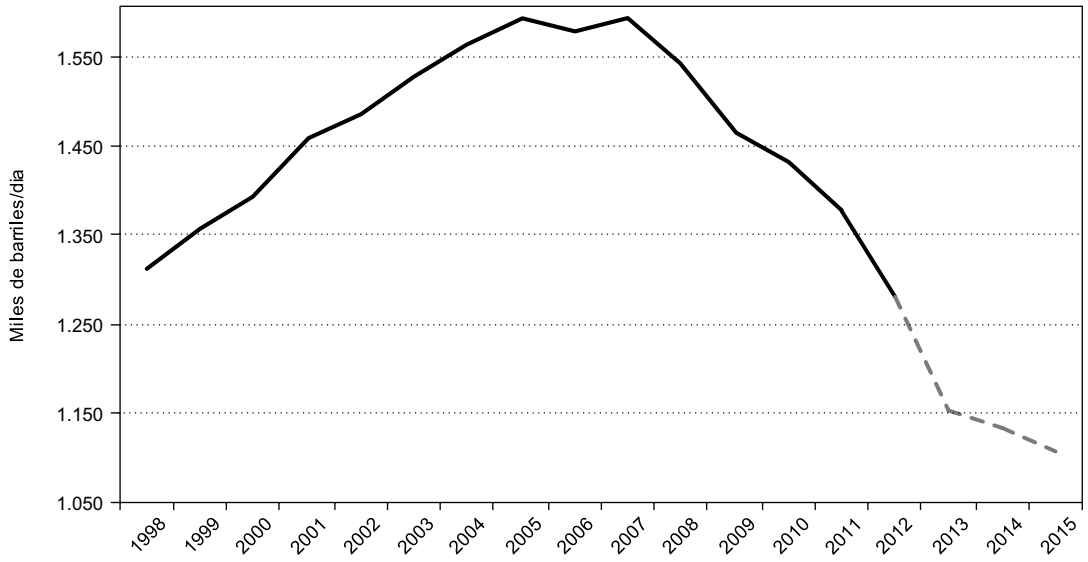
subsana esta limitación, permitiendo expandir el horizonte de predicción.

El Gráfico 10 muestra las previsiones en niveles de la demanda total de productos para el período 2013-2015. Desde el nivel de 1.600.000 barriles diarios demandados en el período 2005-2007 se espera una demanda media inferior, en torno a 1.200.000 para el período 2013-2015. Por tanto, no se espera que la demanda recupere en los próximos años los valores máximos precrisis, dado que se prevé un crecimiento del PIB moderado en los próximos años, en torno a un 2 por 100, la mitad que el crecimiento económico observado en la década anterior, próximo al 4 por 100.

Por otro lado, en los últimos años, a la ralentización de la actividad económica se une el hecho del aumento de la eficiencia energética, traduciéndose en una menor demanda de productos petrolíferos, como muestran Asali (2011) y Dahan (2014).

GRÁFICO 10

PREVISIONES PARA LA DEMANDA TOTAL DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN ESPAÑA, 2013-2015
(En miles de barriles/día)



FUENTE: Datos observados CORES, JODI y Previsiones: Servicio de Estudios de Repsol.

En 2013 los indicadores de oferta, producción industrial y actividad del sector transporte retrocedieron en mucha menor medida que la demanda de productos petrolíferos. El IPI retrocedió un 1,8 por 100 y la actividad del sector transporte un 0,4 por 100. Por su parte, el PIB registró una caída anual media del 1,2 por 100 en 2013, con una contribución del componente demanda nacional de -2,7 puntos porcentuales. Sin embargo, la demanda de productos petrolíferos descendió un 8,9 por 100.

6. Conclusiones

La demanda total de productos petrolíferos en España registró un crecimiento promedio anual del 2,9 por 100 en la década 1998-2007 que contrasta fuertemente con el descenso anual medio del -5,1 por 100 experimentado en el período 2008-2013, coincidiendo con el contexto de crisis económica. Desde los niveles máximos alcanzados en 2007 la caída ha sido del 27 por 100, en términos acumulados hasta 2013.

En este trabajo se propone una metodología para analizar la evolución reciente de la demanda de productos petrolíferos en España y realizar predicciones a corto plazo, con la doble finalidad de obtener el mejor ajuste posible así como los factores determinantes de las previsiones.

La demanda total de productos petrolíferos es una variable agregada, por tanto, el primer paso de la metodología propuesta consiste en desagregar la demanda total, con el objetivo de ampliar el conjunto informativo relevante para el análisis y la predicción.

La desagregación de la demanda total de productos petrolíferos considerada obedece a un criterio sectorial, distinguiendo diferentes tipos de productos muy heterogéneos entre sí, en función de su destino final. Así pues, se distinguen los siguientes tipos de productos: gasóleos, cuya demanda representa el 43 por 100 de la demanda total; fuelóleos (17 por 100); gasolinas (11 por 100); querosenos (7 por 100); gases licuados del petróleo (GLP), butano y propano (3 por 100); y otros productos (17 por 100) entre los que se encuentran: gas de refinería, etano, nafta, coque de petróleo, parafina, lubricantes y otros, de uso fundamentalmente industrial, petroquímico y para la elaboración de cemento y asfalto (bitumen asfáltico).

El siguiente paso de la metodología consiste en avanzar en el proceso de ampliación del conjunto informativo relevante a través de la incorporación de variables explicativas que muestren una relación causal con la variable de interés, basada en la teoría económica.

Para cada uno de los componentes de la demanda se construye un modelo econométrico congruente, es decir, basado en la teoría económica y acorde con los datos disponibles.

Para seleccionar los indicadores que se van a incorporar en el modelo econométrico congruente uniecuacional, como factores determinantes de la evolución de la demanda del producto petrolífero considerado, acudimos a la teoría económica, según la cual la demanda de un producto viene explicada en función del precio y de la renta.

La variable precio seleccionada es el precio del crudo tipo Brent, de referencia en Europa. Y para aproximar la renta, se considera el índice de producción industrial y el índice de actividad del sector transporte, con lo que la renta se aproxima por el lado de la oferta. Al incorporar ambos índices conjuntamente quedan cubiertos tanto el sector industrial como el de servicios, con lo que se abarcan los diferentes tipos de demanda a los que se destinan estos productos. Implícitamente también queda cubierto el sector de la construcción dada su estrecha relación con los otros sectores productivos.

Los indicadores de actividad muestran una ganancia superior en el modelo en comparación con el indicador de precio, por lo que obtener unas previsiones óptimas de los mismos resulta relevante para incrementar el ajuste de la predicción de la demanda.

El perfil de previsiones de los indicadores de actividad, derivadas también de modelos desagregados para cada uno de los indicadores, captura el contexto de crisis económica.

Como se ha señalado anteriormente, los sectores industrial y del transporte están muy relacionados con el sector de la construcción, cuyo peso se ha reducido drásticamente en el PIB español, lo que explica, en gran medida, la relevante caída experimentada por la demanda de productos petrolíferos en España a partir de 2009.

Finalmente, agregando las predicciones de los diferentes componentes de demanda correspondientes a cada tipo de producto, se obtienen las previsiones para la demanda total de productos petrolíferos.

Por tanto, en este trabajo, el análisis de la demanda total de productos petrolíferos en España se basa en la construcción de un modelo econométrico congruente mensual sobre una desagregación sectorial, considerando los diferentes tipos de productos petrolíferos, con el doble objetivo de describir la evolución actual y realizar previsiones sobre la trayectoria futura a corto plazo.

Agregando las previsiones mensuales se pueden obtener previsiones trimestrales y anuales.

En un ejercicio de predicción fuera de muestra, empleando como conjunto informativo en la estimación del modelo el período muestral comprendido entre enero de 1998 y diciembre de 2012, el modelo preveía una fuerte caída anual media de la demanda total de productos petrolíferos en 2013, del 10 por 100, superior al descenso del 6,7 por 100 registrado en 2012. El dato finalmente observado en 2013 fue una caída en la demanda total muy próxima a la prevista con un año de antelación, del 8,9 por 100, cayendo dentro del intervalo de confianza al 80 por 100. El ajuste de la previsión fue alto, y no solo para el agregado total sino también por componentes.

La demanda de productos en los próximos años no alcanzará los valores máximos precrisis, dado que se espera un crecimiento del PIB moderado en los próximos años, próximo a un 2 por 100, la mitad que el observado en la década anterior, cercano al 4 por 100. Adicionalmente, otro factor relevante en la contracción de la demanda de productos es el aumento de la eficiencia energética.

Referencias bibliográficas

[1] ALBACETE, R. (2006). *Modelización de la inflación a nivel europeo con fines de predicción y diagnóstico a corto plazo.* Editado por la Fundación de las Cajas de Ahorros (FUNCAS), julio 2006.

[2] ASALI, M. (2011). «Income and Price Elasticities and Oil-saving Technological Changes in ARDL Models of Demand for Oil in G7 and BRIC». *OPEC Energy Review*, vol. 35, nº 3, pp. 189-219.

[3] BHATTACHARYYA, S. C. y BLAKE, A. (2009). «Domestic Demand for Petroleum Products in MENA Countries». *Energy Policy*, vol. 37, pp. 1552–1560.

[4] BIACKBURNE, E. F. y BUMPASS, D. L. (2014). «Estimation of Consumption Elasticities for OECD Countries: Testing Price Asymmetry with Alternative Dynamic Panel Data Techniques». *Journal of Business Strategies*, vol. 31, nº 1, pp. 264-281.

[5] CLEMENTS, M. P. y HENDRY, D. F. (2002b). «Modelling Methodology and Forecast Failure». *Econometrics Journal*, vol. 5, pp. 319-344.

[6] CORPORACIÓN DE RESERVAS ESTRATEGICAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (2015). CORES. Disponible en: *http://www.cores.es/esp/boletines/actual.html*

[7] DAHAN, A. A. (2014). «The Estimation of the Energy Demand in Yemen: An Econometric Model Approach 1990–2012». *International Journal of Economics and Finance,* vol. 6, nº 2, pp. 125-133.

[8] DICKEY D. A. y FULLER, W. A. (1981). «Likelihood Ratio Statistics for Autoregressive Time Series with a Unit Root». *Econometrica*, vol. 49, nº 4, pp. 1057-1072.

[9] DIVISIÓN ESTADÍSTICA DE NACIONES UNIDAS (2015). *United Nations Statistics Division - Energy Statistics.* Disponible en: *http://www.jodidata.org/*

[10] ESPASA, A. y ALBACETE, R. (2007). «Econometric Modelling for Short-Term Inflation Forecasting in the EMU». *Journal of Forecasting,* vol. 26, nº 5, pp. 303-316.

[11] GALLI, R. (1998). «The Relationship between Energy Intensity and Income Levels: Forecasting Long-Term Energy Demand in Asian Emerging Economies». *The Energy Journal*, vol. 19, pp. 85–105.

[12] GRANGER, C.W.J. (1980). «Testing for Causality: A Personal Viewpoint». *Journal of Economics Dynamics and Control*, vol. 2, pp. 329-352.

[13] HENDRY, D. F. (2001). «Modelling UK Inflation, 1875-1991». *Journal of Applied Econometrics*, vol. 16, pp. 255-275.

[14] IWAYEMI, A.; ADENIKINJU, A. y BABATUNDE M. A. (2010). «Estimating Petroleum Products Demand Elasticities in Nigeria: A Multivariate Cointegration Approach». *Energy Economics*, vol. 32, nº 1, pp. 73-85.

[15] KARANFIL, F. (2009). «How Many Times Again will we Examine the Energy-income Nexus Using a Limited Range of Traditional Econometric Tools?» *Energy Policy*, vol. 37, pp. 1191–1194.

[16] LEE, K. (1997). «Modelling Economic Growth in the UK: An Econometric Case for Disaggregated Sectorial Analysis». *Economic Modelling,* vol.14, pp. 369-394.

[17] MACKINNON, J. G. (1991). «Critical Values for Cointegration Tests», cap. 13 en R.F. Engle y C.W.J. (eds.) *Long-run Economic Relationships: Readings in Cointegration*, Oxford, Oxford University Press, pp. 267-276.

[18] MARCELLINO, M.; STOCK, J. H. y WATSON, M. W. (2003). «Macroeconomic Forecasting in the Euro Area: Country Specific Versus Euro Wide Information». *European Economic Review,* vol. 47, nº 1, pp 1-18.

[19] PEDREGAL, D. J.; DEJUÁN, O.; GÓMEZ, N. y TOBARRA, M. A. (2009). «Modelling Demand for Crude Oil Products in Spain». *Energy Policy*, vol. 37, pp. 4417–4427.

[20] PESARAN, M. H.; PIERSE, R. G. y KUMAR, M. (1989). «Econometric Analysis of Aggregation in Linear Prediction Models». *Econometrica,* vol. 57, pp. 861-888.

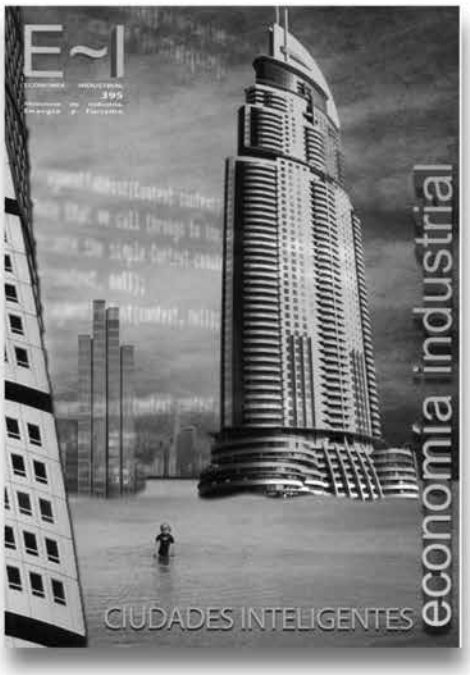
[21] PESARAN, M. H.; PIERSE, R. G. y LEE, K. (1993). «Persistence, Cointegration and Aggregation: a Disaggregated Analysis of Output Fluctuations in the US Economy». *Journal of Econometrics,* vol. 56, pp. 57-88.

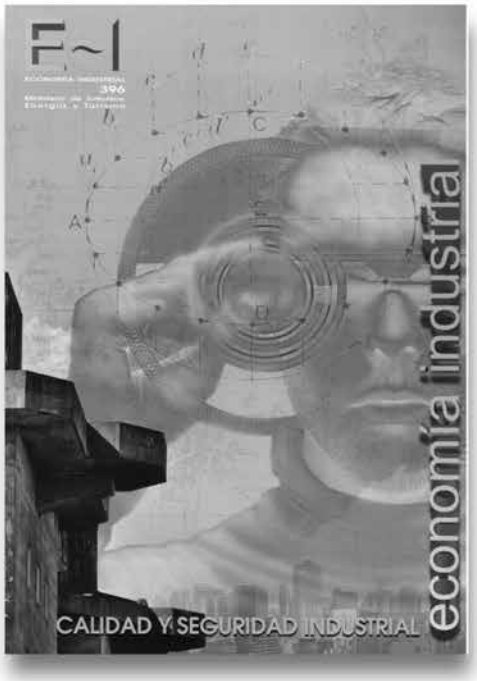
[22] PESARAN, M. H.; PIERSE, R. G. y LEE, K. (1994). «Choice Between Disaggregated and Aggregate Specifications Estimated by Instrumental Variable Methods». *Journal of Business and Economic Statistics,* vol. 12, pp. 11-21.

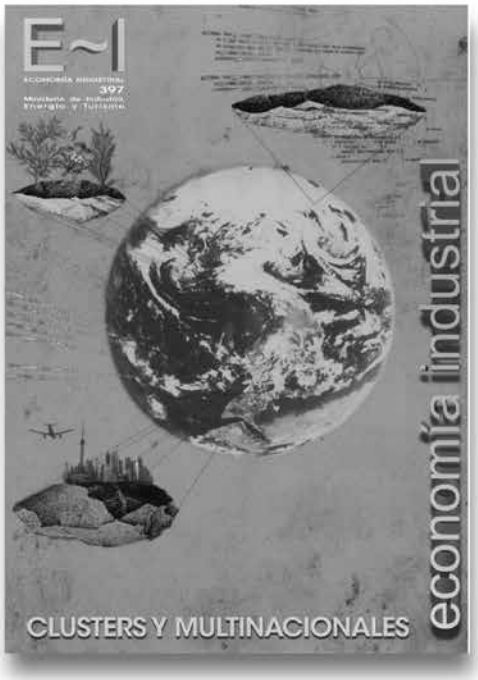
[23] THEIL, H. (1954). *Linear Aggregation of Economic Relations.* North Holland, Amsterdam.

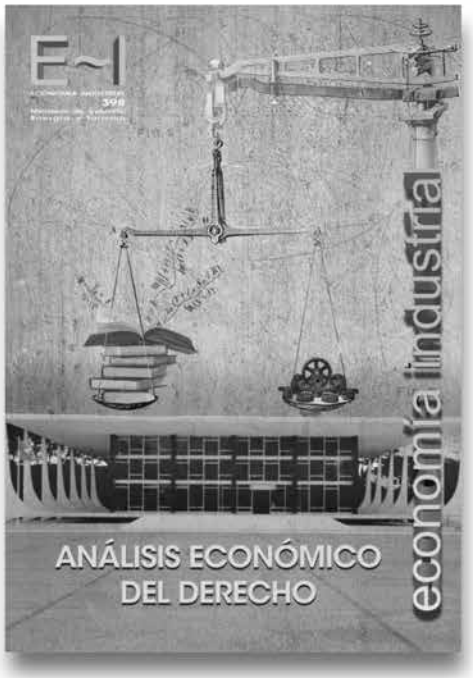
E~I
ECONOMÍA INDUSTRIAL

Últimos números publicados









www.economiaindustrial.es
Ministerio de Industria, Energía y Turismo
Librería virtual, suscripción y venta: www.minetur.gob.es
Teléfono: 91 349.51.29/91 349.49.68
Panamá, 1 planta 0 28046 Madrid
Teléfono centralita: 91 349.40.00 Fax 91 349.44.85

Eloy Álvarez Pelegry *

EL PRECIO DEL PETRÓLEO: RELACIÓN CON OTROS MERCADOS E IMPLICACIONES PARA LA COMPETITIVIDAD INDUSTRIAL

El precio del petróleo mantiene una relación directa con el de los productos petrolíferos, sin embargo éstos han sido desplazados en España, en gran parte, por el gas natural. La influencia del precio del crudo sobre el gas sigue siendo muy significativa, aunque las dinámicas en Europa han llevado a un desarrollo de los hubs *de gas y de la competencia en el sector. Esto podría tener una repercusión sobre la competitividad en costes de la industria. El presente trabajo examina la evolución de los precios del crudo y del gas, su relación y el impacto de su coste sobre la competitividad de las industrias más intensivas en su uso.*

***Palabras clave**: indexación, gas,* hubs *de gas, costes industriales.*
***Clasificación JEL:** L6, L19, L95.*

1. Introducción

El precio del crudo tiene una relación muy directa con los precios de los productos petrolíferos que provienen de su transformación en los procesos de refino. Así los precios del gasóleo, las gasolinas, el fuel, etc. tienen una clara correlación con la evolución en el precio del crudo, si bien la dinámica de los propios mercados genera también variaciones en los precios de los mismos. Siendo estas relaciones, quizás, las más evidentes, el objeto de este trabajo es examinar y analizar otros mercados cuya relación con el mercado del crudo de petróleo aparentemente no es tan obvia, aunque sea conocida. Asimismo, se examina el papel y la evolución de los *hubs* de gas en Europa, y se realiza una serie de reflexiones sobre la competitividad industrial en el contexto de los costes del gas para las industrias intensivas en su uso.

2. Los precios del petróleo y del gas

Los precios del gas tienen una gran relación con los del crudo. Esta afirmación, sin embargo, no tiene carácter universal, depende mucho de las regiones o los lugares en los que tienen lugar las compras o las

* Director Cátedra de Energía de Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad. Universidad de Deusto.

importaciones de este combustible. Además, la relación citada ha variado con el tiempo, en particular en los últimos años.

Un reciente informe de la International Gas Union (IGU)[1] examina la formación de los precios del gas en distintas regiones del mundo, estableciendo los siguientes criterios: a) el precio se forma como consecuencia de la competencia en el propio mercado de gas, es decir, que sea resultado de la casación entre oferta y demanda (denominado el *gas-on-gas competition* —GOG—), b) el precio del gas está en función del precio del petróleo, por estar referido o indexado a este (*Oil Price Escalation* —OPE—). Existen también otros modos de fijación de precios como los establecidos por la regulación, basándose en el «coste del servicio» (RCS); y el monopolio bilateral, la regulación con precios inferiores al coste, o la que determina precios por motivos sociales o políticos, teniendo estos últimos menor importancia desde el punto de vista del volumen comercializado, en particular en Europa y Estados Unidos (EE UU).

En América del Norte, el precio se determina en GOG en un 99 por 100 del volumen (IGU, 2014). En Europa, esto se produce en un 53 por 100, mientras que la indexación al petróleo es de un 42 por 100, siendo el 5 por 100 restante, determinado con las otras modalidades indicadas[2].

Asia, región en la que se incluye China y no la antigua Unión Soviética, presenta una imagen opuesta a la de Norte América, ya que el mercado del gas solo fija un 3 por 100 del precio; un 41 por 100 está indexado o relacionado con el crudo, existiendo un porcentaje muy significativo (41 por 100) de precios regulados con el criterio del «coste del servicio».

En el área de Asía-Pacífico, que incluye Japón, Corea del Sur, Australia, Indonesia y Malasia, un 57 por 100 del volumen de gas está indexado al petróleo y un 19 por 100 al GOG.

Así pues, en América del Norte el precio del gas se forma mediante los principios *(fundamentals)* del propio mercado, mientras que en Europa, Asia y Asía-Pacífico el precio del gas está, en un porcentaje muy significativo, en un rango de 41-57 por 100, ligado al petróleo[3].

Decíamos anteriormente que la relación de los precios del crudo con los del gas ha evolucionado, ya que, por ejemplo, a nivel mundial el precio ligado al crudo disminuyó del 24 al 19 por 100 de 2005 a 2013. Esta variación fue más acusada en Europa, que en el mismo período pasó del 78 al 43 por 100.

La formación de precios en el propio mercado del gas es la que experimentó mayores variaciones. A nivel mundial pasó del 30 al 42 por 100 en el período citado, y en Europa su evolución fue también muy acusada, ya que pasó de un 12 por 100 a algo más del 50 por 100.

Ahora bien, los cambios en Europa hacia la competencia GOG no son homogéneos. En el noroeste de Europa la indexación al crudo de petróleo ha caído del 72 por 100 al 20 por 100, y se ha producido un incremento de la competencia en GOG del 20 al 80 por 100. Esta tendencia, aunque no tan acusada, también se ha dado en Europa Central, siendo mucho menor en los países gasistas europeos del área mediterránea, entre los que está España.

Si se trata de examinar la relación del precio del crudo de petróleo o sus derivados con el precio del gas, son posibles varios enfoques. El primero, fue la explicación «técnico-comercial» durante bastantes años, consistía en fijar el precio del gas con un precio equivalente al mismo poder calorífico del crudo[4].

Históricamente este fue el enfoque para la formación de precios del gas en Europa, a partir de la comercialización del gas holandés de Groningen en 1959 (Correljé, van der Linde y Westerwoudt, 2003) que supuso el origen de las pautas que, en gran parte, se siguieron para los precios de la importación de gas en Europa procedente de Argelia o de la antigua Unión Soviética.

[1] International Gas Union, 2014.

[2] Para la definición precisa de las regiones ver IGU, 2004.

[3] Estos porcentajes responden a las pautas actuales y al año 2013.

[4] Una explicación, y formulación básica de precios puede verse en ÁLVAREZ PELEGRY y BALBÁS PELÁEZ, 2003.

En este sentido, las importaciones que se pueden considerar más representativas son las de gas ruso en Alemania, a las que nos referiremos más adelante.

La segunda referencia importante y muy influyente, es la del mercado del Sudeste Asiático[5] y en particular la de Japón, donde se da, en general, una relación lineal entre el precio del gas y del crudo, siendo esta de:

Y=1,20$/MMBtu+0,132xJCC

Donde: *Y* es el precio del gas ($/MMBtu) y *JCC* es el denominado *Japan Crude Cocktail,* un marcador internacional del precio del petróleo correspondiente a *Japanese Customs-Cleared Crude Oil Prices,* expresado en dólares por barril ($/bl).

Esta relación lineal, que se considera aplicable en un determinado rango de precios del crudo (15-25 $/bl), tiene un suelo y un techo que protege al suministrador de precios de crudo bajos y al comprador ante precios de crudo elevados; siendo en este caso:

Y=3,28$/MMBtu+0,049xJCC

Ya se puede observar que la pendiente, en el primer rango de precios, es de un 13 por 100, y para precios elevados es prácticamente un 5 por 100.

La evolución de los precios del crudo y la de los mercados de gas induce modificaciones en las fórmulas y, en particular, en las pendientes que relacionan el precio del petróleo con el del gas, que han ido variando a lo largo de la pasada década. Así, durante el período 2002-2008, las condiciones de mercado llevaron a revisiones o a contrataciones con pendientes más elevadas, que se mitigan o disminuyen en algunos casos en el año 2013 (Deutsche Bank Markets Research, 2013).

Ya nos hemos referido a América del Norte como área paradigmática de la competencia GOG, donde el gran protagonismo en el gas lo tiene EE UU, con varios mercados organizados de gas (*hubs*), siendo el más representativo el Henry Hub. Por ello, es interesante examinar la relación entre los valores observados de los precios del gas y del petróleo. Este ejercicio lo realizan Ramberg y Parsons para el Massachusetts Institute of Technology (MIT, 2012). Ambos autores llegan a la conclusión de que si bien los precios del gas en relación con los del petróleo pueden tener una correlación aceptable en el entorno de 25$/bl, con la relación 1-10 entre precios de gas en $/MMBtu y precios de crudo en $/bl (i.e. 10$/MMBtu para 100$/bl), se ajustan mal en niveles de 60-75 $/bl y superiores. Ramberg y Parsons llegan a la conclusión de que la fórmula que mejor se ajusta el conjunto de variables observadas en EE UU para el período 1991-2010 es la siguiente:

$$\frac{P_{WTI}}{P_{HH}} = 10\sqrt{\frac{P_{WTI}}{70}}$$

Donde: P_{HH} es el precio del gas en Henry Hub en ($/MMBtu), y P_{WTI} es el precio del petróleo West Texas Intermediate en ($/bl).

Volviendo al caso europeo, y considerando que Alemania es un caso significativo en Europa continental, se puede decir que existe una relación probada entre los precios del gas y los precios del crudo.

La fórmula que mejor se ajusta a la relación entre ellos utiliza los productos derivados del crudo, siendo la que se indica a continuación[6] (Stern y Rogers, 2014):

Precio del mes (€/MWh)=2,273+0,025977 (precio promedio del gasoil de los nueve meses anteriores en €/tonelada) + 0,029224* (precio promedio del fueloil de los nueve meses anteriores en €/tonelada).*

Como se ha señalado esta fórmula presenta un buen grado de ajuste y es, por tanto, explicativa de la relación entre los precios del gas y los del petróleo y sus derivados hasta el año 2009; cuando, entre otros, el efecto de los precios de gas en el *hub* en Reino Unido, el mercado *spot* del gas natural licuado (GNL) y las

[5] Antes referida también como Asia-Pacífico.

[6] Adviértase que aquí se cambian las unidades.

influencias de los *hubs,* hicieron sentir sus efectos. Esto nos lleva al apartado siguiente, donde se tratará el tema de los *hubs* de gas.

3. Los mercados organizados de gas: los *hubs*

El *hub* de gas de Reino Unido (National Balancing Point-NBP) fue el primer mercado organizado de gas creado en Europa en 1996. En la década de 2000 se inició la creación y el desarrollo de *hubs* de gas en Europa continental[7].

Resulta destacable la ausencia de un *hub* de gas en España o en la Península Ibérica, cuya conveniencia parece evidente si se tienen en cuenta los beneficios que aportaría, como la transparencia de los precios, en particular para los consumidores industriales.

En la actualidad el mercado mayorista de gas natural en la Península Ibérica se articula en torno a intercambios bilaterales (*over the counter,* OTC), que han crecido en particular desde el año 2007 junto con las operaciones cerradas para el día siguiente; no existiendo referencias explícitas de precios de mercado[8]. Por otra parte, en el mercado *spot*, que se puede asimilar a contrataciones para el día o mes siguiente, los volúmenes también se han incrementado notablemente, pero es muy clara la diferencia entre los volúmenes negociados en los *hubs.* Por un lado se encuentran el NBP británico y el TTF de Holanda con los mayores volúmenes de gas negociados; por otro los *hubs* de Europa continental (Net Connect Gas -NCG- y Gaspool de Alemania, Zeebrugge-ZEE de Bélgica, PSV italiano, los franceses y CEGH de Austria) con cifras muy inferiores a los anteriores[9].

Según el informe de la Comisión Europea sobre mercados mayoristas de gas natural, el volumen anual de septiembre de 2013 a septiembre de 2014 ascendió a 30.000 TWh[10].

Como se ha señalado, la evolución y el desarrollo de los *hubs* de gas en Europa continental debe situarse en el contexto de la penetración del gas en los últimos diez años y en particular tras la crisis económica de 2008. Los cambios más importantes se han producido en la utilización del gas para generación eléctrica (cuya demanda cayó bruscamente en 2008), siendo el nivel de consumo de 2013 del orden de 120 bcm, similar al de 2002. Es más, la demanda de gas para generación eléctrica, en 2013, disminuyó en 51 bcm (cantidad equivalente a la demanda total de gas en Francia), respecto a 2010 (Cornot-Gandolphe, 2014).

También influyó el precio del carbón de importación que, tras fuertes subidas en 2008 con precios en el entorno de 200 $/t, disminuyó a niveles de 70 $/t en el año 2009; situándose en 2015 en precios de 70-80 $/t.

Simultáneamente, el precio de los derechos de emisión en el período 2008-2013 cayó desde los 25-30 $/t CO_2 a los 5-7 $/t CO_2. Esto influyó sobre la competitividad relativa del gas respecto al carbón ya que, aunque el gas emite alrededor de un tercio de lo que emite el carbón por kWh generado, el kWh generado con gas no es competitivo cuando el precio del gas está en niveles altos.

En su conjunto la generación térmica de gas y carbón ha disminuido. La diferencia de precios gas/carbón para la generación eléctrica se ha hecho más patente cuando se examinan los valores medios de *Clean spark* y *Clean dark*[11], que en el caso de Alemania presentaban valores negativos y cada vez más negativos en el

[7] ÁLVAREZ PELEGRY, FIGUEROLA SANTOS, LÓPEZ, MARTÉN ULIARTE y SARRADO, 2013.

[8] Los cuatro segmentos del mercado de gas natural y GNL, en función del tipo de productos, serían los intercambios en el almacenamiento operativo comercial (AOC), los *swaps* logísticos, el mercado de capacidad de interconexión con Francia y el mercado de GNL, en torno a plantas de regasificación (LASHERAS y FERNÁNDEZ GOMEZ, 2014). El volumen de gas negociado en el mercado diario OTC en el sistema gasista español puede verse en CNMC, 2015.

[9] DG ENERGY, 2014.

[10] Un examen de las diferencias en la organización institucional de un *hub* de gas virtual, entre el operador del *hub* y el *exchange* o mercado organizado, con la clasificación de los *hubs* europeos puede verse en LASHERAS y FERNANDEZ GOMEZ, 2014.

[11] *Clean spark* se define como la diferencia media entre el coste del gas y las emisiones de CO_2 y el precio correspondiente (equivalente) de la electricidad (sin incluir los costes de transporte de gas hasta la central, ni los de operación y mantenimiento). *Clean dark* se define como la diferencia media entre el precio del carbón y el de las emisiones de CO_2, y el precio de la generación eléctrica con carbón. El precio del carbón es *exship* y no incluye los precios de transporte, ni los de operación y mantenimiento (Glosario de la Comisión Europea, DGE Market Observatory for Energy 2014).

gas a partir de enero de 2012, llegando a -10 €/MWh y -30 €/MWh en el año 2013, mientras que el carbón mostraba valores positivos (el *clean dark*) con cifras de 10 y 20 €/MWh (Cornot-Gandolphe, 2014).

Esta situación, según la autora citada, es la tormenta perfecta para los ciclos combinados y lleva a la «paradoja» europea, ya que las emisiones de CO_2 no disminuyen en el período 2009-2012, manteniéndose para los sectores incluidos en el régimen de comercio de permisos de emisión EU-ETS[12] en unos 1.100 $MtCO_2$, incrementándose las emisiones de CO_2 de la generación con carbón y disminuyendo las del gas.

Por otra parte, los nuevos suministros de GNL de Catar, Yemen, Rusia, Perú e Indonesia que entraron en operación entre el año 2009 y 2012, suministran 100 bcm/año de gas. Si bien parte de este gas fue adquirido en Lejano Oriente, ciertos volúmenes previstos para EE UU no llegaron a ese mercado, como consecuencia de la revolución del gas no convencional (*shale gas*), y terminaron llegando, en parte, a Europa por la vía de Reino Unido y de los *hubs* de gas de Europa central, que pudieron así incrementar su liquidez. Esto se ha visto favorecido por los precios de gas más débiles en Asia, que han reducido las oportunidades de arbitraje y, como consecuencia, han supuesto un flujo mayor de GNL a Europa y a los *hubs* europeos de gas (Comisión Europea, 2014).

En este contexto empresas como Statoil, GasTerra, E.On y el propio Gazprom cambiaron su estrategia, incorporando referencias de precios de los *hubs* y mejorando la flexibilidad de las cantidades sujetas a contratos *take or pay*. Sonatrach puede ser el caso atípico en la tendencia anterior, a lo que hay que añadir su estrategia de ventas (Stern y Rogers, 2014).

4. Evolución de los precios de gas en Europa y España

Con el fin de situar los precios del gas en un contexto general y examinar la diferencia de precios entre regiones, puede verse en el Gráfico 1 la gran diferencia creciente entre los precios en EE UU y Japón en el período 2008-2014. Igualmente puede apreciarse cómo la evolución de los precios de gas importado en Alemania se sitúa entre los de EE UU y Japón, advirtiéndose también la evolución de precios descendentes del gas importado en Alemania en el año 2014.

Por otra parte en la evolución de los precios de los suministradores de gas del norte de Europa (Rusia y Noruega) y del norte de África (Argelia) a Italia, el nivel es «regularmente» más elevado en este último, que aunque ligeramente decreciente se mantiene en niveles superiores a los del gas importado en Alemania o en Noruega.

Es igualmente de interés conocer la evolución comparativa de los precios de los mercados en Europa. En este sentido, en el último lustro (2010-2014) se ha advertido una convergencia de precios en los principales mercados europeos; una caída considerable en el último trimestre de 2013 que llega a situarse a niveles de 2010; y un repunte de los mismos en el tercer trimestre de 2014.

En cuanto a los precios del gas importado en España, un índice que permite tener un seguimiento de su evolución es el que publica la Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC, 2015). En el Gráfico 2 puede verse la evolución del índice de coste de aprovisionamiento del gas natural y gas natural licuado (GN+GNL) en €/MWh.

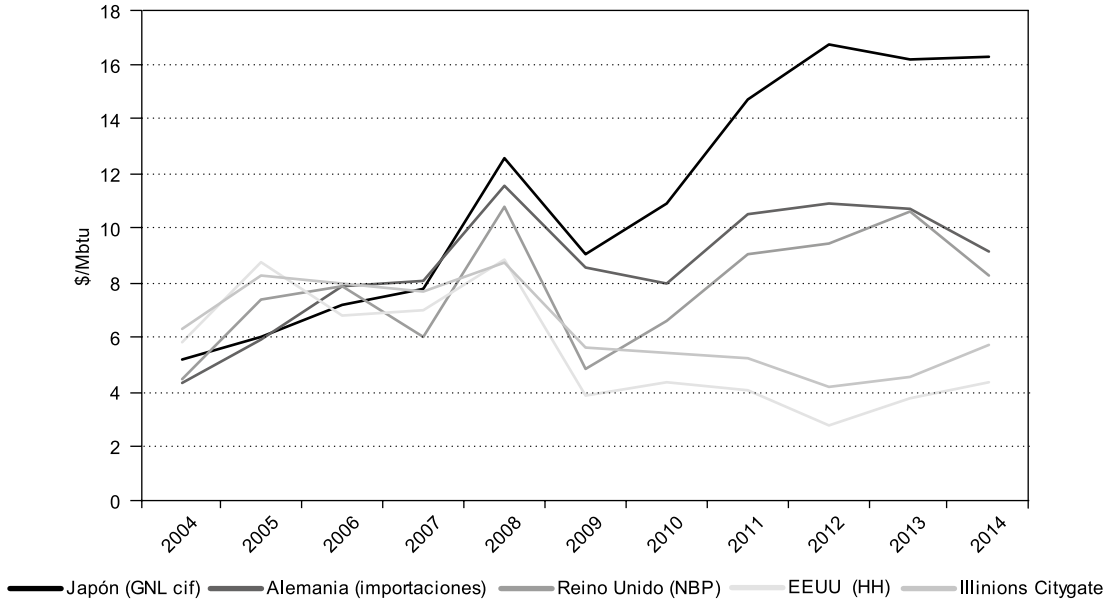
También en el Gráfico 2 se representan los valores medios de las cotizaciones del brent de los seis y de los nueve meses anteriores, con un mes de desfase respecto al mes en el que se presentan los precios (brent prom. 6 meses-1 y brent prom. 9 meses-1). Puede observarse la estrecha relación en la evolución de los índices del precio del gas importado y las cotizaciones del crudo Brent. De hecho presentan un grado de correlación de 0,96, siendo mayor con la media de nueve meses que con la de seis.

Adviértase también que estos índices, en los años 2013-2014, se sitúan en niveles algo superiores a los 25 €/MWh, mientras que en los índices o los precios

[12] European Union Emissions Trading Scheme.

GRÁFICO 1

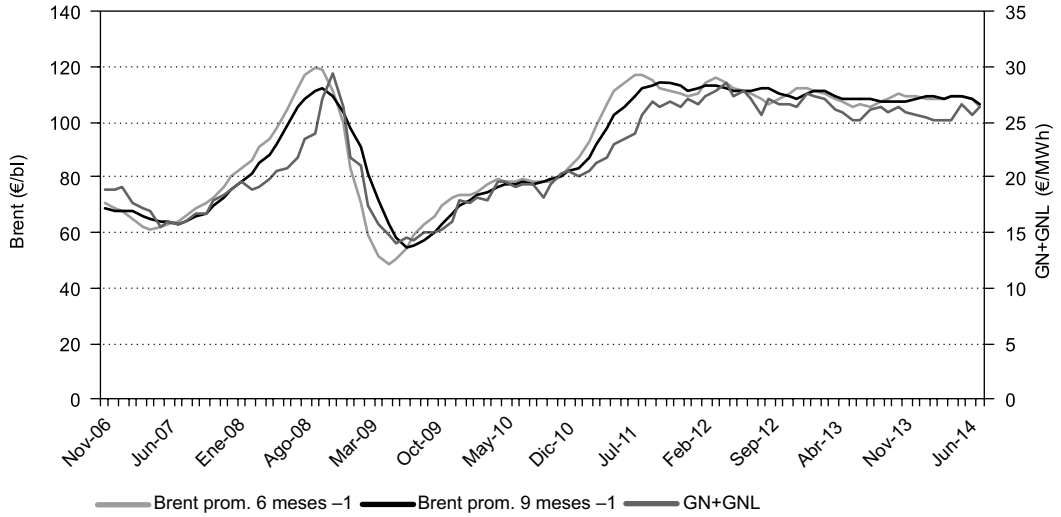
COMPARACIÓN INTERNACIONAL DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL



FUENTE: DG Energy, 2014.

GRÁFICO 2

COMPARATIVA DEL PRECIO PROMEDIO DEL GN+GNL EN ESPAÑA Y DEL BRENT CON DESFASE



FUENTE: LARREA BASTERRA y GARCIA BEREZO, 2015. A partir de datos de la AET en CNMC, 2015. Documento interno de trabajo.

en los mercados mayoristas europeos en esos años se inicia el descenso y en el año 2014 están en el tercer trimestre en una banda de 18-22 €/MWh.

5. Costes del gas para la industria. Reflexiones sobre la competitividad industrial

La relevancia de los costes de energía para la industria ha sido puesta de manifiesto en reiteradas ocasiones, tanto por la propia industria consumidora como por instituciones de carácter internacional, europeo y nacional.

Así, la Agencia Internacional de la Energía destacaba la diferencia de precios entre EE UU y Europa[13] (AIE, 2013). La Comisión Europea ha señalado la importancia de los costes energéticos en la industria, así como su crecimiento en los últimos años. Los informes ponen de relieve el peso de la energía en electricidad y gas en sectores como el papel, químico, vidrio y materiales de construcción (cerámica, azulejos y ladrillos), siderurgia y otros metales, y refleja también la diversidad de precios y el rango de los mismos según energías y países (Comisión Europea, 2014)[14].

La Comisión incluye en dicho documento una modelización a futuro de los precios teniendo en cuenta diferentes escenarios y políticas de la Unión Europea. Los resultados apuntan a un incremento de los precios de gas y electricidad.

Más adelante pondremos de manifiesto los datos referentes al peso del gas en la factura energética y a su evolución en los sectores industriales en España, adelantando algunas cifras de un estudio en curso sobre precios de energía y competitividad industrial que la Cátedra de Energía de Orkestra está finalizando, pero antes conviene llevar a cabo algunas consideraciones sobre lo que se entiende por competitividad.

Sobre la competitividad y sus factores explicativos

Parece conveniente comenzar por lo que resulta más obvio: los costes de la energía importan. E importan en la medida en que tienen un peso significativo en los costes de explotación; y también importan porque en la medida que los costes de una empresa o de un sector industrial de un país sean superiores a los de otra empresa u otro sector industrial, tendrán mayores o menores desventajas.

Llegados a este punto conviene distinguir entre ventajas absolutas, comparativas y competitivas. Comencemos por las dos primeras, para lo cual nos referiremos al examen de M. Chacholiades que, aunque se refiere a la economía internacional, en mi opinión ilustra bien el caso de los costes y su relación con la competencia (Chacholiades, 1982).

El concepto de la ventaja absoluta en costes proviene de Adam Smith y consiste en la ventaja que un país o una empresa tendrán cuando puedan producir a un coste absoluto menor que otros. Posteriormente, David Ricardo introdujo el concepto ventaja comparativa, por el que una empresa o país se especializa en aquellos bienes o servicios en los que tiene una ventaja relativa comparativa mayor, aunque no tenga una ventaja absoluta en ese bien o servicio.

Las ventajas competitivas se definen por M. E. Porter como el valor que una empresa o país es capaz de crear para sus clientes en forma de menores precios o de oferta de productos diferenciados.

En este sentido K. Schwab (2013) identifica dos bloques muy pertinentes para la competitividad. Por un lado están la sofisticación de operaciones y estrategias de las empresas en las distintas etapas de la cadena de valor, así como la capacidad de captar provechosamente las relaciones con el entorno empresarial. Por otro se pone un gran énfasis en la innovación de procesos o de productos.

Otra forma de ver y examinar la competitividad es analizando las fortalezas y debilidades de un sector o *clúster,* para lo que se puede desarrollar su modelo conocido como el diamante de Porter, que ha sido

[13] *World Energy Outlook,* 2013.

[14] A modo de ejemplo, dicho informe demuestra que de las industrias y las plantas analizadas, el sector que obtiene un mejor precio es el del vidrio, aunque también es cierto que el consumo de gas natural es comparativamente mayor que las otras industrias examinadas.

aplicado en el V Informe de Competitividad del País Vasco desarrollado por Orkestra[15].

Parece claro y así lo recoge la literatura, que otro parámetro indicativo del resultado de la competitividad de las empresas o industrias en una economía abierta es la evolución sus exportaciones, de tal suerte que a mayor volumen de estas exportaciones más competitivas serán las empresas. La cuota de mercado, bien en el doméstico o en el internacional, estaría relacionada con lo anterior y debería ser un parámetro a considerar.

Asimismo, un indicador relevante de la competitividad de las empresas sería la rentabilidad. En la medida en que se obtengan rentabilidades adecuadas sobre los recursos propios[16], y estos sean sostenibles, se estará ante empresas y, consecuentemente, ante industrias que logran su objetivo de permanencia en el mercado.

Los parámetros anteriores de exportaciones y rentabilidad indicarían el grado de competitividad, pudiendo ser indicadores de resultado. Ahora bien, si pensamos en el conjunto de factores que utiliza la empresa para obtener sus productos o servicios: ¿qué parámetros influyen sobre la evolución, positiva o negativa, de la competitividad? La teoría económica apunta de forma reiterada a la productividad, medida esta como el resultado del cociente entre el valor añadido bruto (VAB), que contempla los costes energéticos y el *input* empleado, sea este el trabajo, el capital u otros[17] .

El parámetro habitualmente utilizado, en parte por disponibilidad de datos estadísticos, es el de la productividad del trabajo, medida esta como la relación entre el VAB y el personal; concepto este relacionado con los gastos de personal. Ahora bien, estos parámetros no tienen plenamente en cuenta la influencia de la externalización de bienes o servicios, en la medida que mediante aquella, una empresa puede mejorar su productividad al disminuir el volumen de personal y los gastos asociados, pero estaría trasladando parte de dicho coste a la partida de consumo intermedio y por ello, afectando también al VAB.

Ahora bien, ¿la productividad es el único elemento determinante de la competitividad? Parece claro que la innovación, directamente, o por su relación con la productividad, estaría en la base de la competitividad, pero sería insuficiente como única variable explicativa. Por ello, deberían considerarse productividad e innovación como elementos que afectan claramente a la competitividad.

Por otra parte, en los análisis del estudio sobre costes de energía y competitividad industrial se pone de relieve la influencia que el tamaño y la propiedad tienen sobre la competitividad. El primero debería considerarse no solo porque las economías de escala llevan a menores costes unitarios; sino también porque influye en la capacidad económica, financiera y de innovación. Asimismo el tamaño es una variable relevante, y más importante conforme el mercado deja de ser doméstico, y las compañías y las industrias deben enfrentarse a mercados cada vez más globales.

Por su parte, la propiedad importa, ya que, por ejemplo, la ubicación de los centros de decisión y el tipo de propietarios, sean estos de carácter financiero, industrial o público, afecta a las políticas y estrategias de la industria o de la empresa y, al menos, por esa vía, a los parámetros anteriormente indicados.

Para resumir se puede imaginar que el iceberg de la competitividad se haría visible por parámetros como la cuota de mercado y el nivel de exportaciones. La productividad y la innovación constituirían factores básicos de aquella. La propiedad sería una combinación de corazón y cerebro que toma decisiones que afectan a la competitividad; y el tamaño es una variable que influye en la capacidad de participar en ámbitos más grandes y en mercados más globales.

Costes de gas y competitividad: una aproximación

Dicho lo anterior ¿cuáles son los sectores industriales más intensivos en energía? Si atendemos a la ratio de gastos energéticos respecto a gastos de explota-

[15] Para más información ver Orkestra-IVC, 2015 y PORTER, 1979 y 1990.

[16] El indicador habitual es la rentabilidad de los recursos propios superior al coste medio ponderado de capital (Weighted Average Cost of Capital o WACC por sus siglas en inglés).

[17] En «otros» se estaría considerando la productividad total de los factores.

ción, gastos de personal o sobre el VAB, los sectores más intensivos en energía (electricidad, gas y otros combustibles) son: metalurgia, productos minerales no metálicos (vidrio y cemento) y papel. Por otra parte, la madera y el corcho y la química alternan las posiciones cuarta y quinta según los parámetros citados[18]. En todo caso es pertinente señalar que la ratio citada incrementa su peso, en particular en el periodo 2005-2012.

Entonces ¿cuánto representa el gas en la factura energética respecto a otras energías, como la electricidad u otros combustibles en las actividades económicas anteriores? En la primera posición se encuentran los productos minerales no metálicos (cemento y vidrio), con un peso del gas del 40 por 100 en el gasto energético. Si bien existen notables diferencias entre el vidrio, (con un peso del 52 por 100), y el cemento (8 por 100). Le siguen la industria química con un 38 por 100 y el papel, con un porcentaje similar (37 por 100).

Estas son las tres actividades económicas con mayor gasto en gas respecto a otras energías. En un segundo bloque se encuentran las industrias extractivas, un 31 por 100, la alimentación y textil, (aproximadamente el 24 por 100), y la siderurgia y metalurgia (el 20 por 100)[19].

Cabe preguntarse si el gasto porcentual en gas se ha incrementado o ha disminuido. Si consideramos los sectores anteriores y su evolución desde el año 2000, en el Gráfico 3 puede verse que el peso económico del gas se ha incrementado entre cinco y diez puntos porcentuales (12 por 100 en el vidrio, y entre el 4 y 6 por 100 en química, papel, alimentación y textil); siendo casos atípicos el acero, hierro y ferroaleaciones, donde disminuye, y la metalurgia que mantiene su porcentaje.

Conviene destacar que, por lo tanto, vistos los niveles de consumo de gas y su penetración en la industria, los aumentos de los precios del gas repercutirán en la competitividad de las industrias consumidoras. Aquí se han realizado algunos apuntes que pueden ser útiles para contribuir al examen de nuestra industria[20].

Algunas referencias pueden ofrecer una idea más clara del impacto de los precios del gas en la industria. A modo de ejemplo se comentan algunos datos relativos al consumo de gas en vidrio y fabricación de papel.

En vidrio nos referimos a los datos agregados de la industria, siendo conscientes de la existencia de dos subsectores diferentes a efectos de costes energéticos y de análisis de la competitividad, a saber, el del vidrio plano y vidrio hueco. Con todo, pensemos que ciertos datos pueden ser de interés para sugerir algunas reflexiones, aunque estas sean provisionales.

Por lo tanto, a nivel agregado en vidrio la ratio del gasto energético sobre el valor añadido bruto empeora, ya que pasa del 12 por 100 en 1999 al 35 por 100 en 2012, y se sitúa en niveles superiores a otros países europeos. No mejora la actividad exportadora. El precio de los productos si bien se ha incrementado en el vidrio hueco, en el vidrio plano tuvo en 2007-2012 fuertes oscilaciones (probablemente consecuencia de la crisis de la construcción). Estos datos pondrían de relieve el incremento de los precios del gas respecto al VAB y una disminución del volumen global de ventas, que a pesar de los incrementos de precio no compensan los incrementos de energía y de las mejoras en procesos y en eficiencia energética.

En el sector del papel se advierte, en la evolución de parámetros desde el año 2000, un aumento de las exportaciones así como un aumento del gasto en energía sobre el VAB. Los gastos en energía se incrementan al igual que los precios de los productos, en menor proporción. Quizás lo más significativo es el aumento de los precios de los productos respecto a los de la energía, que es mayor en España que en la UE27, incluida Alemania (i.e. en el año 2013 los porcentajes dan 21 y 13 por 100 respectivamente), pero menor que en Reino Unido (23 por 100).

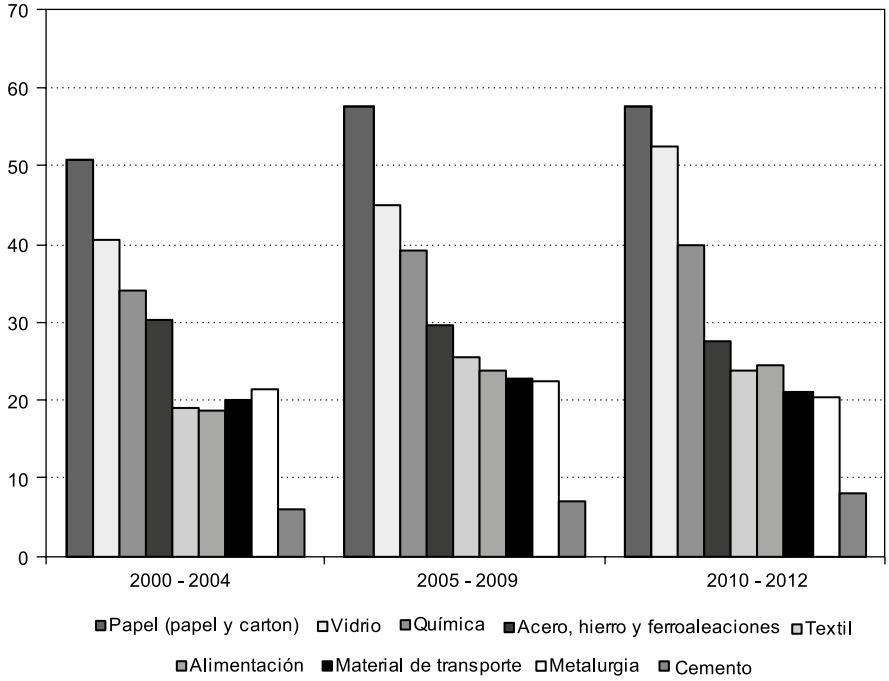
[18] En realidad lo que se denomina como sectores, técnicamente serían agrupaciones sectoriales relacionadas según la clasificación nacional de actividades económicas (CNAE).

[19] Datos del período 2010-2012.

[20] Un análisis más detallado podrá verse en el informe *Precios de Energía y Competitividad Industrial* que se publicará por la Cátedra de Energía de Orkestra.

GRÁFICO 3

SECTORES INTENSIVOS EN GAS. PORCENTAJE DE GAS SOBRE GASTOS ENERGÉTICOS



FUENTE: DÍAZ MENDOZA Y GARCÍA BEREZO, 2015. Documento interno de trabajo.

Así pues, podríamos afirmar que los precios de la energía afectan a la competitividad, aun no siendo este el único elemento explicativo o determinante.

6. Conclusiones

El alcance de este trabajo no examina la relación de los precios del petróleo con los de los productos petrolíferos, sino que focaliza su examen en la relación de aquellos con los precios del gas. Se observa un creciente desacople de los precios del crudo con los del gas, tanto en el mundo como en Europa, donde el caso de Alemania puede ser ilustrativo; si bien este hecho es mucho más claro en Europa Noroeste y Central y mucho menos en el área mediterránea.

Los *hubs* de gas han contribuido en Europa a mejorar la transparencia y la competencia, y han favorecido señales de precios que tienen una ventaja intrínseca, al facilitar a los compradores señales de mercado, mientras que la liquidez ayuda, mediante los volúmenes comercializables, a facilitar las operaciones.

En España, según los indicadores de precios a nivel agregado, existe una notable influencia de los precios del petróleo sobre los del gas. Por lo anterior, el desarrollo de un *hub* de gas ibérico, que va por detrás de los europeos, sería positivo.

Finalmente, los precios del gas no son el único factor explicativo de la competitividad de los sectores intensivos en el uso del gas natural, pero sin duda afectan y pueden ser decisivos para la rentabilidad y la competitividad; particularmente en los casos en los que el coste de energía sea un elemento diferencial o decisivo ante rivalidades empresariales acusadas.

Referencias bibliográficas

[1] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2013). *World Energy Outlook* 2013. AIE.

[2] ÁLVAREZ PELEGRY, E. y BALBÁS PELÁEZ, J. (2003). *El gas natural del yacimiento al consumidor: aprovisionamiento y cadena del gas natural licuado.* Comisión Internacional de la Iluminación CIE dosat 2000.

[3] ÁLVAREZ PELEGRY, E.; FIGUEROLA SANTOS, S.; LÓPEZ, D.; MARTÉN ULIARTE, I. y SARRADO, L. (2013). *El desarrollo de los hubs gasistas europeos: factores clave de éxito e implicaciones para el sistema gasista español*. Bilbao: BCG; Orkestra Instituto Vasco de Competitividad.

[4] CHACHOLIADES, M. (1982). *Economía internacional*. McGRAW-HILL.

[5] COMISIÓN EUROPEA. (2014). *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, Energy Prices and Cost Report*.

[6] COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA (CNMC) (2015). *Informe de supervisión del mercado mayorista y aprovisionamiento de gas. Periodo de noviembre de 2014*. Madrid: CNMC.

[7] CORNOT-GANDOLPHE, S. (2014). *Gas and Coal Competition in the EU Power Sector*. CEDIGAZ. Recuperado en marzo de 2015 de: *http://www.cedigaz.org/documents/2014/CEDIGAZ%20-%2013%20June%202014%20General%20meeting.pdf*

[8] CORRELJÉ, A.; VANDERLINDE, C. y WESTERWOUDT, T. (2003). In Orange-Nassau Group (Ed.), *Natural gas in the Netherlands. From Cooperation to Competition?* Recuperado en marzo de 2015 de: *http://www.clingendaelenergy.com/inc/upload/files/Book_Natural_Gas_in_the_Netherlands.pdf*

[9] DEUTSCHE BANK MARKETS RESEARCH (2013). *Oil & Gas for Beginners.* Deutsche Bank. Recuperado en abril de 2015 de: *http://www.wallstreetoasis.com/files/DEUTSCHEBANK-AGUIDETOTHEOIL%EF%BC%86GASINDUSTRY-130125.pdf*

[10] DG ENERGY (2014). *Quarterly Report on European Gas Markets*. Bruselas: Recuperado en marzo de 2015 de: *http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly-gas_q3_2014_final_0.pdf*

[11] DÍAZ MENDOZA, A. C. y GARCÍA BEREZO, A. (2015). *Evolución del gasto energético en la industria.* Unpublished manuscript.

[12] INSTITUTO TECNOLÓGICO DE MASSACHUSETTS (2012). *The Future of Natural Gas* MIT Study. Boston. Recuperado en marzo de 2015 de : *https://mitei.mit.edu/system/files/NaturalGas_Report.pdf*

[13] LARREA BASTERRA, M. y GARCIA BEREZO, A. (2015). *Índice de correlación de precios de hidrocarburos.* Unpublished manuscript.

[14] LASHERAS, M. A. y FERNÁNDEZ GÓMEZ, J. (2014). Los *hubs* europeos y el *hub* ibérico de gas en los mercados de energía. En ARANZADI, C. y LÓPEZ, C. (Eds.). *Tecnología, economía y regulación del sector energético*. Academia Europea de Ciencias y Artes, España.

[15] ORKESTRA INSTITUTO VASCO DE COMPETITIVIDAD. (2015). *V Informe de Competitividad.* Unpublished manuscript.

[16] PORTER, M. E. (1979). *How Competitive Forces Shape Strategy*. Boston: Recuperado en abril de 2015 de: *https://hbr.org/1979/03/how-competitive-forces-shape-strategy/ar/1*

[17] PORTER, M. E. (1990). *The Competitive Advantage of Nations*. Boston: Recuperado en marzo de 2015 de: *https://hbr.org/1990/03/the-competitive-advantage-of-nations*

[18] SCHWAB, K. (2013). *The Global Competitiveness Report 2012–2013* .World Economic Forum. Recuperado en abril de 2015 de: *http://www3.weforum.org/docs/WEF_GlobalCompetitivenessReport_2012-13.pdf*

[19] STERN, J. y ROGERS, H. V. (2014). *The Dynamics of a Liberalised European Gas Market: Key Determinants of Hub Prices, and Roles and Risks of Major Players*. UK: Oxford Institute for Energy Studies. Recuperado en marzo de 2015 de: *http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/12/NG-94.pdf*

[20] UNIÓN INTERNACIONAL DEL GAS. (2014). *Wholesale Gas Price Survey - 2014 Edition —A Global Review of Price Formation Mechanisms 2005—2013.* IGU.

ICE

MINISTERIO DE ECONOMÍA Y COMPETITIVIDAD **INFORMACIÓN COMERCIAL ESPAÑOLA** *Secretaría de Estado de Comercio*

Últimos números publicados

www.revistasice.com
Librería virtual, suscripción y venta: www.mineco.gob.es
Pº de la Castellana, 162. 28046 Madrid
Telf. 91 603.79.97/93
distribucionpublicaciones@mineco.es

Eloy Álvarez Pelegry*
Iñigo Ortiz Martínez**

NOTAS SOBRE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN ESPAÑA

*En este artículo se recoge, en forma de síntesis, la información sobre la evolución de la eficiencia energética en España, así como la variación que ha tenido lugar desde 1970 hasta la actualidad. Tres son los conceptos básicos que se emplean a lo largo del mismo y que conviene resaltar por ser fundamentales: eficiencia energética, intensidad energética y el índice Repsol de eficiencia energética interna (*IE^2-R*). Tras una breve definición de cada uno de estos conceptos, se procede a analizar la evolución de la eficiencia energética en España desde 1970 a 2015.*

***Palabras clave**: economía de la energía, eficiencia energética, intensidad, consumo, IE.*
***Clasificación JEL:** D61, Q41.*

1. Sobre la eficiencia energética: intensidad energética

El concepto de eficiencia energética se refiere a la reducción del consumo energético promoviendo la reducción de los costes y la sostenibilidad medioambiental. La mejora de la eficiencia energética consistirá, por lo tanto, en una reducción del consumo energético para un mismo proceso/producto.

En términos macroeconómicos, la forma habitual de medir la eficiencia energética es a través de la intensidad energética (IE). Este indicador refleja la relación entre consumo energético y el volumen de la actividad económica y se calcula como el cociente entre el consumo energético primario/final y el producto interior bruto (PIB) del país.

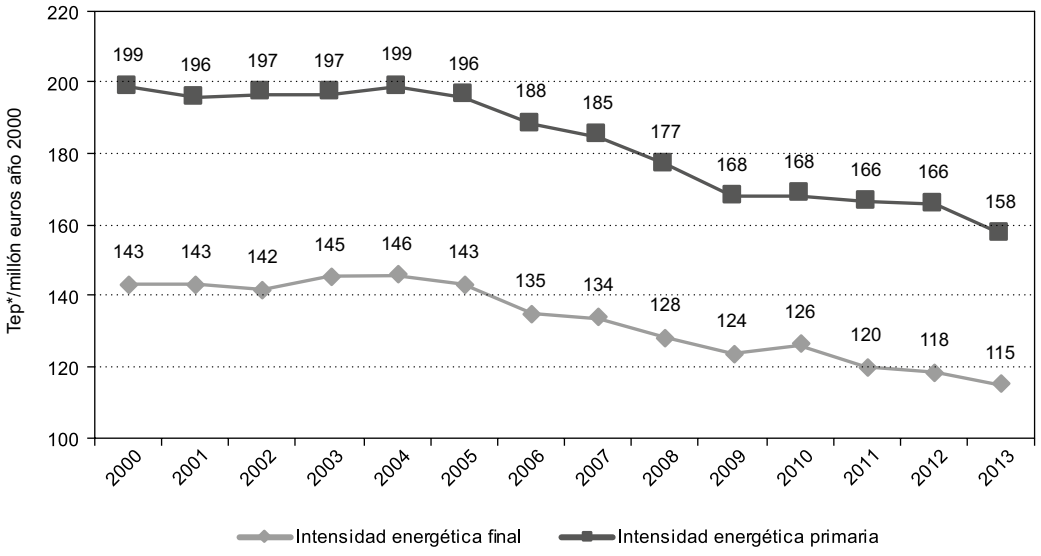
A la luz de lo anterior, si se pretende reducir la intensidad energética en términos absolutos, las reducciones en el consumo energético deben ser mayores que las reducciones en el PIB. Una intensidad energética elevada representa un elevado coste del consumo energético en relación con el PIB del país. De forma análoga, una intensidad energética baja indica que con un consumo de energía menor se obtiene un mayor valor del PIB en un período de tiempo.

En relación con el concepto de eficiencia energética se debe señalar que una mejora de la eficiencia energética consistirá en una reducción de este parámetro de intensidad energética.

* Director de la Cátedra de Energía de Orkestra. Instituto Vasco de Competitividad.
** Ingeniero Industrial. Instituto Vasco de Competitividad.
Los autores agradecen a Macarena Larrea Basterra su labor de revisión.

GRÁFICO 1

EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA PRIMARIA Y FINAL EN ESPAÑA



NOTAS: *Tep: toneladas equivalentes de petróleo.

FUENTE: Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Foro Nuclear, 2015.

Para mitigar el crecimiento de la demanda de energía, es fundamental identificar los factores que condicionan la evolución de la intensidad energética. De esta forma será posible explicar y evaluar las razones de comportamientos pasados y diseñar las políticas adecuadas que permitan reducir la intensidad energética de un país como medio para alcanzar los objetivos de reducción de coste, de impacto ambiental y de dependencia energética (Mendiluce, 2010).

También resulta interesante diferenciar y comparar la IE para la energía primaria y la energía final, tal y como se muestra en el Gráfico 1; de manera que se pueda revisar la evolución de la eficiencia energética en los procesos de transformación de la energía.

Hay que señalar que, en este trabajo, ante la dificultad de encontrar datos para el último período del estudio sobre la eficiencia energética en España, se ha empleado el Índice Repsol de eficiencia energética interna (*IE*^{2}*-R*). El concepto desarrollado por la Fundación Repsol, se construye a partir de 20 indicadores operativos de eficiencia energética que se consolidan en cuatro índices sectoriales (transporte, industria, residencial y servicios), junto con otro indicador que refleja la eficiencia en la transformación de energía primaria en energía final. Para interpretar estos índices, un aumento de los mismos conlleva una mejora de la eficiencia energética.

2. La intensidad energética en España

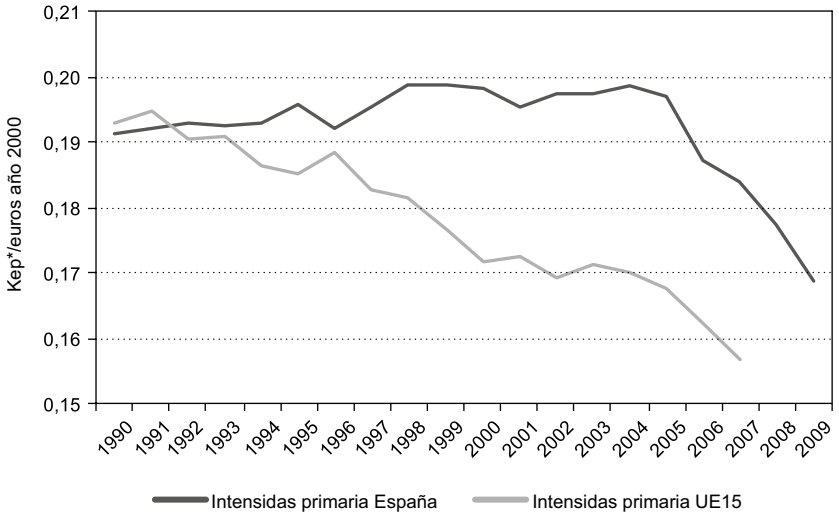
Según datos de 2014 a nivel mundial España ocupa el octavo lugar en eficiencia energética atendiendo a su IE.

Con el Gráfico 2 se puede comparar la intensidad energética con datos de energía primaria (EP) en España y en la UE15.

En el Gráfico 3 se muestra *grosso modo* cómo ha variado en el tiempo la inherente relación del PIB y del consumo de energía primaria a nivel mundial.

GRÁFICO 2

EVOLUCIÓN COMPARATIVA DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA PRIMARIA EN ESPAÑA Y LA UE, 1990-2009

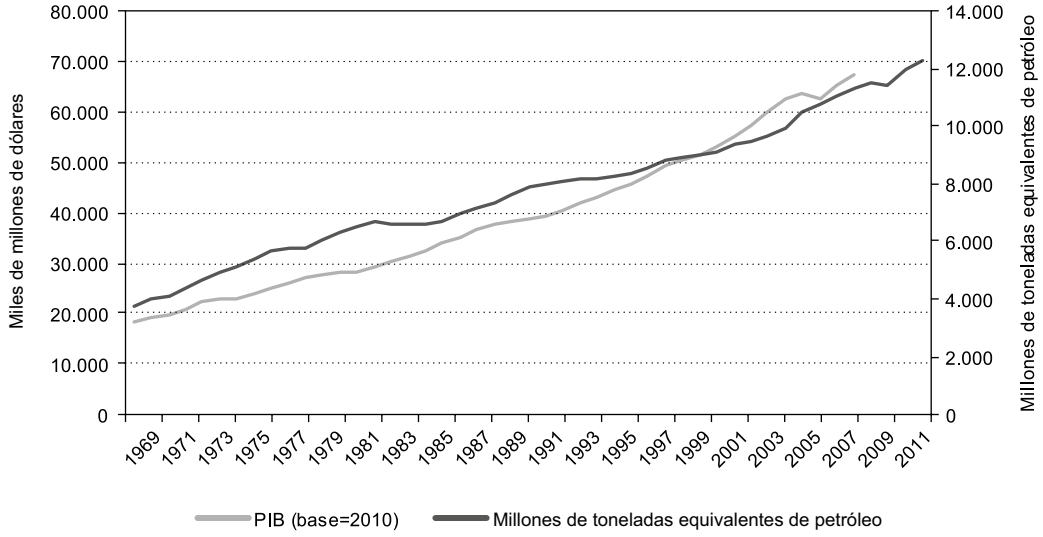


NOTA: *Kep: kilogramo equivalente de petróleo.

FUENTE: Plan de acción de energías renovables en España 2011-2020 (PANER) y IDAE, 2011.

GRÁFICO 3

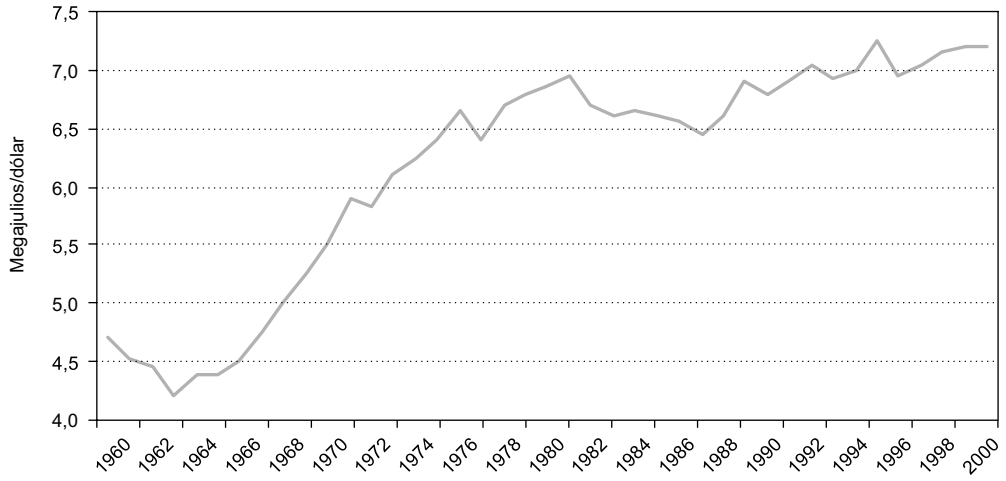
PIB Y CONSUMO DE ENERGÍA, 1969-2011



FUENTE: World Bank, 2015; British Petroleum, 2012 y SÁNCHEZ RABAT, 2015.

GRÁFICO 4

INTENSIDAD ENERGÉTICA DE LA ECONOMÍA ESPAÑOLA



FUENTE: RAMOS-MARTÍN, 2003.

A continuación examinaremos cómo ha variado la eficiencia energética en España, desde 1970 hasta la actualidad, distinguiendo tres períodos: de 1970 a 2001, de 2001 a 2008 y de 2008 a 2015.

Desde 1970 a 2001

Para estudiar la evolución de la eficiencia energética en este período, se va a partir de un análisis (Ramos-Martín, 2003) donde la variable intensidad energética, consumo de energía primaria y PIB se expresa en megajulios por dólar de PIB en valor constante de 1995 (MJ/US95$).

Analizando el Gráfico 4 se observa que la IE en el caso de España ha sufrido un crecimiento prolongado en el horizonte temporal analizado.

La evolución de la intensidad energética en España ha seguido un comportamiento similar a Portugal y diferente al de otras economías desarrolladas de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) (Mendiluce, 2010)

En este contexto es importante destacar dos aspectos fundamentales para España. El primero, que la intensidad energética aumenta progresivamente y el segundo, que dicha tendencia de crecimiento no es continua.

Se observa cómo la intensidad energética aumentó muy rápidamente de 1963 a 1981, pasando de 4,21 a 6,96 MJ/US95$, permaneciendo alrededor del valor de 7 MJ/US95$, con ligeros altibajos hasta 2001, año en el que tomó el valor de 7,20 MJ/US95$. Atendiendo al Gráfico 4 se puede decir que España no sigue la hipótesis de la curva en forma de U invertida o curva de Kuznets ambiental (Recuadro 1).

No obstante, en el Recuadro 1 se podría argumentar que esto se debe al hecho de que España no ha alcanzado todavía el punto de inflexión a partir del cual se produce la «desmaterialización».

RECUADRO 1

CURVA DE KUZNETS AMBIENTAL

- Según la hipótesis de la curva de U invertida o curva de Kuznets ambiental (CKA), durante el proceso de desarrollo económico los países tienden a aumentar el consumo de energía y materiales al mismo ritmo que el crecimiento en el nivel de renta hasta que se alcanza un determinado nivel o punto de inflexión; a partir de entonces es habitual un desacoplamiento entre crecimiento económico y consumo de materiales, provocando que los futuros crecimientos en el nivel de producción no conlleven un aumento en el consumo de energía y materiales en la misma proporción.

- Tal y como muestran Unruh y Moomaw (1998), la mayoría de países desarrollados que siguen la CKA muestran su «año pico» o punto de inflexión durante la década de los años setenta. El año que marca el cambio suele venir ligado a valores del PIB per cápita que se encuentran entre los 9.000 dólares (con Austria en el lado bajo) y los 15.000 dólares (con Estados Unidos en el lado de renta alta). La mayoría de los países, no obstante, se encuentran en un valor promedio de unos 11.000 dólares per cápita.

España, que está lejos de ser una economía que se base en el consumo de energía como EE UU o Canadá, debería mostrar un comportamiento más parecido al de Austria. Sin embargo, todavía mostraba un crecimiento en la intensidad energética en 2001, tras haber superado ya los 18.000 dólares per cápita de renta. Por tanto, si la CKA funcionara para el caso de España, debería haber mostrado signos de desmaterialización mucho antes (Ramos-Martín, 2003).

Algunos autores (Simonis, 1989 y Jänicke *et al.* 1989, citado en De Bruyn y Opschoor 1997)[1] afirman que el cambio tecnológico e institucional, o genéricamente el cambio estructural (que incluye cambios en los patrones de consumo), son las principales causas de la evolución de la intensidad energética. Este hecho puede explicar que tras la crisis del petróleo de principios de la década de los setenta, la intensidad energética en España creciera en lugar de disminuir como lo hacía en otros países desarrollados.

En aquella ocasión el Gobierno español, siguiendo los dictados del Fondo Monetario Internacional (FMI), compensó el aumento de precios con subvenciones, lo que pospuso la adaptación de la economía a una nueva situación mundial de precios elevados. Sin embargo, tras la segunda crisis de finales de los años setenta, la intensidad de algunos sectores económicos finalmente decreció debido a dos motivos:

— El Gobierno no usó de nuevo las subvenciones y dejó que subieran los precios. Esto hizo que la energía, como factor de producción, se encareciese no solo en términos absolutos, sino en términos relativos en comparación con otros factores como el capital o el trabajo. Así, la mayoría de las industrias se adaptaron a la nueva situación y mejoraron la eficiencia, a la vez que modificaron su *mix* energético.

— Se produjo una profunda reconversión industrial, que empezó a principios de los años ochenta, y que implicó el cierre de numerosas fábricas con elevados consumos de energía.

Este es el principal factor que parece explicar los cambios en el caso español. Es decir, los descensos locales de la variable «intensidad energética» parece que estaban reflejando cambios estructurales (como la reestructuración sectorial mencionada antes), más que un cambio suave en la tendencia y en la evolución de la variable intensidad energética.

De hecho, tal y como muestra Ramos-Martín (2003) la variable permaneció más o menos estable desde 1960 en el sector de la agricultura y la construcción (aunque hayan perdido peso relativo en la composición del PIB), mientras que el sector industrial, que también ha perdido peso, en porcentaje de PIB, mantuvo una tendencia decreciente de la intensidad energética.

[1] RAMOS-MARTÍN (2003).

CUADRO 1

COMPARACIÓN EUROPA Y ESPAÑA

Nivel internacional	Europa	España	Evolución del consumo
Energía primaria 1975 *versus* 2006 (datos BP)	Incremento del 88% (de 5.786 a 10.878 Mtep*)	Incremento del 30% (de 1.331 a 1.722 Mtep*)	Incremento del 139% (de 60,8 a 144 Mtep*)
Evolución de la intensidad energía primaria	-1,5% anual entre 1990 y 2004	-1,4% anual entre 1990 y 2005	5,1% entre 1990 y 2004

NOTA: * Mtep: millones de toneladas equivalentes de petróleo.
FUENTE: MATESANZ PARELLADA, 2008.

No obstante, los sectores de servicios, el energético y el transporte han mostrado tendencias crecientes en sus intensidades energéticas, así como un mayor peso relativo en la composición del PIB, lo que explica que a pesar de la buena evolución del sector industrial, la intensidad energética de la economía en su conjunto haya continuado aumentando.

Desde 2001 a 2008

Durante este periodo, los datos muestran una mejora de la eficiencia energética, en particular a partir de 2005, tal y como se puede observar en el Gráfico 5.

La comparación con los países de la OCDE en Europa muestra una convergencia hacia niveles similares. Ahora bien, mientras que se produce un fuerte descenso de la IE en Europa, en el caso español se produce un incremento hasta el año 2004. Las variaciones se deben en parte a las diferentes condiciones climatológicas, pero también la evolución de los consumos energéticos por sectores productivos ha sido muy distinta, por ello es relevante analizar la evolución de la IE en estos años para encontrar claves diferenciadoras.

Observando el Cuadro 1 se puede apreciar que el consumo de EP desde la década de los setenta ha crecido casi el doble que la media de países del entorno europeo. Esto puede ser debido al punto de partida de desarrollo económico del país. Además, es posible observar un aumento de la intensidad energética en España, frente a los descensos generalizados a nivel mundial y europeo. Esta tendencia comienza a invertirse gracias, en parte, a los esfuerzos realizados en los últimos años y a unas condiciones meteorológicas más suaves.

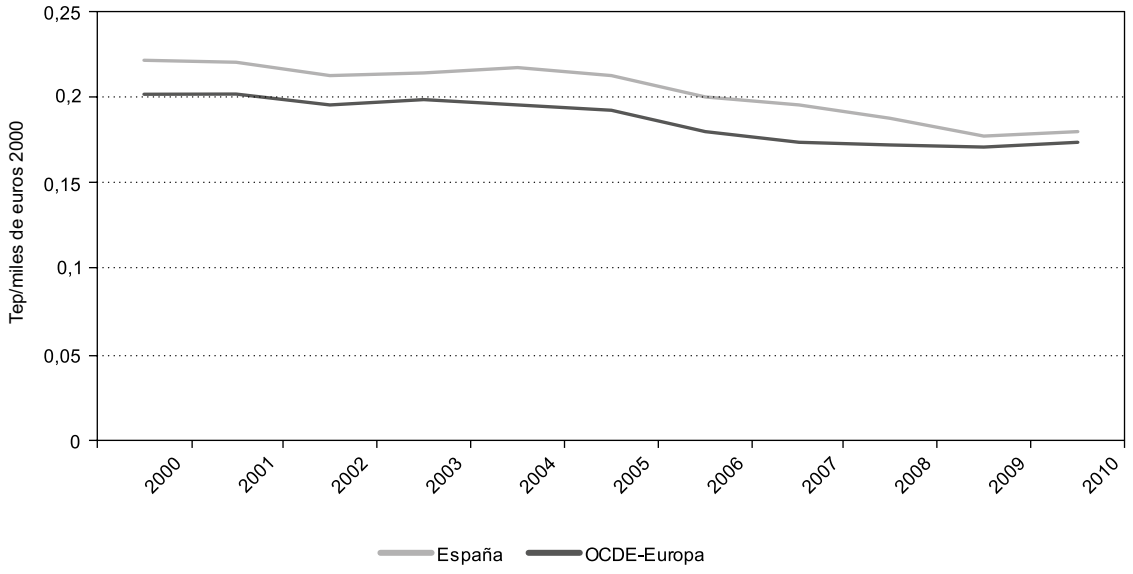
Es importante apuntar que la intensidad energética no es un parámetro útil para comparar economías con estructuras diferentes (más o menos industria, más o menos agricultura, etc.) porque, por ejemplo, una economía más industrializada, con mayor consumo energético, tendrá una mayor intensidad energética y, probablemente, mayores dificultades para reducir su intensidad energética, lo que no es motivo para pensar que sea menos eficiente en términos energéticos.

Como se mostraba en el Gráfico 2, la intensidad energética en España ha experimentado una evolución peculiar y poco deseable en los últimos años, aumentando de manera continuada, mientras que el resto de los países del entorno ha mantenido una tendencia decreciente. En 2005 se observa un cambio de tendencia.

Sin embargo, los países analizados siguen reduciendo su IE, por lo que en España el indicador no acorta las distancias de una forma significativa a pesar de los avances. Así, en el año 2008 la IE española era un 19 por 100 superior a la de la UE15, lo que hizo necesarias 28 toneladas equivalentes de petróleo (tep) más

GRÁFICO 5

INTENSIDAD ENERGÉTICA EN ESPAÑA Y EN PAÍSES DE LA OCDE



FUENTE: Elaboración propia a partir de los balances energéticos de la International Energy Agency (IEA).

para producir 1.000.000 de euros que en la UE15. Si la economía española tuviese unas ratio de IE similar a las europeas, los ahorros en la compra de energía ascenderían a cerca del 2 por 100 del PIB de 2008, además de evitarse las emisiones.

Desde 2008 a 2015

Como se ha señalado en la introducción, a falta de datos fiables de intensidad energética para este período, se examina la eficiencia energética en base al índice Repsol de eficiencia energética interna (*IE*^{2}*-R*), obtenido del análisis realizado por la Fundación Repsol (Fundación Repsol, 2014). En este caso, cuanto mayor sea el índice, mejor es la eficiencia energética.

En 2012, el índice Repsol de eficiencia energética interna en España aumentó dos puntos con respecto al año anterior. Dicho crecimiento se encuentra en línea con la tendencia observada en los últimos años, correspondiente a una tasa de crecimiento anual del 1,3 por 100 desde el año 2000 (Gráfico 6).

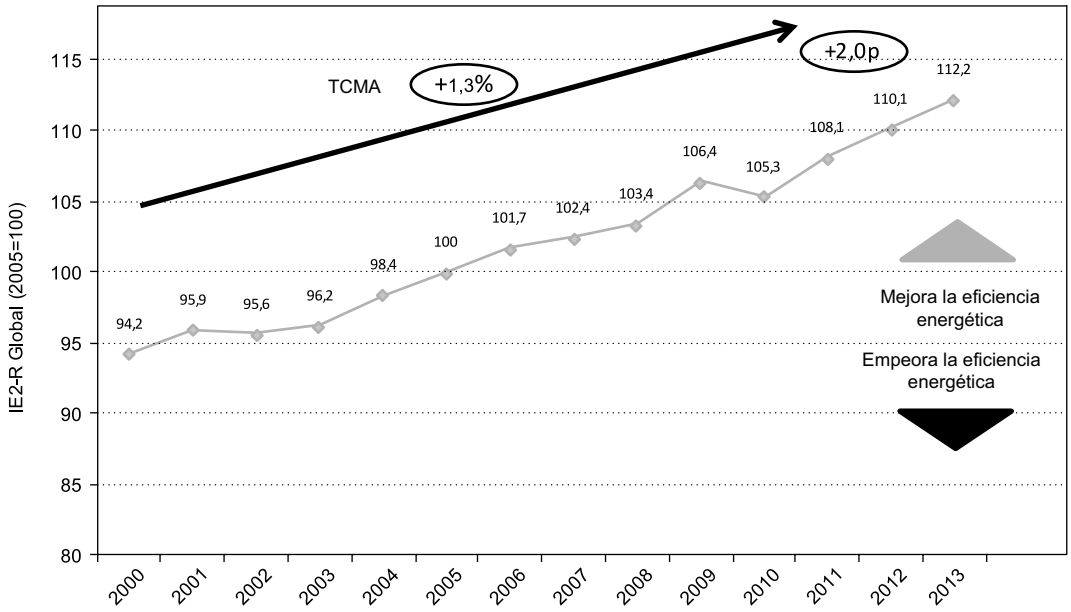
La mejora en eficiencia energética observada en 2012 se debió fundamentalmente al aumento de la eficiencia del sector industrial, derivado de una caída significativa del consumo específico de energía final. Sin embargo, tal impacto se vio amortiguado por una disminución notable de la eficiencia de transformación a nivel global (-2,9 puntos).

3. Desagregación de la intensidad energética

Para analizar mejor la evolución de la IE en España y compararla con la de la UE y la de otros países, es necesario desagregar en lo posible el indicador. En el informe de Mendiluce (2010) se desagrega la intensidad energética española en tres componentes. El primer

GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DEL *IE²-R* EN ESPAÑA



NOTAS: TCMA: Tasa media de crecimiento anual.
FUENTE: Fundación Repsol, 2014.

componente es el Estructural (EStr), que recoge el peso en la economía de las distintas ramas productivas; el segundo es la Eficiencia (EInt) que mide la intensidad energética intrasectorial; y finalmente el Residencial (EResid) que mide el consumo residencial.

La evolución de cada uno de estos componentes para España, se muestra en el Gráfico 7.

Como se puede observar, la IE disminuyó en 13,9 tep/M€ entre 1995 y 2008 con dos períodos diferenciados. El descenso de 22,5 tep/M€ entre 2004 y 2008 compensó con creces el aumento entre 1995 y 2004 de 9,6 tep/M€.

A grandes rasgos el descenso de la IE se debe a la reducción de 14,9 tep/M€ por el efecto estructural (el menor peso en la economía de algunas ramas productivas), el mantenimiento en niveles similares de las intensidades energéticas sectoriales (efecto intersectorial) y el ligero aumento de 1,3 tep/M€ por el efecto residencial (hogares y transporte privado).

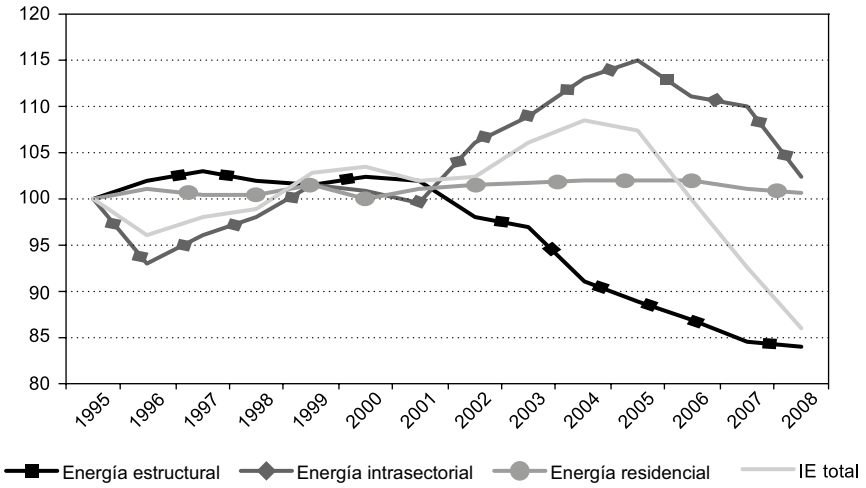
4. Intensidad energética por sectores

Como se señalaba en el apartado 3, para realizar una mejor interpretación de la eficiencia energética del país conviene desagregar la IE en sus diferentes conceptos. Uno de ellos tiene en consideración la estructura de la economía. En este sentido, se puede analizar la eficiencia energética en los diferentes sectores, tal y como hace la Fundación Repsol en el estudio anteriormente mencionado.

Como se ve en el Gráfico 8, en 2012 el índice *IE²-R* de transporte se redujo 0,4 puntos, contrarrestando así el importante aumento que se había producido en 2011 de 3,9 puntos.

GRÁFICO 7

DESAGREGACIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA EN ESPAÑA (TEP/M€)

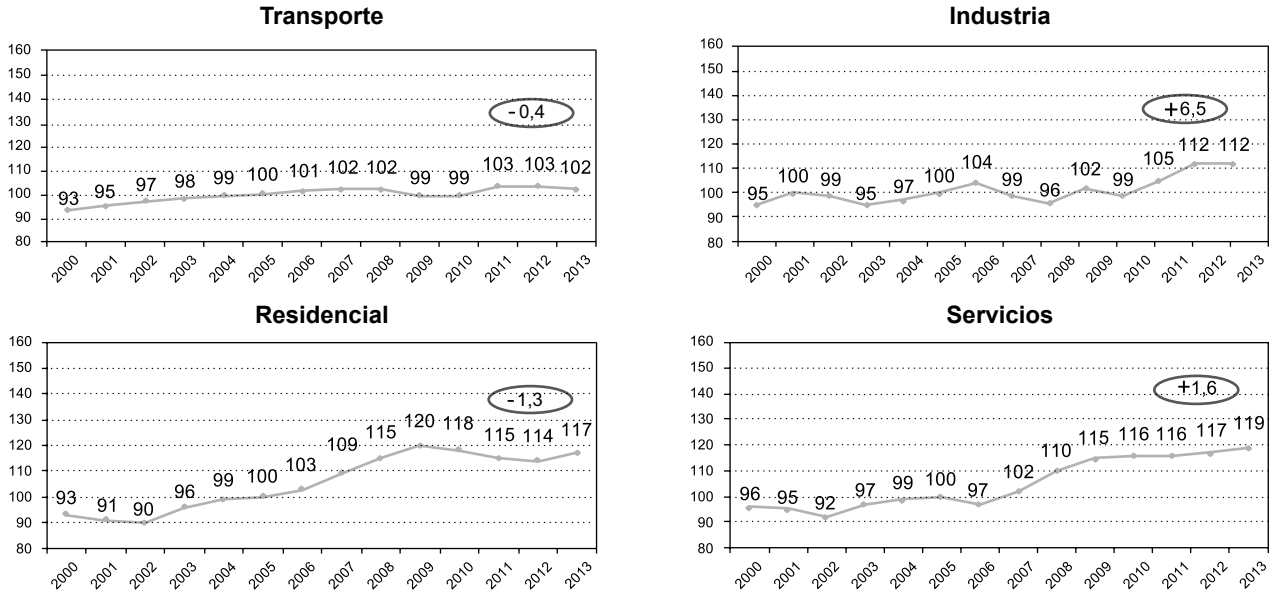


NOTA:TEP/M€: Toneladas equivalentes de petróleo por millón de euros (tep/M€).

FUENTE: MENDILUCE, 2010.

GRÁFICO 8

EVOLUCIÓN DEL *IE²-R* EN ESPAÑA, 2005 = índice 100



FUENTE: Fundación Repsol, 2014.

Los factores que determinaron esta evolución fueron, por un lado el empeoramiento significativo de la eficiencia de transformación del sector (-1,2 por 100) debido a la creciente penetración del biodiésel (81 por 100 de eficiencia de transformación) y de la electricidad (41 por 100 de eficiencia de transformación), en detrimento de la aportación de productos petrolíferos (92 por 100 de eficiencia de transformación); y, por otro lado, una disminución del consumo unitario del transporte de pasajeros (-1,7 por 100).

No obstante, el *mix* modal experimentó una evolución positiva, con una transferencia tanto de pasajeros como de carga hacia medios de transporte más eficientes (tren, autobús, buque).

El índice de eficiencia energética interna del sector industrial experimentó en 2012 un aumento de 6,5 puntos, dando así continuidad a la tendencia creciente observada desde 2010. Dicho aumento del índice de eficiencia se debió a la evolución de la intensidad energética de los sectores con mayor peso en el *mix*.

El sector residencial fue en 2012, junto al sector transporte, uno de los sectores que experimentó un empeoramiento en la eficiencia energética, con una caída de 1,3 puntos. La caída de la eficiencia se debió fundamentalmente a la reducción de la eficiencia de transformación (-4 por 100) del sector. En contraste, el consumo unitario (consumo por hogar) sufrió una reducción del 2,8 por 100, debido tanto al decrecimiento del consumo total del sector (del -4,4 por 100) como al aumento del número de hogares (1,4 por 100).

Por último, la eficiencia energética en el sector servicios aumentó 1,6 puntos en 2012. De manera análoga al sector residencial, las palancas que definieron la evolución de la eficiencia energética fueron la reducción de la intensidad energética (-0,9 por 100) y el mantenimiento de la eficiencia de transformación. El primer factor se vio condicionado por la reducción del consumo de energía final del sector terciario (-1,4 por 100) y por una ligera caída del valor añadido del sector (-0,1 por 100).

Referencias bibliográficas

[1] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2005). *Energy Balances of OECD Countries 2005*, OECD Publishing, París. Disponible en el identificador de objeto digital (DOI): *http://dx.doi.org/10.1787/energy_bal_oecd-2005-en-fr*

[2] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2006), *Energy Balances of OECD Countries 2006*, OECD Publishing, IEA, París. Disponible en DOI: *http://dx.doi.org/10.1787/energy_bal_oecd-2006-en-fr*

[3] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2007), *Energy Balances of OECD Countries 2007*, OECD Publishing, París. Disponible en DOI: *http://dx.doi.org/10.1787/energy_bal_oecd-2007-en-fr*

[4] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE) (2009), *Energy Balances of OECD Countries 2009*, OECD Publishing, París. Disponible en DOI: *http://dx.doi.org/10.1787/energy_bal_oecd-2009-en-fr*

[5] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2011), *Energy Balances of OECD Countries 2011*, OECD Publishing, París. Disponible en DOI: *http://dx.doi.org/10.1787/energy_bal_oecd-2011-en*

[6] BANCO MUNDIAL (2015). *World Development Indicators, International Financial Statistics of the IMF. IHS Global Insight, and Oxford Economic Forecasting, as well as estimated and projected values developed by the Economic Research Service all converted to a 2010 base year*.

[7] BRITISH PETROLEUM (2012). *Primary Energy: Consumption Mtoe (from 1965)*. Statistical review of world energy full report 2012. Diponible en: *http://www.bp.com/statisticalreview*

[8] FORO NUCLEAR (2015). *Energía 2015*. Disponible en: *http://www.foronuclear.org/es/energia/2015*

[9] FUNDACIÓN REPSOL (2014). *Eficiencia energética e intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero en España y la UE15.* Disponible en: *www.fundacionrepsol.com*

[10] INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA (2011). *Plan de acción nacional de energías renovables en España (PANER) 2011-2020.* Disponible en: *http://www.idae.es/Memoria09navegable/web%20seguridad/secciones/tablas/capitulo02_3.html*

[11] MATESANZ PARELLADA, Á. (2008). *Eficiencia energética*. Madrid.

[12] MENDILUCE, M. (2010). *Análisis de la evolución de la intensidad energética en España.* Economics for Energy.

[13] MENDILUCE, M. (2012). *Los determinantes del consumo energético en España: ¿Se ha mejorado la eficiencia energética?* World Business Council for Sustainable Development.

[14] RAMOS-MARTIN, J. (2003). «Intensidad energética de la economía española: una perspectiva integrada». *Revista de Economía Industrial*. nº 351, vol. 3, pp. 59-72.

[15] SÁNCHEZ RABAT, S. (2015). Blog cambio climático, energía. Recuperado de: *http://cambioclimaticoenergia.blogspot.com.es/*

[16] UNRUH, G. C. y MOOMAW, W. R. (1998). «Analysis. An Alternative Analysis of Apparent EKC-type Transitions». *Ecological Economics,* vol. 25, pp. 221–229.

Boletín Económico
ICE
INFORMACIÓN COMERCIAL ESPAÑOLA

Últimos números publicados

www.revistasice.com
Librería virtual, suscripción y venta: www.mineco.gob.es
Pº de la Castellana, 162. 28046 Madrid.
Telf. 91 603.79.97/93
Distribucionpublicaciones@mineco.es

Meliyara Consuegra Díaz-Granados*
Gonzalo Escribano Francés**
Javier Valdés Lucas*

PETRÓLEO Y GEOPOLÍTICA: GOBERNANZA POR OTROS MEDIOS

El artículo analiza la complejidad de las relaciones en la gobernanza energética en el actual contexto caracterizado por el exceso de oferta y ralentización de la demanda global. El análisis incide sobre el poder como factor determinante en la geopolítica de los precios, las instituciones energéticas, el papel de la oferta y la demanda y los intereses de sus participantes. El análisis se desarrolla desde una perspectiva geopolítica y geoeconómica y, explorando las implicaciones para los principales actores, se apunta que, si bien la bajada de los precios del petróleo puede tener consecuencias significativas, estas no son necesariamente irreversibles.

***Palabras clave**: gobernanza energética, economía política internacional, geopolítica de precios.*
***Clasificación JEL:** F53, F55, Q31, Q38.*

1. Introducción

Las relaciones geopolíticas derivadas de la distribución geográfica de los recursos petroleros pueden ser descritas como un sistema complejo de interdependencias entre productores, consumidores y países de tránsito. La interdependencia energética es una relación asimétrica en el corto plazo, ya que la interrupción del aprovisionamiento tiene un impacto menor en el país productor. Sin embargo, esta asimetría puede desaparecer en el largo plazo pues el crecimiento económico de los países productores es altamente dependiente de sus exportaciones, y algunos grandes consumidores podrían ejercer su posición como grandes importadores para influenciar la política energética de los países productores (Escribano y García-Verdugo, 2012). De hecho, la historia reciente muestra que el empleo del petróleo como arma política tiene un doble uso, tanto por parte de los países productores frente a los consumidores (caso de la crisis de 1973) como de estos aplicando embargos a los productores (casos de Irán o Irak y, eventualmente, Libia).

La concentración geográfica de las reservas de crudo y su importancia como recurso primario hacen que

* Grupo de Investigación en Economía Política Internacional de la UNED.
** Grupo de Investigación en Economía Política Internacional de la UNED y Director del Programa de Energía del Real Instituto Elcano.

el petróleo siempre haya tenido un componente político, independientemente de su fungibilidad (el hecho de que al tratarse de un mercado global los consumidores siempre puedan abastecerse de otros proveedores). Razón por la que la posesión de reservas otorga una posición de fuerza. Estas relaciones de fuerza constituyen la esencia de la geopolítica y están en la base de las relaciones energéticas, determinando en buena medida el comportamiento de los mercados del petróleo. De forma que un acercamiento geopolítico a la cuestión de la energía no tiene por qué estar opuesto al desarrollo de una verdadera gobernanza de los recursos energéticos. De hecho, la solución a los problemas de gobernanza es parte integrante de los enfoques geopolíticos.

Este artículo analiza la complejidad de las relaciones en la gobernanza energética, sus instituciones, el papel de la oferta y la demanda, y los intereses de los participantes como factores determinantes de la geopolítica de los precios del crudo. El segundo y tercer apartados caracterizan la gobernanza energética a través de la geopolítica, para luego analizar su papel determinante en la formación de los precios. El cuarto apartado analiza las consecuencias geopolíticas del precio del petróleo en el corto y el largo plazo. El último apartado presenta las conclusiones.

2. Gobernanza por defecto

Aunque los asuntos energéticos globales han tendido a ser analizados principalmente a través del prisma geopolítico, existe una creciente literatura sobre los diferentes aspectos de la gobernanza global de la energía (Abbott, 2012; Baker y Stoker, 2013; Carbonnier, 2011; Cherp *et al.*, 2011; Dubash y Florini, 2011; Florini y Sovacool, 2009, 2011; Goldthau y Witte, 2009, 2010 y 2011; Goldthau y Sovacool, 2012; Karlsson-Vinkhuyzen, 2010; Lesage *et al.*, 2010 a, b y Van de Graaf, 2013). Junto con la aparición de nuevos productores y consumidores mundiales, esta agenda en expansión ha hecho que la gobernanza global de la energía se convierta en un campo de estudio más complejo que la gestión de la interdependencia entre los productores de petróleo de la OPEP y los consumidores de la OCDE (Florini y Dubash, 2011).

La gobernanza global se puede abordar desde diferentes enfoques de economía política internacional[1]. Keohane (1984) sostiene que las instituciones internacionales eficaces tienden a surgir cuando los conflictos de intereses son escasos y el poder está concentrado en un grupo de actores con preferencias homogéneas. Es el caso del comercio internacional y los regímenes financieros, cuyos regímenes internacionales (Organización Mundial del Comercio, Fondo Monetario Internacional y Banco Mundial) nacen de la hegemonía estadounidense, pero son lo suficientemente resistentes y dependientes de la senda como para sobrevivir «después de la hegemonía» (Keohane, 1984 y Rathbun, 2011). Cox (1996) identifica tres dimensiones cuya alineación explicaría la hegemonía de un actor dado: las capacidades materiales, las ideas y las instituciones internacionales. Este marco resulta útil porque tiene que ver con el clásico problema de la geopolítica (y la economía política internacional) de la hegemonía.

En cambio, cuando el poder está fragmentado, la jerarquía resulta difusa y los conflictos de intereses son numerosos. La falta de incentivos para la cooperación no permite el surgimiento de regímenes internacionales homogéneos (Oye, 1986 y Krasner, 1983). De hecho, el régimen de los consumidores de petróleo fue el tema sobre el cual Keohane (1984) construyó su argumento de qué pasaría con la cooperación internacional «después de la hegemonía» estadounidense. La creación de la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP) en 1960 y su decisión, anunciada en 1968, de nacionalizar los recursos de hidrocarburos pusieron fin al control de las compañías petroleras de Estados Unidos sobre los recursos mundiales de petróleo, que implicaban objetivos tanto económicos como políticos (Wirl, 2012). A partir de esa fecha, la hegemonía entre

[1] Para más información ESCRIBANO, G., 2014.

los productores de crudo estuvo compartida entre productores OPEP y productores no OPEP.

En el seno de la OPEP la hegemonía siempre se ha disputado entre «palomas» y «halcones», y no hay una evidencia concluyente acerca de su capacidad para actuar como un cártel, que para muchos autores es limitada (Gil-Alana y Barros, 2011 y Goldthau y Witte, 2011), hasta el punto de ser considerada un «mito racional» (Colgan, 2014). Es decir, una idea ilusoria o falsa pero que persiste cuando algunos actores tienen incentivos para sostenerla (Borial, 2007). En tanto que el objetivo de la OPEP es generar beneficios políticos a sus miembros, tiene incentivos para actuar como si fuese un cártel, siempre y cuando los beneficios derivados de estas acciones no sean demasiado costosos.

Desde la crisis del petróleo de 1973 los productores no OPEP han aumentado su participación en la producción mundial de crudo, con actores emergentes importantes como Rusia y Asia Central, así como los productores de aguas profundas (Brasil y África Occidental) y los no convencionales (EE UU y Canadá) que han entrado en el mercado en los últimos años. Pese a dicha irrupción, el mercado del petróleo sigue liderado por Arabia Saudí, que actúa como productor de último recurso, al ser el único con capacidad ociosa suficiente para estabilizar el mercado y compensar la pérdida de producción en otros lugares, ya sea debido a la guerra civil en Libia, al embargo a Irán o a las huelgas en Venezuela o Nigeria (Mann, 2012). Esta capacidad ociosa ha sido interpretada por Goldthau (2012) como un bien público global suministrado por Arabia Saudí, que es quien costea su mantenimiento, aunque lo haga por intereses nacionales; el mismo autor caracteriza la seguridad de los corredores marítimos globales, sea Ormuz o Malaca, de bien público suministrado por EE UU ante el *free-riding*[2] de consumidores asiáticos y europeos.

El poder que ofrece el «mito racional» se ve socavado por las continuas desviaciones de los niveles de producción de algunos de sus miembros con respecto a las cuotas (Dibooglu y AlGudhea, 2007). Estas desviaciones se producen tanto cuando los precios bajan como cuando suben. Cuando los precios del petróleo son altos, los miembros de la OPEP tienden a producir en una cantidad inferior a su cuota. Sin embargo, cuando los precios bajan se tiende a sobreproducir para compensar la caída de ingresos. Ante estas desviaciones la propia OPEP no tiene mecanismos para forzar a sus miembros a cumplir con sus cuotas asignadas, siendo Arabia Saudí el único miembro capaz de dar una respuesta gracias a su capacidad ociosa.

Los países consumidores también han tratado de cooperar para responder a los retos planteados por la OPEP. La Asociación Internacional de la Energía (AIE) fue creada para coordinar las respuestas de los países miembros de la OCDE a la crisis del petróleo de 1973. Al igual que ocurre con la OPEP, la cooperación en la AIE no siempre ha sido fácil. Su propio diseño ha sido criticado por ser institucionalmente obsoleto, ya que no incluye a consumidores clave como China o India (Miller, 2011 y Van de Graaf, 2012). Además, la estructura de voto de su Comité de Reservas Estratégicas se basa principalmente en los niveles de importaciones de petróleo de los países miembros en 1973. En la década de 1990 hubo varios esfuerzos fallidos para redistribuir los votos (Bamberger, 2004). Más recientemente, la decisión de liberar reservas estratégicas, supuestamente para compensar la pérdida de producción de Libia, pero en realidad para presionar a la OPEP y que aumentase su producción, encontró la resistencia de varios países europeos. Las reservas estratégicas fueron liberadas en el verano de 2011, pero varios miembros europeos de la AIE han venido resistiendo con éxito peticiones similares en años posteriores por parte de Estados Unidos, interesados en vender parte de las ingentes reservas estratégicas acumuladas por su reciente auge petrolero no convencional.

La única institución que reúne a consumidores y productores de hidrocarburos es el Foro Internacional de la Energía (IEF por sus siglas en inglés), un acuerdo

[2] Se refiere al agente que disfruta de los beneficios de un bien público sin pagar por ellos.

intergubernamental que agrupa a los signatarios de la Carta del IEF. Más que una organización internacional es una reunión bianual de ministros de energía con una secretaría permanente en Riad, encargada de organizar las reuniones ministeriales y fomentar la transparencia de las estadísticas energéticas a través de la Iniciativa Conjunta de Datos del Petróleo (JODI por sus siglas en inglés) (Fattouh y van der Linde, 2011). Algunos autores han sugerido que el IEF podría proporcionar bienes públicos como infraestructuras energéticas alternativas o de repuesto, e incluso el mantenimiento de capacidades ociosas (Harks, 2010). En el ámbito cooperativo entre productores y consumidores, a los que suma los países de tránsito, también está la Carta de la Energía (*Energy Charter*), que pese a haber sido incapaz de gobernar las exportaciones de gas ruso ha recibido mucha atención académica (Konoplyanik y Wälde, 2006 y Herranz y Natorski, 2012).

Las cuestiones energéticas globales trascienden el diálogo y las tensiones entre productores, consumidores y países de tránsito. Hay temas nuevos, como las energías renovables, la sostenibilidad, la pobreza energética, la eficiencia o el buen gobierno de los recursos. Este último ha sido objeto de considerable atención en los últimos años, dando lugar a iniciativas como la Iniciativa de Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI por sus siglas en inglés), o la Carta de los Recursos Naturales (NRC por su acrónimo inglés) (Carbonnier, 2011). Se ha configurado así una agenda creciente para la gobernanza energética global. Todos estos temas, antiguos y emergentes, no son gestionados por un único régimen internacional pese a las demandas en favor de crear una Agencia Global de la Energía (El-Baradei, 2008). Los Gobiernos nacionales han sido reacios a ceder soberanía energética, dejando un vacío en materia de gobernanza energética global (Karlsson-Vinkhuyzen, 2010).

Algunas de las instituciones mencionadas están vinculadas a las capacidades materiales (como la OPEP, la AIE o el IEF). Otras en cambio reflejan factores ideológicos nacionales, caso de la EITI o la NRC. El resultado está lejos de constituir un régimen internacional petrolero homogéneo, tal y como lo concibe la economía política internacional, edificado sobre una balanza inequívoca de poder energético. Se trata más bien de una nube de diferentes disposiciones y arreglos institucionales que se ocupan de los diversos aspectos de la gobernanza energética global. La energía se gobierna de manera fragmentada y con respuestas *ad hoc* (Florini y Sovacool, 2009). En esta situación, la hegemonía se distribuye entre países productores, consumidores y de tránsito. Por ejemplo, la OPEP ha ejercido la hegemonía en el suministro de petróleo y los miembros de la AIE en la demanda. A su vez, resulta complicado identificar quién ostenta la hegemonía en cada arreglo institucional, por ejemplo el dominio de la AIE por parte de EE UU o de la OPEP por Arabia Saudí, pues dicha posición dominante puede ser discutida, en ocasiones con éxito.

La hegemonía también está limitada por la interacción de las diferentes instituciones que integran los distintos niveles de gobernanza global de la energía. La influencia de la OPEP en los mercados del petróleo se ha visto reducida por la existencia de la AIE; la capacidad del IEF para lograr una cooperación eficaz se ha visto obstaculizada por la divergencia en las preferencias de productores y consumidores; y la AIE no puede pretender controlar la seguridad de suministro del petróleo (ni del gas) ya que la demanda mundial de energía se ha desplazado hacia países emergentes como China o India. Por último, la aparición de nuevos arreglos institucionales dedicados a mejorar la gobernanza de los recursos naturales restringe el espacio de política de las instituciones establecidas.

Así, la hegemonía queda restringida institucionalmente. La limitación principal es el funcionamiento de los propios mercados energéticos, que disciplina los objetivos de los acuerdos mencionados.

A ello se añade que la gobernanza energética es cada vez más compleja en un mundo crecientemente multipolar. Lesage *et al*. (2010b) han señalado que solo los acuerdos internacionales energéticos que reflejen esa creciente multipolaridad pueden aportar un valor

añadido. De hecho, la caracterización del panorama energético global como multipolar no hace justicia a su complejidad. Al menos en aquellas zonas en las que los mercados (mundiales o regionales) son la fuerza principal de regulación de los flujos energéticos, la tendencia se puede abordar con mayor precisión mediante el concepto de interpolaridad (Grevi, 2009). El panorama energético global se caracteriza tanto por la multipolaridad como por un rápido aumento de la interdependencia de los mercados energéticos. Las implicaciones políticas resultan claras: la gobernanza global de la energía debe abordarse como la gestión de la interdependencia en un contexto de acelerada redistribución relativa del equilibrio mundial de poder.

Nos encontramos por tanto con una gobernanza por defecto, capaz de impulsar la cooperación en algunas áreas pero no en todas. Es precisamente en esas lagunas de gobernanza global donde se recurre a los enfoques geopolíticos. Parafraseando a Clausewitz, la geopolítica es, hasta cierto punto, la gobernanza por otros medios.

3. La geopolítica de los precios

A principios de 2010, la OPEP estableció precios de referencia de entre 100 y 110 dólares para el barril de petróleo, manteniéndose los mismos durante el periodo 2011-2014. A finales del año 2014, el precio del petróleo descendió hasta situarse en la actual barrera de los 60 dólares, lo que significó un descenso mayor de 40 por 100. Dado su peso en el comercio mundial, el fuerte descenso desde junio de 2014 supone una enorme redistribución de renta entre exportadores e importadores que altera los equilibrios geopolíticos globales, regionales y locales. La volatilidad de precios tiene reverberaciones geopolíticas asimétricas: para los importadores supone un impulso económico, pero para los monoexportadores está en juego la viabilidad o el colapso de sus regímenes. Los países importadores calculan puntos porcentuales de PIB y desempleo, mientras que muchos exportadores afrontan escenarios de inestabilidad interna y debilitamiento estratégico en las zonas más inestables del planeta.

En octubre de 2014, el FMI (2014) sugirió que la mayor parte del descenso de los precios podía atribuirse a la reducción de la demanda, asegurando que el descenso de los precios del crudo *West Texas Intermediate* (WTI) se debía en un 96 por 100 a la debilidad de la demanda global. En enero de 2015, el FMI aseguró que dicho descenso se debía principalmente al aumento de la oferta, atribuyendo este descenso en un 58 por 100 a la oferta y en un 42 por 100 a la demanda (Zumbrun, 2015). Dicha contradicción en los argumentos del FMI puede explicarse por el hecho de que la inseguridad y los *shocks* de precios en el mercado del crudo son tal vez causados, de un lado, por los inversores y especuladores, que generan distorsiones en el mercado debido a que los precios en este mercado son rígidos; y, por otro, debido a cambios en la oferta por causas geopolíticas (Luciani, 2011).

Uno de los factores fundamentales en la inversión es el precio, cuyo descenso ha puesto en riesgo la viabilidad de 930.000 millones de dólares en inversiones. Con costos en su mayoría no recuperables, ya sea en el *downstream*[3] *o upstream*[4], los proyectos petroleros requieren de un gran volumen de recursos, lo que conlleva que una vez realizada la inversión sigan operando hasta que los precios se sitúen por debajo de los costes variables. Un segundo problema es el plazo necesario para el desarrollo de los proyectos, que varía entre cinco y diez años desde que son sancionados hasta su entrada en operación. Esto hace que los rendimientos de las inversiones se vean sujetos a altos niveles de incertidumbre y se dificulte el acceso a la financiación, lo que hace que los proyectos tengan que ser desarrollados en gran parte con recursos propios. Por último, la inelasticidad, tanto de la oferta como de la demanda en el corto plazo, hace que las señales de precios no sean útiles para equilibrar el mercado, lo que significa que

[3] *Downstream* se refiere a las operaciones de tratamiento, transporte, refinación y petroquímica.

[4] *Upstream* se refiere a las operaciones de exploración y producción.

este solo puede ser equilibrado a través de cambios de renta e inversión, ajustes que requieren de largos periodos de tiempo (Fattouh, 2006 y Luciani, 2011).

Para solucionar el problema de la volatilidad las propuestas han basculado desde una posición en la que se favorecía la exclusiva confianza en la desregulación, y por tanto en los mecanismos de mercado, a otra en que se aboga por frenar la especulación y buscar un precio justo para todos. Las soluciones se han concentrado en el objetivo de fomentar la inversión en el largo plazo, siendo algunas de ellas más plausibles que otras. La principal propuesta se basa en la creación de un Comité Internacional que decida qué precios o banda de precios podría ser beneficiosa para todas las partes. Sin embargo, no plantea los mecanismos mediante los cuales esos precios serían decididos, ni una estrategia explicita de intervención en el mercado (Fattouh y Allsopp, 2009).

El principal problema de una banda de precios es si realmente existe la posibilidad de que exportadores e importadores lleguen a un acuerdo sobre el rango. Aun haciéndolo, un segundo problema sería cómo gestionar la intervención necesaria en el mercado cuando el precio se acerca a los limites inferior y superior de las bandas. Finalmente, una vez creados los mecanismos y llegado a un acuerdo, un problema añadido serían los futuros ajustes de sus márgenes.

El uso de reservas estratégicas también se ha planteado como mecanismo para mantener los precios a un determinado nivel. En la actualidad estas reservas existen, pero están constituidas con el objetivo de evitar el efecto de fuertes escaladas de precios o interrupciones del suministro. Para que estas reservas pudiesen realmente tener un efecto continuo en el precio sería necesaria su ampliación y abrir su gestión a inversores individuales. Esta propuesta, atribuida a Robert Mabro, requiere una operativa como la que durante algunos años mantuvieron EE UU y Arabia Saudí (Bressand, 2010). El exceso de oferta que actualmente caracteriza el mercado puede indicar el fin de un acuerdo por el cual EE UU ofrece asistencia militar a cambio de que Arabia Saudí asegure precios bajos de petróleo en momentos de emergencia, como en la crisis iraní de finales de los setenta. Otras propuestas se basan en aumentar el petróleo negociado en el mercado libre, ligar los precios a contratos a largo plazo, ofreciendo un mayor nivel de seguridad en la demanda con contratos de *take-or-pay*[5], y favorecer la integración vertical (Luciani, 2011).

Todos los análisis coinciden (AIE, 2015; FMI, 2015; BM, 2015; EIA, 2014) en que dos son las principales causas de la bajada de los precios: el rápido aumento de la producción de petróleo no convencional en Norteamérica (el *tight light oil* extraído del *fracking*[6] en EE UU y el obtenido de las arenas bituminosas canadienses) y la ralentización de la economía mundial, especialmente de la demanda de petróleo de China. El elevado nivel de precios de los últimos años ha fomentado la producción en aguas profundas en Brasil y África Occidental y la no convencional en EE UU y Canadá, al tiempo que ha destruido demanda en los países industriales, cada vez más concernidos por la eficiencia energética y la transición hacia modelos de transporte descarbonizados. La apreciación del dólar, divisa en que se efectúan la mayor parte de los pagos, también ha sido apuntada como elemento de depresión de los precios del barril. Y, por supuesto, la especulación en los mercados financieros, cada vez más desacoplados de los flujos reales hasta el punto de que los precios reflejan más las posiciones sobre barriles de papel que sobre barriles físicos (Escribano, 2015).

Desde las revoluciones árabes de 2011 las incertidumbres geopolíticas han mantenido tensionados los mercados, pero la prima de riesgo incorporada en el precio se ha ido diluyendo conforme estos iban descontando un impacto limitado sobre la producción de los conflictos en Irak, Siria y Libia. La moderación de los ritmos de crecimiento de la economía mundial y las previsiones asociadas de una menor demanda de crudo, junto con el continuado aumento de la producción

[5] Los contratos de *take-or-pay* son contratos de compra garantizada.
[6] El *fracking* es una técnica de fracturación hidráulica.

norteamericana, pusieron en evidencia los componentes fundamentales del mercado: según las diferentes estimaciones la sobreoferta del petróleo podría estar entre 1.000.000 y 2.000.000 de barriles diarios sobre una producción mundial de unos 90.000.000 (AIE, 2015 y FMI, 2015). Los riesgos geopolíticos pasaron a un segundo plano y la atención se centró en la OPEP y, sobre todo, en los grandes productores del Golfo Pérsico (Escribano, 2015).

Sin embargo, no puede descartarse que conflictos como los de Irak o Libia empeoren y terminen por afectar de manera importante a los suministros. Tampoco puede obviarse la creciente rivalidad estratégica entre Rusia y Occidente, o el reto de llevar a buen puerto las negociaciones nucleares con Irán. El mapa de riesgos abarca también el Golfo de Guinea y el Mediterráneo, pasando por el Sahel y su capacidad para desestabilizar las dos regiones anteriores. La difícil situación económica que atraviesan productores importantes como Venezuela o Nigeria también plantea incertidumbres acerca de la respuesta de sus Gobiernos. Cualquiera de esos vectores de riesgo puede en cualquier momento catalizar procesos de volatilidad en los precios, como ha ocurrido en el pasado reciente. La atenuación de la prima geopolítica es, por su propia naturaleza, un proceso impredecible.

Desde la perspectiva geoeconómica, la clave para la evolución de los precios del crudo es la reacción de Arabia Saudí a esos tres vectores de oferta, demanda y escenarios geopolíticos. El aumento de la producción no convencional norteamericana ha alterado la estructura de los flujos mundiales del petróleo. Cuando hace pocos años la competencia entre EE UU y China por el control de los recursos energéticos de África se presentaba como inexorable, la realidad actual es que EE UU prácticamente no importa petróleo ni gas africanos. Además de contar con productores maduros, la creciente producción de África se explica por la nueva región petrolera del *West Transformation Margin*, de Sierra Leona a Ghana, así como a medio plazo las perspectivas que se abren en las del *East African Rift System* de Uganda y Kenia, y el *Offshore East Africa*, de Mozambique a Kenia. Ante el aumento de la producción en América del Norte, sus exportaciones se han redirigido hacia Asia y Europa, inundando los mercados y poniendo en peligro la cuota de mercado de Arabia Saudí. Las perspectivas de que los nuevos desarrollos en aguas profundas africanas puedan replicar los hallazgos del Presal brasileño añaden más presión a medio plazo sobre los productores tradicionales.

Eso ocurre precisamente desde hace años con una parte importante de las exportaciones latinoamericanas. El acercamiento de Venezuela y otros productores de la región hacia China ha degenerado en una competencia por unos mercados asiáticos cada vez más disputados y en los que la demanda muestra signos de moderación. A ello se añade el reciente compromiso de China de alcanzar el pico de sus emisiones de CO^2 como mucho en 2030 y de alcanzar para esa fecha una contribución del 20 por 100 de las renovables a la oferta energética. Aunque ese compromiso resulta vago y de credibilidad limitada, supone un cambio sustancial en la estrategia energética china con impactos de medio y largo plazo significativos sobre los exportadores de hidrocarburos. Cerrando el círculo del Pacífico, Alaska, el único Estado exento por ahora de la prohibición estadounidense de exportar crudo, libró a Corea del Sur su primer cargamento en una década, mandando la señal de que la producción de EE UU empieza a competir también directamente por los mercados asiáticos.

El incremento de oferta comenzó a sentirse de forma más aguda al final del verano de 2014, la estación de mayor demanda de derivados del petróleo, y con la acumulación de indicadores negativos acerca del crecimiento de la economía mundial. La rebaja de las previsiones de crecimiento de la demanda de petróleo por parte de la AIE hizo empeorar el sentimiento del mercado. Arabia Saudí había venido mandado señales solo aparentemente ambiguas al respecto. A comienzos de octubre de 2014 ofreció descuentos en el precio de venta oficial de su crudo, lo que se interpretó como el primer paso de una guerra de precios para mantener

su cuota en el mercado asiático. A continuación se filtró que descuentos semejantes se habían ofrecido a los operadores europeos. Luego, altos funcionarios saudíes avanzaron que el Reino estaría cómodo con precios cercanos a los 80 dólares. Kuwait, su principal aliado, apuntó incluso al entorno de los 70 dólares. En cuestión de días, Kuwait, Emiratos Árabes Unidos, Irak e Irán anunciaron descuentos similares, a los que después siguieron casi todos los grandes productores. El cambio de estrategia se hacía evidente: precios bajos para mantener cuota de mercado a corto plazo y aumentarla a medio plazo, para a más largo plazo recobrar ingresos cuando los precios se recuperasen.

La reunión de la OPEP el 27 de noviembre de 2014, en Viena, supuso la confirmación definitiva de que la organización renunciaba a intentar frenar el hundimiento de los precios, y así lo interpretaron los mercados con las fuertes caídas de los precios de los futuros de petróleo. Tan rotundo fracaso ha ahondado el consenso acerca de que la OPEP ya no es lo que era, reforzando la hipótesis de que se ha convertido más en un «mito racional» que en un mecanismo eficaz para estabilizar los mercados.

Pero la reunión mostró también la debilidad de algunos de sus miembros y su incapacidad para influir en las decisiones de la organización. En realidad, esto siempre ha sido así, pues Arabia Saudí y sus aliados del Golfo lideran la organización y tienen la última palabra. Y ahora su apuesta es mantener la cuota de mercado. Si con eso se desincentivan nuevas inversiones en recursos más costosos, como el petróleo no convencional, el de aguas profundas, o incluso en el Ártico, mejor. Al tener las mayores reservas de petróleo del mundo, el tiempo juega a su favor siempre que puedan comprarlo. Arabia Saudí, Kuwait, Qatar y Emiratos Árabes Unidos tienen la holgura presupuestaria y las reservas de divisas para hacerlo, no así Irak e Irán.

Otros miembros de la OPEP como Libia e Irak viven una situación de inseguridad que les hace especialmente vulnerables a la caída de precios. Ninguno de los dos está sometido a la disciplina de las cuotas, pero sus Gobiernos tampoco controlan plenamente sus recursos, sea por el petróleo rebelde libio o el crudo kurdo iraquí. Los recientes acuerdos alcanzados entre los kurdos y el Gobierno central iraquí son la constatación de la autonomía petrolera alcanzada por los primeros. En el caso libio, los ministros de los dos Gobiernos enfrentados por el control del país pugnaron por representar a su país en la pasada reunión de la OPEP, escenificando que en Libia hay dos ministros del petróleo (que representan a dos Gobiernos elegidos por dos Parlamentos) pero ningún interlocutor. Además, ambos conflictos proyectan riesgos de desbordamiento en Oriente Medio y el Norte de África.

Todos ellos son en la práctica monoexportadores de hidrocarburos, que han sido incapaces de diversificar sus economías: lo que antes era su fuerza se ha convertido en su mayor flaqueza.

4. Consecuencias geopolíticas: el corto y el largo plazo

Las consecuencias geopolíticas y geoeconómicas pueden ser significativas, pero no necesariamente irreversibles. En primer lugar, la bajada de precios podría limitar la expansión del fenómeno del petróleo no convencional, dentro y fuera de América del Norte, lo que ha terminado teniendo un impacto más importante que la revolución del gas de esquisto. Una de las consecuencias esperadas era propiciar la independencia petrolera del hemisferio occidental. Sin embargo, para que esto suceda es necesario un precio del barril del petróleo por encima de los 70 dólares. Una parte importante de la producción estadounidense (hasta el 50 por 100 según algunas estimaciones) ya es viable por debajo de esos precios, en ocasiones hasta una franja discutida de 50 a 60 dólares. Pero los campos menos rentables no, como tampoco lo serían muchos pequeños pozos marginales convencionales cuyos costes de extracción están por encima de dicha franja. Los productores estadounidenses tardarían unos seis meses en ajustar su producción, según algunas conjeturas,

pero el impacto sería más inmediato en nuevos proyectos, muchos de los cuales podrían verse paralizados.

Probablemente el efecto más claro será frenar la extensión del fenómeno del petróleo no convencional fuera de EE UU por la incertidumbre sobre la rentabilidad de nuevas inversiones si los precios permanecen en su nivel actual durante un período prolongado. De hecho, aunque las inversiones más avanzadas continúan, aquellas con costos marginales más altos y en fase de desarrollo ya se han visto afectadas, viéndose obligadas a despedir a miles de trabajadores (Adams, 2015). También sería previsible que, sometidos a una mayor presión competitiva, los productores estadounidenses puedan mejorar su eficiencia y reducir sus umbrales de rentabilidad, lo que supondría una presión adicional a medio plazo sobre los precios. Fuera de Norteamérica, Argentina ya está experimentando muchas dificultades para el desarrollo del yacimiento de Vaca Muerta, pero la bajada de precios puede posponerlo aún más.

Algo semejante pasa con los yacimientos en aguas ultraprofundas, que podrían ver ralentizado el ritmo inversor en nuevos proyectos y la rentabilidad de los que ya están produciendo (FMI, 2015). Las nuevas regiones petroleras africanas podrían ver frenada su explotación, y la competencia geopolítica por los recursos energéticos del Ártico podría desvanecerse a corto plazo, como la rivalidad entre China y EE UU en África. Hasta el desarrollo de la industria de petróleo no convencional, África era un territorio en disputa en tanto que las importaciones africanas permitían a ambos países diversificar su suministro para no depender excesivamente de Oriente Medio. Ahora que EE UU es casi independiente, la percepción que China tendrá de la vulnerabilidad que puede generar su dependencia energética aumentará, ya que su rival más directo se percibe más seguro. Por ello, África aumentará su importancia estratégica para China, donde tendrá que competir con compañías petroleras internacionales, que cuentan con una mayor experiencia y recursos tecnológicos para el desarrollo de este tipo de proyectos (Brown, 2013).

Ante la situación de exceso de oferta el argumento de los saudíes es económicamente impecable: son los productores de mayores costes marginales los que deben ajustarse primero. Esa es la purga a la que se va a asistir en los próximos meses, y promete ser interesante pues mostrará los límites de la industria para ajustar sus costes. Para ello muchas compañías han comenzado a poner a la venta miles de millones de dólares en activos ante las expectativas de una ola de fusiones y adquisiciones. En el caso estadounidense la tecnología y la escala alcanzada ya están reduciendo los costes, pero no es el caso de las aguas profundas, donde varios operadores han presupuestado un descenso de las inversiones de un 20 por 100 para 2015 por la bajada de precios (Adams, 2015).

Además, una moderación prolongada de los precios supondría una erosión de los regímenes petroleros más vulnerables. En Oriente Medio ello implicaría una balanza de poder más favorable para Arabia Saudí frente a Irán. En África un debilitamiento de Nigeria y Angola y un freno a las expectativas de muchos países africanos de replicar el fenómeno de los productores del Golfo de Guinea, desde Guinea Ecuatorial a Sierra Leona.

En América Latina, Venezuela verá aminorada la rentabilidad de sus crudos pesados de la franja del Orinoco y afrontará una mayor competencia en Asia, con el consiguiente coste en los descuentos o las condiciones de los acuerdos privilegiados que mantiene con China. A nivel global, el equilibrio de poder quedaría sesgado en favor de los productores OPEP del Golfo ya señalados, y en contra de los miembros restantes.

Y por supuesto en contra de Rusia, el gran perdedor de la caída de precios. Si además se mantiene cerrado el acceso a la financiación occidental, Putin puede empezar a moderar su aventurerismo táctico ante la posibilidad de repetir el colapso económico de la Unión Soviética. Precios más bajos del petróleo y del gas, por la indexación de este al primero, repercuten en menores ingresos para Rusia. Aunque el impacto geopolítico más inmediato beneficia a Europa, en el largo plazo refuerza en mayor medida a China. Así, la bajada de

precios ya ha reducido mucho el importe del flamante contrato firmado con China en la primavera pasada para exportar gas de Siberia oriental, justo antes de que los precios empezasen a bajar. Con China a la cabeza, Asia sería precisamente uno de los continentes más beneficiados económicamente, y de hecho la guerra de precios se ha desatado por hacerse con su mercado.

Finalmente, solo Europa está en disposición de obtener un triple dividendo: el económico de la moderación de precios, el geopolítico del debilitamiento de Rusia, y su potencial para avanzar en la transición energética. En el plano económico, las presiones a la baja en los precios de los hidrocarburos pueden atemperar las pesimistas previsiones económicas para el conjunto de la Unión Europea. Algunas previsiones estiman que el impacto en el PIB sea considerable y distribuido heterogéneamente. Europa Central será *a priori* el área más beneficiada con un impacto de hasta un 3 por 100 del PIB en Bulgaria, y algo menor, entre un 1 y un 1,5 por 100, en Polonia y República Checa. En la eurozona se espera un impacto del 0,9 por 100 en Italia y un 1 por 100 en Francia y Alemania, siendo España y Grecia los mayores beneficiados, con un 1,5 por 100 y un 2,2 por 100 respectivamente (Norland, 2015). Su efecto sobre la inflación debería facilitar la adopción de medidas expansivas en vez de preocupar por su efecto deflacionario, pero en todo caso constituye un choque de oferta positivo bienvenido ante el riesgo de una tercera recesión. Precios más bajos de la energía también ayudarían a la industria europea a recuperar algo de la competitividad perdida frente a EE UU por el abaratamiento ocasionado por la revolución no convencional.

En el ámbito geopolítico, el debilitamiento de Rusia puede ayudar a la UE a gestionar mejor su creciente rivalidad en los intersticios del espacio postsoviético y terminar por arruinar el proyecto de una Unión Euroasiática liderada por dos monoexportadores de hidrocarburos, Rusia y Kazajistán, y un país de tránsito, Bielorrusia. Desde la perspectiva rusa, añadir a las sanciones y a la merma de ingresos por el descenso de los precios el coste de eventuales cortes del suministro de gas a Europa y las consiguientes pérdidas adicionales puede constituir un coste excesivo para su economía. De hecho, el hundimiento de los precios ha abaratado considerablemente la oferta inicial rusa a Ucrania y facilitado el acuerdo intermediado por la UE. Si los precios se mantuviesen bajos, serían evitables nuevas sanciones, que podrían tensar en exceso la situación, tanto con Rusia como en la distribución entre Estados miembros de sus costes. Sin embargo, recientemente la UE ha mostrado una tendencia a aprovechar la dependencia de la economía rusa de sus exportaciones de gas, ligadas contractualmente al precio del petróleo, para debilitar su fuerza en el mercado europeo.

Pero las oportunidades más relevantes son las energéticas, como ha mostrado India aprovechando la caída de precios para reducir los subsidios a los combustibles fósiles, liberalizar por completo el mercado de diésel y abrir la puerta a que las refinerías indias hasta ahora orientadas a la exportación vuelvan a entrar en el mercado nacional (Sen, 2015). Aunque en sentido contrario, para la UE ofrece la oportunidad política de reducir externalidades medioambientales negativas aumentando los precios del carbono, hoy muy bajos, o introduciendo impuestos ambientales para compensar en parte la caída de precios y sus efectos indeseados sobre la eficiencia energética. Si el objetivo que alienta la estrategia saudí es inhibir la sustitución de sus hidrocarburos por fuentes no convencionales o renovables y evitar la destrucción de demanda adicional de las mejoras en eficiencia energética, los países consumidores deberían escapar de ese resultado. Para ello, tanto EE UU como Europa tienen en su mano el uso de la política fiscal como medio para contrarrestar la pérdida de competitividad de sus fuentes energéticas, ya sean renovables o fósiles (Gause III, 2015).

Las energías renovables, junto con la nuclear, son energías autóctonas en la UE que producen a coste marginal cero: una vez realizada la inversión no hay volatilidad en los precios, ni correlación con ningún combustible, ni declives, ni emisiones asociadas a reducir.

Y generan poder blando energético, en el sentido de Nye (2004) de poder de atracción de otras sociedades hacia un modelo energético como el europeo, mucho más atrayente para las economías emergentes que uno basado en los combustibles fósiles sin matices.

Por otro lado, es cierto que la OPEP no tiene el poder de mercado ni el peso político que tuvo hasta hace apenas unos años. Pero las proyecciones existentes apuntan a que puede recuperarlo a medio o largo plazo. Por ejemplo, la Administración de Información Energética de EE UU (EIA por sus siglas en inglés) ha proyectado que la producción no convencional se estancará en la segunda mitad de esta década para declinar al final de la siguiente (EIA, 2014). La AIE proyecta una cuota aún mayor de la OPEP, que en 2040 volvería a representar casi la mitad de una producción mundial de unos 100.000.000 de barriles diarios (AIE, 2014). Probablemente para entonces varios de sus actuales miembros habrán agotado la mayor parte de sus recursos y no deberán preocuparse por cuota alguna. No es el caso de los países del Golfo Pérsico, que pasarán del 27 por 100 de la producción mundial que suponen actualmente al 33 por 100 de la misma en 2040. La demanda de petróleo puede moderarse a corto plazo por la ralentización de la economía mundial, pero a largo plazo sigue presentando una tendencia creciente.

Estados Unidos puede ser el nuevo productor que ajuste el mercado (*swing producer*), aumentando la producción con los precios y reduciéndola al caer estos. Ese nuevo papel, jugado hasta ahora por Arabia Saudí, proporcionaría un protagonismo geopolítico diferente a EE UU hasta que su producción empiece a declinar dentro de una década según las proyecciones. La región más afectada será la frontera ártica, donde la mayor parte de compañías, excepto Shell y ENI que presentan grandes costes hundidos en el Ártico, han decidido paralizar los planes de desarrollo (Milne *et al*, 2015) y desviar sus inversiones hacia áreas más atractivas.

En México puede que su reforma energética no tenga los efectos esperados, al menos en el corto-medio plazo. El nuevo estatus de la petrolera PEMEX y los cambios introducidos permiten a compañías extranjeras entrar en un mercado hasta el momento cerrado. El motivo del cambio normativo es el aumento de la producción de hidrocarburos para activar la economía y generar empleos en el sector energético. Sin embargo, las previsiones de desarrollo se basan sobre un escenario de 100 dólares el barril. Ante las expectativas de que algunos de los yacimientos no sean finalmente explotados, el Gobierno ha relajado los requisitos de los contratos de explotación con el objetivo de atraer a un mayor número de inversiones y se plantea retrasar algunas de las subastas hasta que el clima para la inversión sea más favorable. Por el momento, los actuales precios han provocado la disminución del gasto público y PEMEX, además de haber cancelado operaciones de renovación, se plantea bajar el sueldo a sus trabajadores, que cuentan con el sindicato más fuerte del país, y de ir a una huelga pueden poner al Gobierno en graves dificultades (Malkin, 2015).

También se puede ver reducido el flujo de inversiones en África subsahariana, una de las zonas que contaba con un mayor potencial de crecimiento al concentrarse en ella el 30 por 100 de las nuevas reservas encontradas en los últimos cinco años. Los grandes descubrimientos se encuentran en Mozambique, Tanzania y Angola, seguidos por otros menores y que ya han entrado en fase de explotación como los de Chad, Ghana y Guinea Ecuatorial. El desarrollo del sector energético ha sido espectacular y actualmente los beneficios de las exportaciones representan el 75 por 100 de los ingresos de Angola, República del Congo y Guinea Ecuatorial. Ante esta situación los Gobiernos más dependientes de las exportaciones se verán obligados a reducir sus balances fiscales, lo que unido a una más que probable inflación puede generar grandes protestas y desestabilizar a los Gobiernos locales (World Economic Outlook, 2014).

De la misma manera, Irán, Argelia, Venezuela y Nigeria necesitan precios de 120-130 dólares/barril para equilibrar su presupuesto y mantener la estabilidad interna. Irán, con las segundas reservas probadas de

petróleo convencional del mundo produce la tercera parte que Arabia Saudí, y está sometida a sanciones que le impiden desarrollar sus recursos. Los bajos precios podrían minorar sus variadas rivalidades regionales, elevando el coste de no cerrar el acuerdo nuclear y prolongar o agravar las sanciones. Sin embargo, las actuales conversaciones diplomáticas entre EE UU e Irán pueden revertir esta situación y afectar significativamente el precio del petróleo en el medio plazo. El acuerdo sobre el que se trabaja y se espera esté listo antes del fin del verano prevé el levantamiento de las sanciones impuestas por EE UU y la UE. Esta apertura propiciaría la entrada de empresas extranjeras en el mercado iraní aumentando la oferta mundial de petróleo a medio y largo plazo. Este pacto daría al régimen iraní estabilidad interior y reforzaría su situación como actor regional, lo que podría provocar una escalada en la confrontación que mantiene con Arabia Saudí. Los actuales precios debilitan a Irán frente a Arabia Saudí, y aunque las motivaciones saudíes sean económicas, esta es sin duda la consecuencia geopolítica más dulce para el Reino.

En Argelia, como en toda la región, la primavera árabe desvió la gestión económica de la prudencia. Aunque tiene margen financiero por sus reservas de divisas, no atrae inversiones para revertir el declive de su producción de petróleo y gas. Las últimas rondas de licencias han recibido escaso interés, dado lo poco atractivo de las condiciones y, salvo Repsol y Cepsa, pocas compañías internacionales han acudido. Los bajos precios del petróleo confluyen con un fuerte crecimiento del consumo energético interno y la debilidad de la demanda europea. El FMI (2015a) añadía a estos problemas la fuerte exposición de los bancos públicos a las grandes compañías públicas en varias industrias, que se están viendo sujetas a restricciones fiscales. La inestabilidad en Libia y el Sahel añaden costes geopolíticos, y aunque Argelia es un Estado fuerte necesita recursos para afrontar una situación de seguridad muy complicada en sus fronteras meridionales. Una propuesta europea de embargo a Libia fue descartada por su impacto cierto y desastroso sobre la economía libia, pero dudoso sobre su pacificación. Previsiblemente, los altibajos de la producción y la volatilidad de la situación se acentuarán con menores precios, y el país seguirá sumido en un típico conflicto por los recursos.

Fuera de la OPEP pero siempre en el Norte de África, los bajos precios del petróleo provocan resultados mixtos en Marruecos, uno de los pocos países de África del Norte sin producción petrolera. La bajada de los precios está afectando a la actividad de exploración y explotación que se ha venido desarrollando desde 2013. Algunas compañías ya han abandonado la actividad y se espera que los yacimientos *offshore*[7] sean los más afectados. Este resultado puede afectar a los planes de desarrollo del Gobierno, que ven en el petróleo una posible fuente de ingresos en el largo plazo. Por otro lado, en el corto plazo se espera que el impacto sea positivo debido al peso que las importaciones de petróleo tienen en la balanza comercial (Economist Intelligence Unit, 2015). Por su parte, Nigeria asiste al derrumbe de precios en plena ofensiva del grupo yihadista Boko Haram. Ambos elementos suponen una fuerte presión económica y de seguridad para Nigeria, pero también enfrían las expectativas de desarrollo de otros productores africanos.

La coyuntura de otros miembros de la OPEP es más dramática. En Venezuela se conjuga con el deterioro de la capacidad de la petrolera nacional, Petróleos de Venezuela SA (PDVSA), para gestionar sus recursos y para encontrar financiación. El petróleo ligero estadounidense del *fracking* ha desplazado al crudo pesado venezolano, obligando a Venezuela a buscar nuevos mercados. En este sentido, el problema es que su petróleo pesado solo puede ser tratado por ciertas refinerías, lo que reduce sus opciones de exportación. Al sustituir las exportaciones de EE UU con China, lo que aumenta los precios de transporte, PDVSA ha ligado el destino del país a la demanda asiática y a los présta-

[7] *Offshore* es un término inglés que hace referencia a la actividad de exploración o explotación petrolera «en el mar, alejado de la costa».

mos chinos por petróleo. Al menos el crudo ligero ruso y argelino que importa para procesar esos crudos pesados ante los estrangulamientos de su industria y el declive de sus yacimientos maduros le sale ahora más barato (Parraga, 2015).

La caída de precios también dinamita Petrocaribe, como acaba de mostrar República Dominicana, recomprando su deuda petrolera con Venezuela a mitad de precio. Hay evidencias de un ciclo político en que los precios altos favorecen la nacionalización y su bajada la liberalización, pudiendo favorecer una regresión del atractivo de los modelos neoextractivistas de algunos países de la Alianza Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América (ALBA), y en general de las políticas nacionalistas en los demás productores. Además, el FMI avisa de que Ecuador y Venezuela, al tener un tipo de cambio fijo, tendrán que fortalecer sus marcos de política monetaria para evitar que la depreciación lleve a una inflación más alta y conducir a una nueva depreciación, y adaptarse a un periodo prolongado de deterioro de sus términos de intercambio (FMI, 2015b). Precios bajos significan aquí una amenaza existencial para Maduro y el legado chavista en América Latina (Escribano, 2013).

5. Conclusiones

El panorama energético global se caracteriza tanto por la multipolaridad como por el rápido aumento de la interdependencia de los mercados energéticos. Este concepto de interdependencia se encuadra en un sistema internacional en el que difícilmente los intereses de un actor son alcanzables sin que se modifiquen los equilibrios globales. Para la consecución de sus objetivos, los actores se verán obligados a cooperar entre ellos, lo cual determinará su capacidad para alcanzar dichos objetivos. Las implicaciones políticas resultan claras: la gobernanza global de la energía debe abordarse como la gestión de la interdependencia en un contexto de acelerada redistribución relativa de los equilibrios mundiales de poder, también en el plano energético. La gobernanza energética es una gobernanza por defecto, capaz de impulsar la cooperación en algunas áreas pero no en todas. Es precisamente en esas lagunas de gobernanza global donde se recurre a los enfoques geopolíticos.

El mercado del petróleo sigue liderado por Arabia Saudí, que hasta ahora venía actuando como productor de ajuste de mercado. Precisamente la clave para la evolución de los precios del crudo es la reacción de Arabia Saudí al aumento de la producción no convencional norteamericana, que ha alterado la estructura de los flujos mundiales del petróleo convirtiendo a EE UU en el nuevo productor de ajuste de mercado. El gran perdedor fuera de la OPEP es una Rusia sancionada y en recesión. El impacto geopolítico de sus dificultades económicas beneficia a Europa y China, exponiendo a Rusia a una rivalidad simultánea que siempre quiso evitar. Asia será la región económicamente más beneficiada, pues no en vano la guerra de precios se ha desatado por su mercado, pero China mejora igualmente sus expectativas geopolíticas en Asia Central. Estados Unidos sale reforzado como eventual nuevo regulador del mercado, además de como gran productor camino a la autosuficiencia. Europa también puede conseguir el dividendo económico de la moderación de precios y el geopolítico de la moderación de Rusia.

La bajada de los precios ha afectado a la actividad de exploración y explotación que se venía desarrollando. Algunas compañías ya han abandonado la actividad y se espera que los yacimientos *offshore,* especialmente en el Ártico, sean los más afectados. Este resultado puede afectar a los planes de desarrollo de aquellos países que han visto en el petróleo una posible fuente de ingresos en el largo plazo.

Otra de las potenciales consecuencias puede ser la corrección de los precios de la energía con el objetivo de que reflejen sus externalidades negativas, lo que tendría un fuerte impacto en las emisiones de CO^2. Para ello será necesario el desarrollo de reformas fiscales que hagan desaparecer los subsidios y tasas que hacen que el precio del petróleo no refleje su verdadero

valor. El reto de la Unión Europea es ser capaz de liderar este cambio y fomentar la coordinación internacional para que el tránsito de la geopolítica a la gobernanza se produzca de la manera más armoniosa posible.

Referencias bibliográficas

[1] ABBOTT, K. W. (2012). «The Transnational Regime Complex for Climate Change». *Environment and Planning C: Government and Policy,* vol. 30, nº 4, pp. 571–590.

[2] ADAMS, C. (2015). *Volatile Climate in the Energy Sector Puts Billions at Risk. Financial times Energy reports.* Recuperado el 20 de abril de 2015 de: *http://www.ft.com/intl/cms/s/0/daf313fa-d927-11e4-b907-00144feab7de.html#axzz3YF7pteHI*

[3] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE) (2014). *International Energy Outlook 2014: World Petroleum and Other Liquid Fuels, With Projections to 2040*. U.S. Energy Information Administration. Washington, DC: US Department of Energy.

[4] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE) (2015). *OPEC (excluding Iran) Net Oil Export Revenues*. US Energy Information Administration, OPEC Revenues Fact Sheet. Recuperado el 31 de marzo de 2015 de: *http://www.eia.gov/countries/analysisbriefs/OPEC_Revenues/opec.pdf*

[5] BAKER, K. y STOKER, G. (2013). «Governance and Nuclear Power: Why Governing is Easier Said than Done». *Political Studies*, vol. 61, nº 3, pp. 580–598.

[6] BAMBERGER, C. S. (2004). *History of the IEA: The First 30 Years*. París: Agencia Internacional de la Energía (AIE).

[7] BRESSAND, A (2010). «The Future of Producer-Consumer Cooperation: A Policy Perspective». En *Global Energy Governance. The New Rules of the Game,* ANDREAS GOLDTHAU Y JAN MARTIN (eds.), Brookings Press, enero.

[8] BROWN, D. (2013). *Africa's Booming Oil and Natural Gas Exploration and Production: National Security Implications for the United States and China*. Strategic Studies Institute and US Army War College Press.

[9] CARBONNIER, G. (2011). «The Global and Local Governance of Extractive Resources». *Global Governance*, vol. 17, nº 2, pp. 135–147.

[10] CHERP, A.; JEWELL, J. y GOLDTHAU, A. (2011). «Governing Global Energy: Systems, Transitions, Complexity». *Global Policy*, vol. 2, nº 1, pp. 75–88.

[11] COLGAN, J. D. (2014). «The Emperor Has No Clothes: The Limits of OPEC in the Global Oil Market». *International Organization*, vol. 68, nº 3, pp. 599-632.

[12] COX, R. W. (1996). *Approaches to World Order* (with TIMOTHY J. SINCLAIR). Cambridge: Cambridge University Press.

[13] DUBASH, N. K. y FLORINI, A. (2011). «Mapping Global Energy Governance». *Global Policy*, *Special Issue on Global Energy Governance,* vol. 2, nº S1, pp. 6–18.

[14] ECONOMIST INTELLIGENCE UNIT (EIU) (2015). *Drilling yet to Bring Success*. Economist Intelligence Unit, Morocco country report, marzo.

[15] EL-BARADEI, M. (2008). «A Global Agency is Needed for the Energy Crisis». *Financial Times*. Recuperado el 23 de julio de 2015 de: *http://www.ft.com/cms/s/0/b3630dd0-58b5-11dd-a093-000077b07658.html#axzz1Fw0wO0rv.*

[16] ESCRIBANO, G. (2013). «Ecuador's Energy Policy Mix: Development Versus Conservation and Nationalism with Chinese Loans». *Energy Policy*, vol. 57, pp. 152-159.

[17] ESCRIBANO, G. (2014). «Fragmentación y cooperación en la gobernanza energética global». *Estudios de Economía Aplicada*, vol. 32, nº 3.

[18] ESCRIBANO, G. (2015). «Petróleo barato, pero no para siempre». *Política Exterior*, nº163.

[19] ESCRIBANO, G y GARCÍA-VERDUGO, J. (2012). «Energy Security, Energy Corridors and the Geopolitical Context: A Conceptual Approach». En *Energy Security for the EU in the 21st Century: Markets, Geopolitics and Corridors*, pp. 26-36. Routledge, Taylor y Francis Group.

[20] FATTOUH, B. (2006). *Organización de los países exportadores de petróleo* (OPEC) Pricing Power. Working Paper 31, Oxford Institute for Energy Studies. Recuperado en: *http://www.oxfordenergy.org/pdfs/WPM31.pdf*

[21] FATTOUH, B. y ALLSOPP, C. (2009). «The Price Band and Oil Price Dynamics», Oxford Energy Comment, julio.

[22] FATTOUH, B. y VAN DER LINDE, C. (2011). *The International Energy Forum: Twenty Years of Producer-consumer Dialogue in a Changing World.* Riad, IEF.

[23] FLORINI, A. y DUBASH, N. K. (2011). «Introduction to the Special Issue: Governing Energy in a Fragmented World», *Global Policy*, vol. 2, nº S1, pp. 1–5.

[24] FLORINI, A. y SOVACOOL, B. K. (2009). «Who Governs Energy? The Challenges Facing Global Energy Governance». *Energy Policy*, vol. 37, pp. 5.239–5.248.

[25] FONDO MONETARIO INTERNACIONAL (FMI) (2015a). *Learning to Live With Cheaper Oil Amid Weaker Demand.* Regional Economic Outlook Update. Recuperado el 21 de enero de 2015 de: *http://www.imf.org/external/pubs/ft/reo/2015/mcd/eng/pdf/mreo0115.pdf*

[26] FONDO MONETARIO INTERNACIONAL (FMI) (2015b). *Global Prospects and Policy Challenges*, G-20 Finance Ministers and Central Bank Governors Meeting. Group of twenty, febrero 9-10 de 2015, Estambul.

[27] GAUSE III, F.G. (2015). *Sultans of Swing? The Geopolitics of Falling Oil Prices.* Policy Briefing, Foreign Policy. Washington DC: Brookings Doha Center.

[28] GIL-ALANA, L. A. y BARROS, C. P. (2011). «An Analysis of Oil Production by OPEC Countries: Persistence, Breaks, and Outliers». *Energy Policy*, vol. 39, nº 1, pp. 442–453.

[29] GOLDTHAU, A. (2012). «A Public Policy Perspective on Global Energy Security». *International Studies Perspectives*, vol. 13, nº 1, pp. 65–84.

[30] GOLDTHAU, A. y SOVACOOL, B. K. (2012). «The Uniqueness of the Energy Security, Justice, and Governance Problem». *Energy Policy,* vol. 41, pp. 232–240.

[31] GOLDTHAU, A. y WITTE, J. M. (2009). «Back to the Future or Forward to the Past? Strengthening Markets and Rules for Effective Global Energy Governance». *International Affairs,* vol. 85, nº 2, pp. 373–390.

[32] GOLDTHAU, A. y WITTE, J. M. (2011). «Assessing OPEC's Performance in Global Energy». *Global Policy*, *Special Issue on Global Energy Governance*, nº 2, *Issue Supplement,* vol. S1, pp. 31–39.

[33] HARKS, E. (2010). «The IEF and the Mitigation of Oil Market Risks». En GOLDTHAU y WITTE (Eds.) Brookings Institution Press: Washington DC.

[34] HERRANZ, A. y NATORSKI, M. (2012). «The European Energy Policy Towards Eastern Neighbours: Rebalancing Priorities or Changing Paradigms». En: MORATA, F. y SOLORIO, I. (Eds.) *European Energy Policy: The Environmental Dimension*. Cheltenham: Edward Elgar, pp. 179-203.

[35] KARLSSON-VINKHUYZEN, S. I. (2010). «The United Nations and Global Energy Governance: Past Challenges, Future Choices». *Global Change, Peace and Security,* vol. 22, pp. 175–195.

[36] KEHOANE, R. O. (1984). *Cooperation and Discord in the World Political Economy*. Princeton University Press.

[37] KONOPLYANIK, A. y WÄLDE, T. (2006). «Energy Charter Treaty and its Role in International Energy». *Journal of Energy and Natural Resources Law*, vol. 24, nº 4, pp. 523–558.

[38] KRASNER, S. D. Ed. (1983). *International Regimes*. Cornell University Press, Ítaca, Nueva York.

[39] LESAGE, D.; VAN DE GRAAF, T. y WESTPHAL, K. (2010a). «G8+5 Collaboration on Energy Efficiency and IPEEC: Shortcut to a Sustainable Future?» *Energy Policy*, vol. 38, nº 11, pp. 6.419–6.427.

[40] LESAGE, D.; VAN DE GRAAF, T. y WESTPHAL, K. (2010b), *Global Energy Governance in a Multipolar World*. Burlington: Ashgate.

[41] LUCIANI, G. (2011). «The Functioning of the International Oil Markets and its Security Implications». *CEPS Working Documents*, nº 351, Bruselas, mayo.

[42] MALKIN, E. (2015). *In Mexico Oil Market, Mood Moves From Excited to Anxious.* The New York Times. Recuperado el 13 de marzo de 2015 de: *http://www.nytimes.com/2015/03/14/business/energy-environment/pemex-seeks-private-investment-as-mexico-oil-industry-falters.html?_r=1*

[43] MANN, Y. (2012). «Saudi Arabia's Policy Toward Non-OPEC Countries». *Diplomacy and Statecraft*, vol. 23, nº 2, pp. 381–391.

[44] MILLER, R. G. (2011). «Future Oil Supply: The Changing Stance of the International Energy Agency». *Energy Policy*, vol. 39, nº 3, pp. 1.569–1.574.

[45] MILNE, R.; ADAMS, C. y CROOKS, E. (2015). «Oil Companies Put Arctic Projects into Deep Freeze». *Financial Times*. Recuperado el 5 de febrero de 2015 de: *http://www.ft.com/intl/cms/s/0/ae302d22-ad1b-11e4-a5c1-00144feab7de.html#slide0*

[46] NORLAND, E (2015). *The Geopolitical and Economic Consequences of Lower Oil Prices*. CME Group. Disponible en: *http://www.cmegroup.com/education/files/oil-collapse-winners-and-losers.pdf*

[47] NYE, J. S. (2004). *Soft Power: The Means to Success in World Politics.* Public Affairs. Nueva York.

[48] OYE, K. A. (1986). «*Cooperation under Anarchy»*. Princeton University Press: Princeton.

[49] PALAZUELOS, E. (2012). «Current Oil Disorder: Players, Scenarios, and Mechanisms». *Review of International Studies*, vol. 38, pp. 301-319.

[50] PARRAGA, M. (2015). *Exclusive: Venezuela ends Algeria Oil Imports Due to Logistical, Price Issues – Sources.* Recuperado el 15 de Febrero de 2015 de: *http://www.reuters.com/article/2015/02/05/us-venezuela-oil-imports-idUSKBN0L92KQ20150205*

[51] PERSPECTIVAS ECONÓMICAS MUNDIALES (2014). *Chapter 2: Country and Regional Perspectives.* En: WEO (2014) Legacies, Clouds, Uncertainties, FMI.

[52] RATHBUN, B. C. (2011). «Before Hegemony: Generalized Trust and the Creation and Design of International Security Organizations». *International Organization*, vol. 65, nº 2, pp. 243-273.

[53] SEN, A. (2015). Energy in India. *A Quarterly Journal for Debating Energy Issues and Policies,* Issue 99. Oxford Energy Forum: University of Oxford.

[54] VAN DE GRAAF, T. (2012). «Obsolete or Resurgent? The International Energy Agency in a Changing Global Landscape». *Energy Policy,* vol. 48, pp. 233–241.

[55] VAN DE GRAAF, T. (2013). «Fragmentation in Global Energy Governance: Explaining the Creation of IRENA». *Global Environmental Politics*, vol. 13, nº 3, pp. 14-33.

[56] WAGBARA, O. N. (2007). «How Would the Gas Exporting Countries Forum Influence Gas Trade?» *Energy Policy,* vol. 35, nº 2, pp. 1.224–1.237.

[57] WIRL, F. (2012). «OPEC as a Political and Economical Entity». *European Journal of Political Economy*, vol. 25, nº 4, pp. 399–408.

[58] ZUMBRUN, J. (2015). «Supply or Demand? The IMF Breaks Down the Collapse of Oil Prices». *The Wall Street Journal*. Recuperado el 14 de abril de 2015 de: *http://blogs.wsj.com/economics/2015/04/14/supply-or-demand-the-imf-breaks-down-the-collapse-of-oil-prices/*

Florentino Portero Rodríguez*

EL PETRÓLEO COMO ARMA POLÍTICA

El petróleo es, desde hace muchos años, un combustible clave para la generación de energía. Y la energía resulta ser una de las claves del bienestar de las sociedades, especialmente de las más desarrolladas; razón por la que el petróleo presenta una notable dimensión estratégica y en consecuencia es también un arma política. Buena prueba de ello es la decisión adoptada en 1973 por la OPEP, de no suministrar petróleo a los países alineados con Israel, o la invasión de Kuwait por el Irak de Sadam Hussein en 1990. En este artículo se plantea cómo el petróleo ha sido un arma política y lo seguirá siendo, lo cual explica los esfuerzos de muchos países por reducir la dependencia de su importación.

***Palabras clave**: defensa, dependencia energética, conflictos asimétricos, seguridad nacional, Europa de la energía.*
***Clasificación JEL:** F13, Q38, Q43.*

1. Seguridad y globalización

Cada época tiene sus términos de referencia o, por lo menos, sus acepciones particulares. Durante mucho tiempo primó el sustantivo «guerra» para referirse al ministerio que se encargaba de mantener y dirigir a los ejércitos, porque hacer la guerra era su principal misión. Eran escasos los períodos de completa paz y lo normal era que cada generación viviera una experiencia bélica con los costes implícitos al uso de la fuerza. Con el paso del tiempo el Estado fue haciéndose más y más sofisticado, ganando competencias y asumiendo nuevas responsabilidades relativas al bienestar ciudadano. Como expresión de esa nueva realidad el término guerra dio paso a otro más acorde con la nueva realidad política, el de defensa.

Con el nuevo término daba la sensación de que el objetivo de los ejércitos, que ahora pasaban a denominarse Fuerzas Armadas, no era tanto hacer uso de la fuerza como garantizar los intereses nacionales. El objetivo se imponía al medio y si el primero se lograba sin necesidad de perder una sola vida, sin disparar un solo obús, sería porque se habría administrado inteligentemente la capacidad de disuasión, dejando claro al potencial enemigo que el coste de iniciar un conflicto bélico era muy superior a las hipotéticas ventajas de la victoria. El correcto equilibrio entre diplomacia y disuasión se encontraba en la base de la política exterior, salvo que se optara por el uso de la fuerza para

* Profesor Titular de la Universidad Nacional de Educación a Distancia.

hacer prevalecer los intereses nacionales. Pero yendo más allá, el término «defensa» implicaba además el reconocimiento de que las Fuerzas Armadas no eran los únicos actores. La relación con la diplomacia debía hacerse más estrecha al tiempo que la Administración económica tenía que implicarse más, tanto en la tarea de proveer a las Fuerzas Armadas de las capacidades necesarias como en asegurar el aprovisionamiento de los medios necesarios para garantizar el funcionamiento de las empresas y el bienestar de la población, lo mismo en tiempo de paz como durante la guerra. Los Estados occidentales comprendían que cuanto más complejo era un Estado más vulnerable resultaba. Cuantos más servicios prestaba a la ciudadanía más flancos presentaba al enemigo. La «defensa» ya no era solo cosa de militares, aunque a ellos les correspondiera la mayor carga de responsabilidad.

Tras el final de la Guerra Fría ha acabado por imponerse un nuevo término, que venía siendo utilizado desde tiempo antes en ámbitos académicos y profesionales: «seguridad». La seguridad no sustituye a la defensa, como tampoco la defensa sustituyó a la guerra. En realidad estamos haciendo referencia a planos yuxtapuestos que reflejan el cambio tanto del Estado como del entorno internacional. El uso del término seguridad está íntimamente unido a otro, quizás el que mejor refleja nuestro tiempo: «globalización». La Estrategia de Seguridad Nacional de 2013 recoge este hecho: «El mundo globalizado actual se encuentra en un proceso de cambio continuo, debido a factores como la evolución constante de los centros de poder, con nuevas potencias en ascenso, la consolidación de nuevos actores internacionales, la mayor capacidad de influencia adquirida por parte de los individuos, los cambios demográficos, la mayor competencia por los recursos energéticos, alimenticios y económicos, así como el papel de las tecnologías en la sociedad del conocimiento o la mayor interdependencia económica, política y jurídica». Por todo esto:

— El concepto de seguridad en el Siglo XXI debe ser amplio y dinámico, para cubrir todos los ámbitos concernientes a la seguridad del Estado y de sus ciudadanos, que son variables según las rápidas evoluciones del entorno estratégico, y abarcan desde la defensa del territorio a la estabilidad económica y financiera o la protección de las infraestructuras críticas.

— Por otra parte, la respuesta a los riesgos y amenazas que comprometen la seguridad en nuestros días precisa de cooperación tanto en el plano nacional como en el multilateral. Las respuestas unilaterales y aisladas no son eficaces, por su carácter incompleto y parcial, frente a unos retos que exigen un enfoque multidisciplinar y una acción conjunta. Solo esta perspectiva abarca todos los aspectos potencial o realmente afectados.

— Conforme a esta visión integral, la Seguridad Nacional es la acción del Estado dirigida a proteger la libertad y el bienestar de sus ciudadanos, a garantizar la defensa de España y sus principios y valores constitucionales, así como a contribuir junto a nuestros socios y aliados a la seguridad internacional en el cumplimiento de los compromisos asumidos.

Seguridad implica, por lo tanto, el reconocimiento de que en un mundo globalizado lo que ocurra en cualquier parte del planeta puede llegar a afectarnos gravemente, así como que para poder enfrentarnos a esos retos, riesgos o amenazas, tendremos que actuar con otros. No solo tenemos que ser capaces de conjugar la acción de distintos ministerios, además debemos hacerlo con otros Estados, algunos de cultura e historia sensiblemente distintas.

La acción multinacional exige un intenso y a menudo agotador esfuerzo diplomático para convencer a aliados y amigos de que lo que un Estado considera una amenaza lo es realmente para los demás. Véase el ejemplo de Polonia y los Estados bálticos, advirtiendo del riesgo de que Rusia utilice su gas como un medio para lograr cesiones de sus dependientes vecinos, mientras que en Alemania se garantiza un acceso directo a través del gasoducto Northstream. La necesidad de actuar a través de un marco multinacional ofrece a la otra parte —adversario o enemigo— la oportunidad

de tratar de provocar divisiones mediante concesiones. La posición de Alemania, Hungría o Bulgaria dista de la de los Estados antes citados, poniendo en evidencia la inexistencia de una posición europea.

Tras dos guerras mundiales y una tercera, la Guerra Fría, que supuso vivir cuatro décadas bajo la amenaza de holocausto nuclear, nadie considera como primera instancia el uso de fuerzas convencionales o nucleares para hacer valer los intereses nacionales. Dos términos se han puesto de moda para explicar la forma de gestionar un conflicto en nuestros días: asimétrico e híbrido. Si la victoria es poco probable frente a una gran potencia o una alianza occidental, nadie en su sano juicio despliega sus fuerzas en un espacio abierto en pos de un combate clásico. Saddam Hussein fue el último en intentarlo y sus unidades fueron aniquiladas antes de llegar a ver al enemigo. Lo lógico es hacer la guerra que ni gusta ni sabe hacer Occidente, una que no corresponde a los principios establecidos por el general prusiano Clausewitz, ni a los de la estrategia nuclear, sino que busca en la asimetría el flanco más débil de la potencia supuestamente superior. La guerra de Argelia, de Vietnam o de Afganistán, tres conflictos en los que Occidente ha sido derrotado, son ejemplos de cómo una combinación de terrorismo y guerrilla con una buena cobertura de medios de comunicación llevan a una retirada por falta de apoyo ciudadano. En los conflictos híbridos el agresor apoya un movimiento subversivo o lo crea en un Estado; el caso más obvio en nuestros días es el de Ucrania. Dependiendo de las circunstancias y de los intereses en juego el agresor se limitará a apoyar diplomática y materialmente al movimiento subversivo o, a supuesta petición de este, introducirá tropas en cuantía suficiente para lograr hacer prevalecer sus intereses.

Globalización y comunicación van de la mano, hasta el punto de que no se entiende una sin la otra. La revolución cibernética está en la base de la aceleración de este proceso, que teniendo sus raíces en la antigüedad clásica ha llegado en la actualidad a un grado de desarrollo difícil de prever hace apenas 30 años. Las redes informáticas nos unen, pero la computación ha provocado un cambio profundo en el diseño y gestión de nuestras empresas y administraciones. Hemos sido capaces de reducir costes al tiempo que mejorábamos el servicio, pero a costa de ofrecer formidables flancos de vulnerabilidad. De la misma forma que el ferrocarril permitió desplazar tropas y armamento más rápido, y que las carreteras facilitaron la penetración de los medios acorazados enemigos, las «autopistas de la información» permiten a los profesionales penetrar en el corazón de nuestras administraciones y empresas para robar información o boicotear actividades.

En conflictos asimétricos o híbridos o en acciones de ciberguerra cualquier vulnerabilidad es un objetivo y cuanto más sofisticado sea un Estado, cuanto mayores sean sus servicios sociales, más flancos presenta.

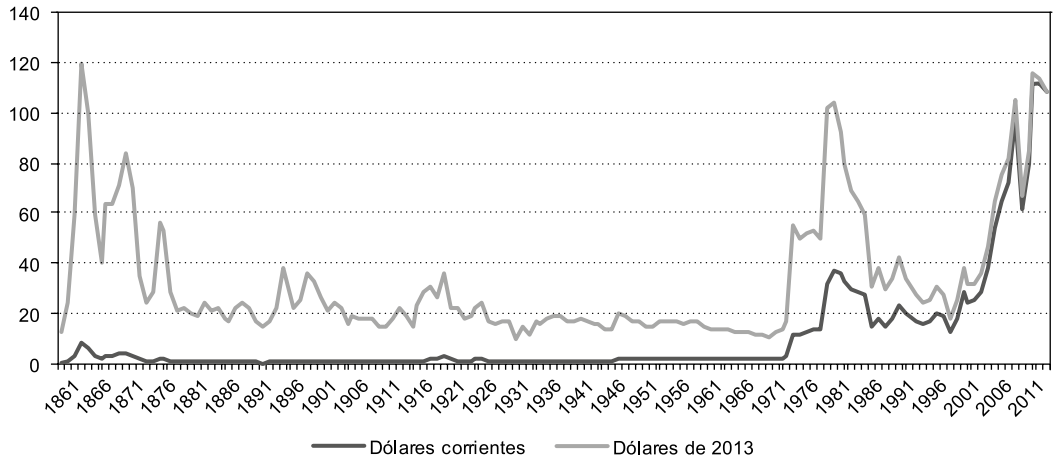
2. La dependencia energética

La historia europea del Siglo XIX y primera mitad del XX se caracterizó por el intento de establecer un Estado de derecho con voluntad de asentar auténticos regímenes representativos, un proceso que se vio amenazado o alterado por el nacionalismo y las tensiones sociales. Tras dos guerras mundiales y espectáculos de miseria humana tan aterradores como la Shoa u holocausto judío y el Gulag, los Estados del Viejo Continente optaron por superar ambos problemas mediante la integración y el establecimiento de lo que dimos en llamar «Estado de bienestar». Todo ello depende de un desarrollo económico sostenido, de estructuras económicas complejas capaces de superar las crisis cíclicas y de garantizar pensiones, sanidad, educación, infraestructuras… Economías al fin con alta productividad, capaces de innovar y competir.

Sin energía no se encienden las fábricas ni pueden funcionar los hospitales, las escuelas… Sin energía nos encontramos con un problema que va más allá de la economía, con una amenaza que se llevaría por delante un sistema de convivencia asentado en garantías de servicios sociales imposibles de prestar. Es más,

GRÁFICO 1

PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO EN TÉRMINOS NOMINALES Y REALES



FUENTE: ***www.chartsbin.com***

no se trata solo del abastecimiento sino también del precio. El coste de la energía es un componente fundamental del precio de los productos manufacturados. Si un país o grupo de países se ve obligado a pagar por su factura energética una cantidad sensiblemente mayor que otros, se podrían encontrar con un obstáculo insalvable para poder competir en mercados abiertos, poniendo así en peligro su modelo de desarrollo y prestaciones sociales.

Los hidrocarburos son un bien escaso, repartido desigualmente por el planeta. No es la única forma de generar energía, pero sí una de las más populares. Por todo ello podemos afirmar que el acceso a este recurso es un elemento crítico que cualquier Gobierno tendrá muy en cuenta. Desde hace años estamos acostumbrados a leer o escuchar en los medios de comunicación cómo se hace uso de él para doblegar voluntades. En 1973 la Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo (OAPEC) decidió aplicar un embargo a una serie de países que se habían caracterizado por apoyar a Israel durante la guerra del Yom Kippur, pasando el barril de 3 a 12 dólares (Gráfico 1).

Más recientemente hemos sido testigos del desarrollo de la estrategia rusa para establecer mecanismos de dependencia con Estados europeos, consumidores de hidrocarburos. Garantizando el suministro a aquellos más sensibles a sus demandas, mediante rutas seguras, podría cortar el aprovisionamiento a aquellos otros menos dispuestos a ceder a sus exigencias. En el caso de Ucrania hemos visto cómo a lo largo de la crisis que este país está sufriendo ha pasado de recibir hidrocarburos a un precio intervenido muy beneficioso, como premio por mantenerse alejado de la Unión Europea y de la Alianza Atlántica, a sufrir una subida espectacular en el momento en que consideró firmar un acuerdo de colaboración con la Unión. Subida que, por otra parte, fue acompañada de la movilización de la población de origen ruso, que planteó la independencia de parte del territorio y su anexión a Rusia a través de un conflicto militar que continúa en nuestros días.

La actuación sobre el precio de los hidrocarburos puede dirigirse también contra países productores por parte de un miembro de esa privilegiada comunidad. Recientemente hemos asistido a una drástica caída

del precio del petróleo hasta el punto de llegar al entorno de los 40 dólares. Las causas se encontraban en un exceso de oferta, en condiciones propias del funcionamiento del mercado. A ese precio algunos de los Estados productores sufrirían serios problemas fiscales, hasta el punto de poder entrar en crisis de régimen. Ha sido muy interesante observar cómo un país tan importante en este sector como Arabia Saudí ha analizado esta situación y reaccionado ante ella. Un barril a 40 o 60 dólares supone un problema para ellos. Sin embargo, llegaron a la conclusión de que un período de precios bajos tendría más beneficios que pérdidas para sus intereses nacionales, por muy duro que fuera el impacto para sus arcas públicas. Arabia Saudí tiene importantes reservas de las que echar mano para satisfacer las demandas sociales durante algún tiempo, pero ese no es el caso de Irán, que además se ve obligado a vender gran parte de su crudo sin refinar como consecuencia de sus guerras con Iraq, precisamente cuando el Gobierno de Teherán se ve obligado a realizar un gran esfuerzo militar para sostener a su aliado alauí en Siria y trata de conquistar el conjunto de Iraq para la causa chií. Rusia, aliado de Irán en el Consejo de Seguridad y proveedor de material militar sofisticado, también sufriría unas duras pérdidas, que sumadas a las provocadas por las sanciones impuestas por Occidente ante su injerencia en los asuntos internos de Ucrania, llevarían a su Gobierno a moderar sus posiciones. Por último, unos precios bajos desaniman a aquellos inversores que apuestan por formas alternativas de extraer energía, como es el caso del *fracking*. Este conjunto de razones parece haber llevado al Gobierno saudí a no tratar de forzar la subida de los precios mediante una reducción del crudo extraído, sino más bien lo contrario. Cuando árabes y persas, suníes y chiíes, se disputan la hegemonía del Islam en pos de un renovado Califato tratando de hacerse en primera instancia con el control del Creciente Fértil, que uniría el Índico con el Mediterráneo Oriental, una pérdida de ingresos podría llevar a Irán a moderar sus actos de injerencia con tal de evitar en el corto plazo problemas en casa, derivados del descontento social por el encarecimiento de la vida y la baja calidad de los servicios públicos.

En el uso con fines políticos de los hidrocarburos cumple también un papel relevante el intermediario. Tras la Primera Guerra del Golfo, provocada por Iraq al invadir Kuwait, el régimen de Sadam Hussein sufrió la aplicación de un conjunto de sanciones entre las que se encontraba el programa «petróleo por alimentos». Iraq solo podía exportar una cantidad determinada de petróleo, sin embargo, gracias a la colaboración de Siria en acciones de contrabando, la cantidad real aumentó, con sustanciosos beneficios para ambos países. Más recientemente Turquía asegura no poder vigilar la salida por su territorio de petróleo iraquí controlado por el grupo Estado Islámico, DAESH, alejado de las posiciones ideológicas del Gobierno turco, pero fuerza de referencia en la contención del expansionismo iraní en Iraq y Siria. Turquía no parece estar apoyando directamente a esta formación. Sus preferencias son otras más acordes con sus posiciones, sin embargo en este terreno se produce una coincidencia de intereses con recursos energéticos de por medio.

Los Estados árabes y Rusia han utilizado sus capacidades de extracción de hidrocarburos para tratar de obtener ventajas diplomáticas, en unos casos contra la voluntad de la otra parte, en otros con su abierta participación. Los hidrocarburos pueden forjar o reforzar alianzas. Israel es un Estado con graves problemas de seguridad. Recientemente ha hallado importantes reservas de gas en el yacimiento de Tamar, cerca de las costas de Chipre. Estas reservas supondrán, una vez que comience su explotación, un gran alivio para las deterioradas arcas israelíes, sometidas a unos elevados gastos en defensa. Además, Israel ha aprovechado la situación para reforzar su relación con su vecino Egipto, un Estado con casi 90.000.000 de habitantes y una renta per cápita inferior a los 4.000 dólares, que ha vivido situaciones políticas muy difíciles en los últimos años y que se enfrenta en el futuro inmediato al reto de dar satisfacción a las demandas de una población

con una media de edad de 25 años y una formación manifiestamente mejorable. Todo ello con un conflicto abierto en la Península del Sinaí contra milicias yihadistas y otro en la vecina Libia donde se libra una guerra civil con más de dos frentes, y donde el Gobierno de El Cairo trata de proteger con incursiones aéreas al Gobierno establecido en Tobruk, frente al que se encuentra en Trípoli, de carácter más islamista y apoyado por Turquía y Qatar, y contra las milicias yihadistas que campan libremente por su extenso territorio. En estas circunstancias Israel ha ofrecido a Egipto el suministro energético a través de un gasoducto que uniría por mar las ciudades de Ashquelon y El Arish.

Los recursos energéticos en ocasiones unen, pero incluso en estos casos podemos encontrarnos situaciones de compleja gestión. Pakistán mantiene una estrecha relación con China, que históricamente ha ido en paralelo a la que India ha tenido con Rusia. China e India tienen problemas fronterizos pendientes de resolución, al tiempo que India sigue con preocupación la política naval china. Pakistán e India viven en un estado permanente de guerra fría y riesgo de holocausto nuclear, por demandas territoriales pakistaníes insatisfechas. China necesita el gas iraní, al que tendría acceso por un gasoducto que desde Irán atravesaría Pakistán hasta penetrar en el occidente chino, su zona menos desarrollada y más conflictiva. Pero Pakistán es parte del Islam suní y mantiene unas relaciones muy estrechas con Arabia Saudí, que de hecho se encuentra en guerra con Irán. En estas complejas circunstancias se puede entender que Pakistán finalmente no participara en la fuerza multinacional que está actuando en Yemen contra las milicias hutíes, apoyadas por Irán. En la medida en que las relaciones iranosaudíes continúen empeorando ¿cómo podrá sortear esa situación el Gobierno de Islamabad? Si, como todo apunta, Irán tendrá en breve capacidad militar nuclear, si es que no la tiene ya ¿podrá Pakistán rechazar una hipotética solicitud saudí de compartir su capacidad nuclear teniendo en cuenta todo lo que le debe a ese país, incluso en el terreno nuclear?

3. La independencia energética

Desde el final de la Segunda Guerra Mundial el mundo, y muy particularmente Occidente, ha vivido un largo período de expansión y desarrollo económico y social. El fin de la utopía comunista y la mayor aceptación de la economía de mercado han estado en su base, pero no se puede restar importancia al efecto de un largo período de precios bajos, como queda recogido en el Gráfico 1. En los países más desarrollados, como es el caso de Estados Unidos, donde el automóvil ya se había popularizado, llevó a una auténtica revolución urbanística, que permitió a las familias acceder a amplias viviendas unifamiliares con jardín, a kilómetros de la ciudad, que se podían adquirir, calentar y enfriar a precios razonables. El número de automóviles por familia aumentó al incorporarse la mujer al mercado de trabajo y crecer los hijos. El norteamericano medio pasaba cada vez más horas en su automóvil, y con ello subía el consumo energético y aumentaba la dependencia de un «modo de vida» a precios bajos. Todo ello comenzó a entrar en crisis con la respuesta árabe a la participación occidental en la Guerra del Yom Kippur.

El milagro de la recuperación económica tras la Segunda Guerra Mundial, el desarrollo de los complejos y costosos modelos de Estado del bienestar, el estilo de vida occidental, se habían sustentado en una vulnerabilidad: la dependencia de aprovisionamiento exterior de recursos energéticos. El problema no sería el mismo en un país que en otro, pero en lo fundamental todos estaban afectados. Puesto que se trataba de un elemento crítico de la seguridad nacional sería necesario recurrir a un enfoque estratégico para paliar o resolver la situación.

Disponer de recursos energéticos es un activo importante para un Estado, pero utilizado como arma política puede tener consecuencias negativas, que pueden ir desde sufrir las consecuencias económicas de las crisis provocadas hasta perder posiciones de mercado. Los hidrocarburos generan tanta riqueza que pueden provocar graves disfunciones económicas en

el propio país. De hecho la mayor parte de los Estados productores son dependientes de esta actividad, padecen altos niveles de corrupción y sus regímenes políticos son manifiestamente mejorables. El petróleo ha sido una maldición para algunos de ellos, la causa del abandono de procesos de modernización que les garantizaría un nivel de bienestar en un planeta que dejará definitivamente atrás estas fuentes de energía. Un Estado dependiente de los ingresos por hidrocarburos es un Estado muy vulnerable.

Administraciones y empresas revisaron sus planes sobre la necesidad de disponer de reservas suficientes para sortear crisis puntuales, así como de diversificar los proveedores para evitar, en la medida de lo posible, dependencias que pudieran resultar fatales. Al aumentar el precio las compañías buscaron con más empeño nuevos yacimientos, creciendo tanto el número de Estados productores como la oferta global. Yacimientos localizados tiempo atrás y que se habían considerado no rentables, por la dificultad de la extracción o por la calidad del producto, gracias a la subida de precios pasaron a ser rentables y explotados. La inversión llegó para desarrollar nuevas tecnologías que permitieran extraer gas de las rocas, el *fracking*, sistema que plantea problemas por el alto consumo de agua y la contaminación que provoca. Cada vez más crudo y gas llegaba a los mercados, pero junto a la oferta también crecía la demanda, debido fundamentalmente al despegue de los gigantes asiáticos, especialmente China e India.

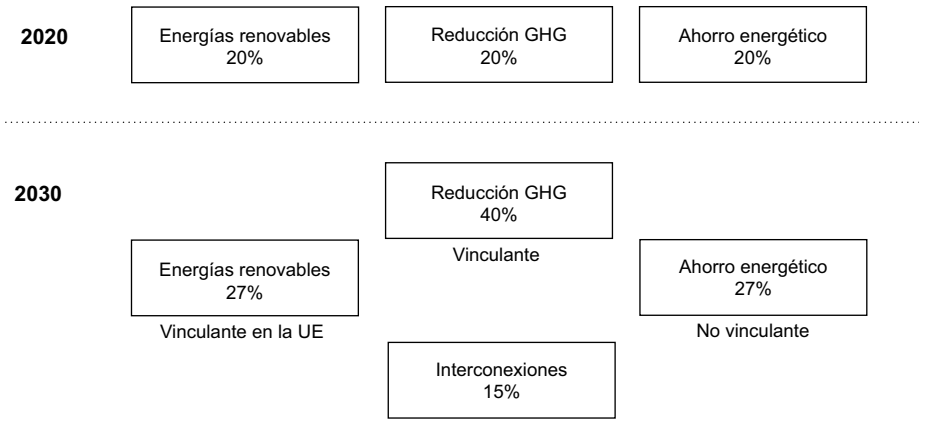
La preocupación por la dependencia, el miedo a que los yacimientos se fueran agotando y una creciente sensibilidad por la salud del planeta, a la vista del daño que la quema de hidrocarburos provoca en la atmósfera, llevó a considerar la inversión en tecnologías que permitieran generar energía a partir de fenómenos naturales, como el sol, el viento, el agua o el calor de la tierra. Fenómenos aparentemente inagotables facilitarían la generación de energía sin necesidad de contaminar la atmósfera o la propia tierra, liberarían al Estado de peligrosas dependencias respecto de otros Estados y podrían crear numerosos puestos de trabajo. Estas tecnologías no eran nuevas. Desde décadas atrás se venía escribiendo sobre ellas, sobre su potencialidad, viabilidad, limpieza… pero razones económicas habían desaconsejado su aplicación. Sin embargo, las nuevas circunstancias animaron a Gobiernos y empresas a apostar por su desarrollo e implementación, con un amplio respaldo de la población. Era una cuestión de tiempo que estas nuevas formas de generación energética se impusieran, pero el uso político de los hidrocarburos y las incertidumbres sobre el futuro de algunas regiones del planeta han acelerado su implantación. No fueron las únicas razones, pero su importancia es innegable.

La combinación de miedo a la dependencia y al chantaje y sensibilidad ecológica está detrás de una de las políticas más recientes e interesantes de la Unión Europea, el Paquete Marco para el Clima y la Energía 2030, punto de partida para el establecimiento de una Europa de la energía (Esquema 1). Un camino a recorrer que pasa por entender que un mercado único requiere de una política energética común, avanzando en las interconexiones para garantizar tanto la seguridad del suministro como la competitividad[1]. Un camino que permitiría, o debería hacerlo, una planificación más racional de las fuentes energéticas que tienen que posibilitar el desarrollo económico europeo desde una mayor autonomía y diversidad. Este Paquete Marco era una necesidad desde hace años, pero su aprobación es la consecuencia directa del empeoramiento de las relaciones con Rusia y de la crisis del mundo árabe. Rusia invadió y segregó dos territorios de Georgia, como represalia por su acercamiento a la Alianza Atlántica. Ha provocado una crisis en Ucrania para evitar su aproximación a la Unión Europea. Algunos Estados vecinos temen que el Gobierno de Moscú no se detenga allí. No se dan las condiciones para que los Estados europeos confíen en que los gasoductos y oleoductos rusos proporcionen en el futuro los recursos energéticos necesarios. Tampoco la evolución del área MENA

[1] ESCRIBANO, G. (2015). «¿Qué nos deparará 2015 en energía?» *Revista Elcano*, nº 6, enero-febrero, pp. 8 y 9.

ESQUEMA 1

OBJETIVOS GENERALES PARA LA UNIÓN EUROPEA



NOTA: GHG: gases de efecto invernadero por sus siglas en inglés.
FUENTE: Elaboración propia a partir de un esquema de Thomson Reuters.

(Oriente Medio y África del Norte) ayuda a tranquilizar a unas administraciones y compañías que llevan años sufriendo la crisis económica más grave desde la Segunda Guerra Mundial y que ven cómo el futuro de los suministros de hidrocarburos está amenazado por tensiones religiosas, diplomáticas y culturales.

La energía derivada de la fisión nuclear seguirá teniendo un papel importante, a pesar del rechazo popular debido al riesgo de graves accidentes, como el vivido en Japón. Son muchas las centrales nucleares en funcionamiento, la gestión de los residuos ha mejorado y, a pesar de los accidentes ocurridos, su seguridad es alta. Son una inversión que garantiza independencia y la producción de energía eléctrica en un tiempo de creciente demanda. Sin embargo, el reto tecnológico donde puede estar la base de una gran revolución es la fusión nuclear. Si finalmente conseguimos controlar este proceso podremos generar energía a partir de la colisión de átomos de hidrógeno, uno de los elementos más comunes en el universo. Los Estados capaces de disponer de esa tecnología, si llega a conseguirse, gozarán de energía barata e independencia energética. Podrán producir a menos coste sin sentirse amenazados por una falta de suministro energético desde el exterior. Sin embargo ¿hasta qué punto tendrán garantizado el suministro desde el interior?

4. Los límites de la seguridad

La energía, sea cual sea su origen, tiene que llegar a un punto de distribución o de consumo y mientras trata de llegar es vulnerable. Refinerías, depósitos de gas, centrales eléctricas y nucleares, tendidos eléctricos, gasoductos y oleoductos, todos ellos pueden ser objeto de atentados terroristas que tengan como objetivo provocar el caos social y el consiguiente miedo. Si el enemigo busca concesiones de nuestros Gobiernos, nada tan eficaz como el chantaje social. El terrorismo se practica porque funciona. No es el resultado de mentes trastornadas sino del cálculo político. Tras las exaltaciones patrióticas llega el can-

sancio, el autoengaño y finalmente las concesiones. Garantizar la independencia del aprovisionamiento energético no es suficiente, porque por muchas medidas que tomemos la distribución siempre podrá ser objeto de boicot.

A las acciones subversivas clásicas, como la voladura de un oleoducto o de una central eléctrica, tenemos que sumar las derivadas del ámbito cibernético. Hemos podido asistir a la destrucción de «cascadas de centrifugadoras» en una central nuclear a partir de un *software* instalado en un sistema estanco. Sin lugar a dudas hay un antes y un después del gusano «*Stuxnet»* en la seguridad internacional. No fue propiamente una sorpresa, porque desde hacía años se venía especulando con acciones de este tipo entre los especialistas en ciberguerra. Sin embargo, el constatar cómo servicios de inteligencia fueron capaces de introducirlo a través de ingenieros alemanes de una empresa proveedora y su efecto sobre el programa de enriquecimiento nuclear iraní, nos situó ante la realidad de que ese escenario ya no era especulativo, sino real. La ciberguerra y el ciberdelito son fenómenos característicos de la seguridad en el Siglo XXI, que están provocando estragos en nuestras administraciones y empresas. Los Estados occidentales están creando «mandos de ciberguerra», al tiempo que los servicios de inteligencia y cuerpos de policía dedican crecientes recursos a estas tareas. Si las autopistas de la información nos permiten reducir costes y mejorar nuestra productividad, debemos tener presente que para los Estados rivales, adversarios o enemigos y para las «empresas delincuentes» ofrecen exactamente las mismas ventajas. Un Estado o una organización no estatal pueden utilizar sus propias capacidades para atacar nuestras infraestructuras energéticas con fines políticos concretos. Esas capacidades propias pueden serlo de hecho o de derecho. En este ámbito es normal crear estructuras no integradas y no reconocidas como propias para realizar determinadas acciones, que de descubrirse podrían dañar la imagen del agresor. Para ello se nutren de técnicos educados para estos fines en prestigiosos centros universitarios. Otra opción es la externalización de las operaciones, no hacia una entidad dependiente, aunque no reconocida, sino a una entidad abiertamente delictiva que pueda estar interesada en realizarlas por dinero.

La independencia energética no es sinónimo de seguridad, aunque pueda suponer un importante paso en su consecución. Aquí nos encontramos ante otra de las características de nuestro tiempo que nos puede llevar a considerar que, tras el fin de la Guerra Fría y la aceleración del proceso de globalización, nos hallamos ante cambios significativos en el plano de la seguridad internacional. Durante siglos hemos distinguido la seguridad interior de la seguridad exterior, estableciendo un paradigma sobre el que hemos construido el Estado moderno. Así, damos a los policías competencias distintas de las propias de los militares, confiamos a los diplomáticos misiones que distan de las que realizan los técnicos de la Administración del Estado y organizamos sistemas de justicia nacionales e internacionales. Ese paradigma ha quedado superado por la globalización. Cuando una organización yihadista establecida en Oriente Medio realiza un atentado en un Estado europeo a través de individuos de esa nacionalidad, exigiendo un cambio en la política exterior o interior ¿estamos ante un problema de seguridad exterior o interior? Esta misma duda nos surge en muchas otras ocasiones, como cuando empresas próximas a otros Gobiernos roban en nuestros bancos o en nuestras empresas de ingeniería a través de sus portales en Internet.

La guerra es una realidad que no hemos conseguido superar. El conflicto es parte de nuestra naturaleza social, como de la del resto de los seres vivos. Atrás queda la guerra entendida a la manera de su gran teórico, Clausewitz, vinculada al concepto europeo de Estado. En un entorno globalizado la guerra recupera muchos de sus componentes más antiguos junto con otros derivados de las nuevas tecnologías. El campo de batalla muda hacia nuestro flanco más débil: los ciudadanos. El enemigo

puede comunicarse con ellos directamente a través de los medios de comunicación, televisión y redes sociales, y puede condicionar su vida colapsando los servicios básicos a través de los cuales nuestra sociedad funciona. Por todo esto la energía y la política son actividades indisolublemente unidas, de ahí que la política energética deba estar en todo momento sometida a un marco estratégico.

Referencias bibliográficas

[1] ESCRIBANO, G. (2015). «¿Qué nos deparará 2015 en energía?» Revista Elcano, nº 6, enero-febrero, pp. 8 y 9.

[2] FONDO MONETARIO INTERNACIONAL (2007) *The Future of Oil: Geology versus Technology*, mayo.

[3] ODELL, P. (1978). *Oil and World Power.* Penguin.

TRIBUNA DE ECONOMÍA

Todos los artículos publicados en esta sección son sometidos
a un proceso de evaluación externa anónima

Mª Ángeles Fernández López*
Yolanda Fernández Fernández**
Blanca Olmedillas Blanco**
David González Hernández ***

APLICACIÓN DE LA DIRECTIVA 2003/87/CE EN CASTILLA Y LEÓN. UN ANÁLISIS POR PROVINCIAS

Este trabajo ofrece un análisis por provincias de la situación y tendencia de los Planes Nacionales de Asignación de Derechos de Emisión (PNA) y de las emisiones de CO_2 entre 2005 y 2011 en Castilla y León. Se estima la externalidad generada por las emisiones contaminantes utilizando el precio que alcanzó el derecho de emisión en el mercado de emisiones. El trabajo profundiza en el desafío que, para la actividad económica, supone el comercio de emisiones identificando posibles cambios de conducta ante las obligaciones medioambientales. En este sentido, se presta especial interés por evidenciar un posible cambio de modelo productivo, para lo que, partiendo de las emisiones verificadas, se analiza la intensidad emisora, la intensidad energética y el índice de carbonización.

***Palabras clave**: externalidad, medio ambiente, derechos de emisión, Planes Nacionales de Asignación.*
***Clasificación JEL:** Q51, Q58.*

1. Introducción: externalidades medioambientales, Directiva 2003/87/CE en Castilla y León

Las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) son una externalidad medioambiental negativa generada por la producción y/o el consumo de determinados bienes y servicios. El concepto de externalidad, atribuido al economista inglés Alfred Marshall, hace referencia a los efectos que las actividades de consumo o producción tienen sobre terceros y que no tienen reflejo

* Departamento de ADE y Economía. Facultad de Ciencias Jurídicas y Económicas. Universidad Camilo José Cela. En el momento de la realización de este trabajo era profesora en la Universidad Católica de Ávila.
** Departamento de Análisis Económico, Teoría Económica e Historia Económica. Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales. Universidad Autónoma de Madrid.
*** Departamento de Economía y Empresa. Facultad de Ciencias Sociales y Jurídicas. Universidad Católica de Ávila.
Los autores agradecen la financiación recibida de la Junta de Castilla y León a través del proyecto UCA191A11-1. Igualmente, agradecen los comentarios recibidos de un evaluador externo.
Versión de enero de 2015.

en el precio de mercado. Dados los efectos negativos de dicha externalidad, en 1992 se inició la lucha contra las emisiones contaminantes, al adoptarse la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático. En 1997 se firmó el Protocolo de Kioto en el que las partes se comprometen a reducir las emisiones totales de los países desarrollados en, al menos, un 5 por 100 con respecto al nivel de 1990 durante el período 2008-2012. La Unión Europea (UE15) como firmante del Protocolo de Kioto[1] ha establecido un límite en conjunto del 8 por 100 respecto a las emisiones de 1990[2].

En relación al reparto de cargas que la UE establece para cumplir el objetivo conjunto, a España se le permite un incremento de las emisiones del 15 por 100 sobre las de 1990. A pesar de la caída en la actividad económica y de los esfuerzos realizados para reducir las emisiones, España aún está por encima del umbral objetivo establecido para ella[3]. Sin embargo, la contribución de Castilla y León ha estado por debajo de la media española en todo el período, logrando una reducción final de sus emisiones —iniciada en 2005— muy por debajo de su umbral objetivo. No obstante, se ha producido un repunte a partir del año 2010 por la utilización de centrales eléctricas de carbón (Gráfico 1).

Además de limitar las emisiones, el Protocolo apuesta, entre otras medidas, por la creación de un mercado de derechos de emisión. A nivel europeo este comercio de derechos fue aprobado por la Directiva 2003/87/CE, generando así un mercado de «males»[4] en el que se fija el precio de un derecho de emisión[5]. La Directiva establece la obligación de elaborar Planes Nacionales de Asignación (PNA), documentos que establecen la cantidad total de emisiones de CO_2 que tiene derecho a emitir un país y su reparto entre los sectores sujetos a dicha normativa[6]. En última instancia, se espera que la limitación de derechos de emisión incentive el uso de tecnologías menos contaminantes y ayude a mitigar el cambio climático[7].

El objetivo de este trabajo es valorar la influencia de la citada Directiva (y de los PNA) sobre el comportamiento de las industrias afectadas en relación a la internalización de la externalidad medioambiental. Se estudia si las instalaciones castellanoleonesas han apostado por generar derechos adicionales que modifiquen su factura final o por un cambio en el modelo tecnológico que reduzca emisiones y ahorre energía. El análisis se realiza a nivel provincial. En el primer caso se estudia la generación de derechos adicionales a través de mecanismos tipo créditos de reducción de emisiones (CER) y unidades de reducción de emisiones (ERU) por parte de las instalaciones. En el segundo se establece una sencilla relación entre variables económicas y medioambientales con la intención de estudiar la terna economía, eficiencia energética y emisiones de CO_2 a partir de 2005, año en que entra en vigor el comercio de emisiones.

En el apartado 2 plantearemos la metodología y el ámbito de análisis, y en el tercero se realizará una estimación del coste de la externalidad medioambiental a precios de mercado. Se analiza a continuación si dicho coste ha podido provocar modificaciones en los comportamientos en dos direcciones que pueden tomarse como sustitutivas o como complementarias: generando

[1] Sobre la firma del Protocolo de Kioto por parte de la Unión Europea, se puede encontrar información en la página web de la Unión *(http://europa.eu/index_en.htm*) y un resumen de la misma en *http://europa.eu/legislation_summaries/environment/tackling_climate_change/l28060_es.htm.*

[2] Decisión 2002/358/CE del Consejo de 25 de abril de 2002.

[3] En general, los países de la UE no alcanzaban el objetivo de emisiones de CO_2 acordado, hasta que surge la crisis económica y caen las emisiones contaminantes. En algún otro caso, los países incluso se desvincularon del Protocolo en la cumbre de Doha (2012): Japón, Rusia, Canadá y Nueva Zelanda.

[4] A diferencia del mercado convencional, donde se intercambian bienes, este esquema crea un mercado de cosas que no son útiles; es más, generan un perjuicio y reducen la utilidad de la sociedad, por lo que, en contraposición con los que generan utilidad, se les denomina «males» (COMMONER, 1992, 22).

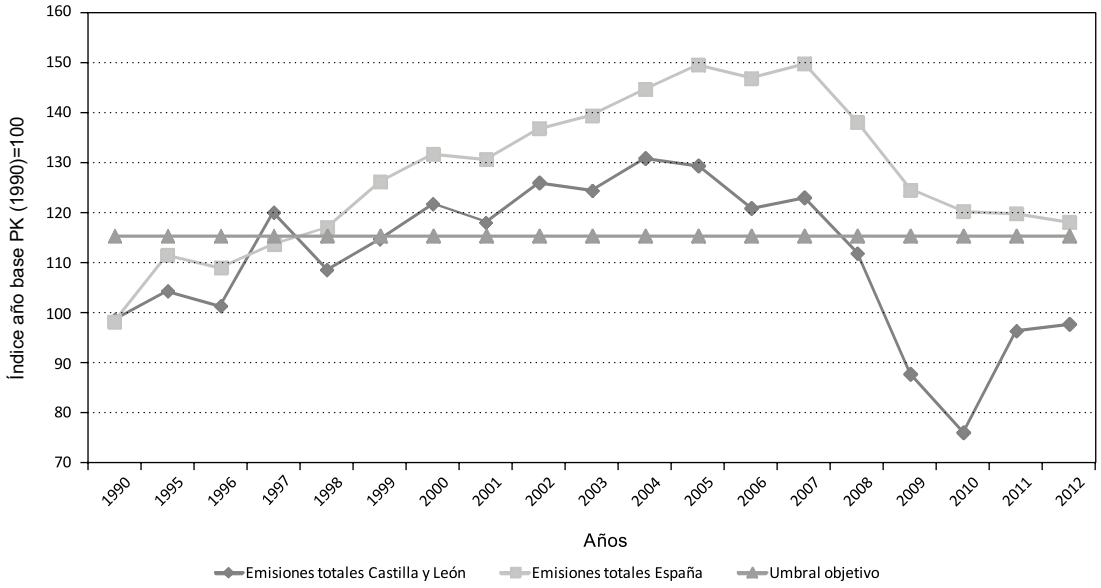
[5] Se entiende por «derecho de emisión» el derecho a emitir una tonelada de dióxido de carbono o de cualquier otro gas de efecto invernadero equivalente durante los períodos de vigencia de un PNA. Puede tener su origen en el Plan de Asignación de cualquier Estado miembro de la UE.

[6] El sector involucrado en el comercio de emisiones es responsable, por término medio, del 40-50 por 100 de las emisiones totales de CO_2 de cada país (FERNÁNDEZ *et al.,* 2008). En concreto afecta directamente a las actividades de industria y energía.

[7] Ver CONSEJO EUROPEO, 2012 y COMISIÓN EUROPEA, 2005. La Directiva también señala su intención de incentivar el uso de tecnológicas más eficientes.

GRÁFICO 1

EMISIONES TOTALES GASES DE EFECTO INVERNADERO EN CASTILLA Y LEÓN Y ESPAÑA, Y EL OBJETIVO DEL PROTOCOLO DE KIOTO (En CO_2 equivalente)



FUENTE: Elaboración propia a partir de Junta de Castilla y León, 2015 y MAGRAMA, 2015.

derechos adicionales para reducir el coste externo y/o a través de cambios tecnológicos que se reflejen en menores emisiones y consumos energéticos. El trabajo finaliza con las conclusiones.

2. Metodología y ámbito de análisis

Metodología

Para conseguir una solución eficiente en presencia de externalidades hay que tener en cuenta los costes que suponen las emisiones de CO_2 para la sociedad. Los esfuerzos realizados para intentar medir este coste son amplios, especialmente en ámbitos como el energético[8] y el del transporte[9]. En este trabajo se conjugan dos dificultades: por una parte, los costes del cambio climático tienen un alto nivel de complejidad debido al hecho de que se producen a largo plazo y a que los patrones de riesgo son muy difíciles de prever. Por otra, en este trabajo no se realiza un análisis sectorial, sino regional, abarcando en cada provincia las emisiones de

[8] En la Unión Europea, el Proyecto Externalities of Energy (ExternE) y su sucesor, New Energy Externalities Development for Sustainability (NEEDS), proveen un marco de referencia para transformar los impactos ambientales directos e indirectos de la generación de energía eléctrica, medidos en unidades de notación científica, en índices o indicadores de entendimiento común, como es el valor monetario o los ecoindicadores.

[9] El Proyecto Internalisation Measures and Policies for All external Cost of Transport (IMPACT) presenta el estado de la técnica y las mejores estimaciones de los costes externos del transporte. Para un resumen del manual en castellano (NOY, 2009).

CO_2 de múltiples actividades emisoras. Por eso se ha optado por utilizar una metodología consistente en establecer el valor monetario de la externalidad medioambiental a precios de mercado[10], para lo cual se utiliza el precio medio del derecho en el mercado de emisiones[11]. Las ventajas se centran, fundamentalmente, en el uso del precio como indicador de escasez y como mecanismo descentralizador de la toma de decisiones. Esto permitirá estimar un valor monetario del esfuerzo que la sociedad debe hacer para evitar parte del daño. El uso de instrumentos de mercado para valorar políticas ambientales reduce los problemas de información asimétrica y facilita el cumplimiento de objetivos ambientales de una forma coste–eficiente, fomentando la adopción de tecnologías menos contaminantes.

En particular, se estudia el coste que supone a nivel provincial en Castilla y León la aplicación de la Directiva y si este coste ha modificado comportamientos, a través de dos actuaciones diferentes: *i)* generando la opción de emitir toneladas adicionales de CO_2, o *ii)* impulsando un cambio en el modelo tecnológico hacia procesos productivos menos contaminantes y menos consumidores de energía.

Para analizar el primer caso, se estudia la creación de CER (créditos de reducción de emisiones) y ERU (unidades de reducción de emisiones) a nivel provincial, y para analizar si se ha impulsado un cambio en el modelo tecnológico se utiliza la identidad de Kaya (1989)[12]. De acuerdo con esta identidad, las emisiones per cápita se descomponen en el producto de tres factores básicos: índice de carbonización, intensidad energética y afluencia. Es cierto que uno de sus inconvenientes es que los factores descritos no pueden ser independientes unos de otros; también es verdad que ha generado numerosa e interesante literatura, como la discusión sobre la importancia de la intensidad energética y del índice de carbonización en la explicación de la intensidad emisora de diferentes países, en Ang (1999), Mielnik y Goldemberg (1999) y Roca y Alcántara (2001, 2002).

Siguiendo esta línea de trabajo, la metodología empleada se basa en estimar los indicadores de emisiones de CO_2 y consumo de energía final, ambos respecto a la actividad económica, conocidos habitualmente como intensidad energética e intensidad emisora. Se complementa con la estimación del índice de carbonización, entendido como emisiones de CO_2 por unidad de energía final consumida. La relación entre los tres indicadores es:

$$\left(\frac{Emisiones\ CO_2}{PIB_{real}}\right) = \left(\frac{Energía_{\ final}}{PIB_{real}}\right)\left(\frac{Emisiones\ CO_2}{Energía_{\ final}}\right)$$

El estudio de estos indicadores permite comparar la situación de cada provincia en términos relativos y analizar cómo se distribuyen los niveles de contaminación y las necesidades energéticas por unidad producida, así como las emisiones por unidad de energía consumida. Si bien es cierto que se trata de relaciones poco complejas entre variables económicas y ambientales, permiten realizar un primer diagnóstico de la relación entre economía, energía y emisiones de CO_2.

Ámbito de análisis y datos utilizados

Este trabajo resulta novedoso por su ámbito de aplicación provincial. En la literatura económica existen comparaciones de España con países relevantes de su entorno[13], pero se ha observado la necesidad de profundizar en un análisis territorial[14] de las emisiones de CO_2 en España y las implicaciones de la Directiva a

[10] Sobre el uso de valores de mercado y otras formas de valorar económicamente las externalidades, ver AZQUETA *et al.* (2007) y DELACÁMARA (2008).

[11] El precio del derecho se obtiene como una media anual del precio diario publicado en Bluenext: *http://www.bluenext.eu* (última consulta: octubre 2012). Se utilizan datos anuales porque las emisiones y asignaciones también son anuales.

[12] Se pueden encontrar variantes de la identidad de Kaya aplicadas a diversas zonas geográficas en la literatura especializada. Por ejemplo, en ALCÁNTARA y PADILLA (2005) se aplica a las emisiones mundiales, en ALCÁNTARA (2009a, 2009b) a las emisiones de España y en STECKEL *et al*. (2011) al caso de China.

[13] FERNÁNDEZ *et al.* (2012a, 2012b).

[14] Dos ejemplos de análisis territorial en el caso español son YABAR STERLING (2008) para los sectores difusos, y para los sectores sujetos a la Directiva, HERAS ABÁS (2012).

nivel provincial. Este trabajo se centra, con la intención de iniciar un análisis en esta dirección, en la Comunidad de Castilla y León y sus provincias.

En relación con las fuentes estadísticas y datos utilizados hay que tener en cuenta que:

— De las emisiones a nivel provincial solo se dispone de datos para los sectores involucrados en el régimen de comercio de derechos de emisión (EU ETS), cuyas emisiones están sujetas a control y verificación (en adelante, emisiones verificadas) y, en ningún caso de emisiones totales, que incluyen además las emisiones de los llamados «sectores difusos», no sometidos a comercio de derechos. Los datos se presentan en toneladas de CO_2 equivalentes y se han obtenido a través de un estudio pormenorizado de los Informes de Aplicación que realiza anualmente el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA) para todas las instalaciones afectadas por la Ley 1/2005 a nivel nacional y de la información facilitada por la Comisión Europea en el European Union Transaction Log, donde se registran todas las transacciones de permisos de emisión[15]. Los datos comienzan en 2005, cuando se inicia el comercio de emisiones europeo.

— Los datos sobre el consumo de energía final están expresados en toneladas equivalentes de petróleo (TEP) que contabilizan los consumos totales de electricidad, gas natural, gasóleos, gasolinas y fuelóleos, y gases licuados de petróleo (butano y propano), para todos los sectores (doméstico, industrial, servicios, transporte y otros usos). Los datos, de 2005 a 2011, proceden del Ente Regional de la Energía (EREN) y la Junta de Castilla y León.

— El PIB real (base 2000) a nivel provincial ha sido estimado a partir de los datos del PIB nominal de todas las provincias españolas y las tasas de variación interanuales de los índices de volumen encadenados de Castilla y León, ambos publicados por el Instituto Nacional de Estadística (INE). En consecuencia, el último año del que se dispone de datos reales es 2008.

[15] La expresión «permisos de emisión» hace referencia tanto a los derechos de emisión como a los CER y ERU.

La conjunción de estas tres cuestiones ha limitado el análisis de las variables intensidad energética y emisora al período 2005-2008, aunque para el resto de variables (emisiones, asignaciones, coste de la externalidad e índice de carbonización) se amplía hasta 2011.

3. Emisiones verificadas de CO_2 ¿costes o ingresos para Castilla y León?

En este apartado se analizan los efectos de la Directiva en la comunidad castellanoleonesa, con la intención de observar el tipo de incentivo que ha generado para modificar comportamientos contaminadores.

Emisiones e instalaciones sujetas a la Directiva 2003/87/CE

La entrada en vigor de la Directiva afectó a 56 instalaciones castellanoleonesas, que se elevaron a 78 tras la aprobación de la Ampliación en el ámbito de la Ley 1/2005[16]. A partir de 2007 el número oscila entre 76 y 80. De las nueve provincias, Burgos, León y Valladolid suponen una media del 55 por 100 de las instalaciones afectadas por el régimen del comercio de derechos de emisión. Por el contrario las provincias con menor número de instalaciones participantes son Salamanca y Ávila.

La distribución sectorial de las instalaciones afectadas por la Directiva y los sectores sujetos a la misma son: generación, combustión *(1b-1c)* e industria. Es conveniente puntualizar, respecto a cada sector, que en el caso de Castilla y León:

— El sector de generación eléctrica solo presenta actividad con la quema de carbón y con una planta de biomasa que inicia su actividad en 2010.

— Al sector de combustión *(1b-1c)* pertenecen las instalaciones azucareras, de automóviles (neumáticos,

[16] Acuerdo del Consejo de Ministros de 14 de julio de 2006. Esta ampliación supuso dos cambios relevantes. Por una parte, extiende la definición de instalación de cogeneración y, por otra, incluye una nueva tipología de instalaciones de combustión. En toda Castilla y León supone un total de 20 instalaciones más a tener en cuenta en 2007, nueve de las cuales están en Valladolid.

CUADRO 1

DISTRIBUCIÓN SECTORIAL Y PROVINCIAL DE LAS INSTALACIONES AFECTADAS POR LA DIRECTIVA 2003/87/CE, 2011

Sectores / Provincias	Generación		Combustión	Industria				
	Carbón	Biomasa	1b-1c	Cemento y cal	Vidrio y fritas	Ladrillos y tejas	Pasta y papel	Total
Ávila	-	-	1	-	-	1	-	2
Burgos	-	1	14	-	1	1	1	18
León	3	-	2	2	1	3	-	11
Palencia	2	-	2	1	-	2	1	8
Salamanca	-	-	2	-	-	1	1	4
Segovia	-	-	3	-	1	4	-	8
Soria	-	-	5	-	-	-	1	6
Valladolid	-	-	11	-	-	2	-	13
Zamora	-	-	2	-	-	4	-	6
Castilla y León	**5**	**1**	**42**	**3**	**3**	**18**	**4**	**76**

FUENTE: Elaboración propia a partir de Comisión Europea, 2012 y MAGRAMA (vv aa).

factorías de motores y carrocerías y servicios centrales,…) y tableros e instalaciones de cogeneración.

— El sector industrial afectado por la Directiva en Castilla y León incluye fundamentalmente actividades relacionadas con la construcción.

En el Cuadro 1 se muestra la distribución sectorial y provincial del número de instalaciones afectadas por la Directiva en 2011 para Castilla y León.

Respecto a las emisiones[17], la provincia leonesa es responsable de más del 66 por 100, como media, de las emisiones verificadas de toda la región, seguida a gran distancia por Palencia, Burgos y Valladolid. Para el período de estudio, como media, las emisiones verificadas castellanoleonesas disminuyen en más de un 7 por 100 al año, siendo León y Palencia las que más contribuyen a esa reducción, por la inactividad de centrales térmicas de carbón. Con la entrada en vigor en 2008 del segundo PNA y el comienzo de la crisis económica, se observa una disminución de las emisiones verificadas generalizada. Por sectores, las provincias que presentan cifras más estables son las que tienen instalaciones de combustión (*1b-1c*). Sin embargo, las actividades de cemento y cal, y ladrillos, tejas, azulejos y baldosas, existentes en todas las provincias, salvo en Soria, han reducido anualmente desde 2008 sus emisiones, debido en parte a la crisis del ladrillo y al pinchazo de la burbuja inmobiliaria.

Teniendo en cuenta el número de instalaciones y las emisiones verificadas por provincias, cabe destacar dos cuestiones: *i)* el porcentaje de las instalaciones activas y verificadas es mucho más estable que el peso de las emisiones sujetas a la Directiva, y *ii)* que las provincias causantes de las mayores emisiones verificadas no son las que presentan un mayor número de instalaciones afectas, sino aquellas en que se sitúan las instalaciones de generación de energía por combustión de carbón, más contaminan-

[17] Datos de Comisión Europea, 2012 y MAGRAMA, 2012.

tes (León y Palencia); mientras que Burgos y Valladolid tienen muchas industrias sujetas al comercio de emisiones, pero comparativamente menos contaminantes.

Una vez presentadas las cifras de emisiones de CO_2, se estima a continuación el valor monetario de la externalidad a precio de mercado.

Coste monetario de la externalidad: una estimación

Es posible realizar una estimación del coste que, teóricamente, tendría la emisión de CO_2 en la región estudiada. Para ello se utiliza el volumen de emisión (publicado por la Comisión Europea) y el precio que habría que pagar por dichas emisiones en un mercado de derechos. En este trabajo se ha utilizado el precio medio anual por tonelada emitida publicado por Bluenext[18]. De esa forma, al multiplicar el volumen de emisiones por el precio de dichas emisiones se logra una aproximación al coste de la externalidad.

Una primera revisión de la evolución del precio del derecho refleja dos de las deficiencias que se han observado en el mercado en su primera fase: el exceso de derechos asignados junto con la imposibilidad de transmisión entre períodos provocó que el precio del derecho se aproximara a cero al final de 2007[19]. A partir de 2008, cuando se produce una nueva asignación de derechos[20], su precio vuelve a incrementarse, aunque la desaceleración económica ha generado una menor necesidad, lo que ha presionado el precio a cotas inferiores a los 15 euros por unidad.

En el Gráfico 2 se observa la evolución del coste monetario calculado para la Comunidad de Castilla y León, coste que se concentra especialmente en León y Palencia.

Asignación de derechos de emisión

Los PNA determinan la cantidad de derechos a repartir entre los sectores sujetos al régimen de derechos de emisión y las reglas para realizar el reparto. Tanto en 2005 como en 2008, las instalaciones han recibido derechos de emisión de forma gratuita. Las provincias con mayor volumen de derechos asignados son León y Palencia, de acuerdo al criterio de asignar derechos en función de las emisiones históricas. El Gráfico 3 muestra el reparto medio del período.

En relación con la evolución de las asignaciones, Castilla y León ha visto disminuir sus derechos asignados en un 5,64 por 100 de media anual (Gráfico 4). Esta reducción recae fundamentalmente en las provincias de León y Palencia, las únicas con asignaciones inferiores año a año. En el caso opuesto destaca Salamanca, cuyas asignaciones crecen más de un 30 por 100 por la entrada de nuevas instalaciones que reciben derechos de emisión. Con la entrada en vigor del segundo PNA en 2008, se produce un fuerte recorte en la asignación de derechos.

Cobertura absoluta por provincias: una estimación monetaria

Puesto que cada una de las instalaciones recibe unos derechos de emisión y estos se han entregado de manera gratuita, el coste real que han tenido que asumir las instalaciones ha sido menor que el coste de la externalidad medioambiental. Incluso se pueden encontrar casos en los que se han asignado más derechos que emisiones de CO_2 realizadas. El signo de la cobertura absoluta, entendida como la diferencia entre las asignaciones concedidas y las emisiones de CO_2 verificadas en cada provincia, indica si hay exceso o escasez de derechos. La estimación del valor monetario

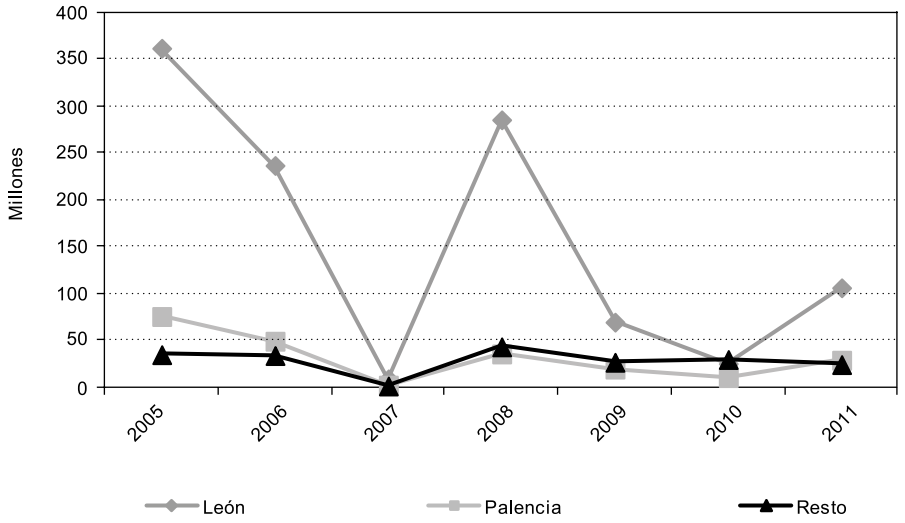
[18] *En http://www.bluenext.eu* (última consulta, octubre 2012). Este mercado ha cerrado en diciembre de 2012.

[19] El seguimiento del sistema de comercio en esta fase puso de manifiesto algunas particularidades. Sobre estas cuestiones, ver, por ejemplo, ELLERMAN y JOSKOW (2008); NEUHOFF, AHMAN *et al*. (2006) y NEUHOFF, FERRARIO *et al.* (2006). Para una revisión del funcionamiento del sistema de comercio de derechos de emisión y el precio de las emisiones de CO_2, ver ELLERMAN, CONVERY y PERTHUIS (2010).

[20] En este sentido, el Parlamento Europeo y el Consejo han aprobado la Directiva 2009/29/CE, de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

GRÁFICO 2

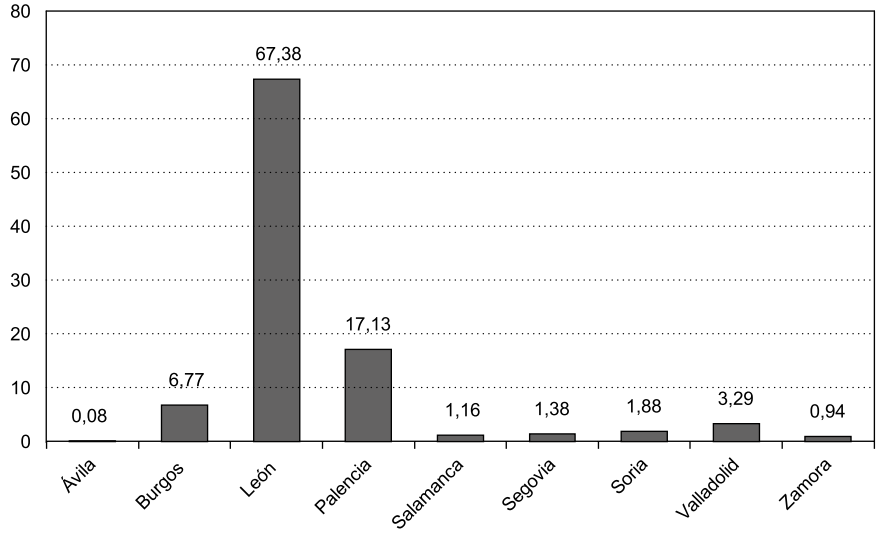
COSTE ANUAL DE LA EXTERNALIDAD AMBIENTAL EN CASTILLA Y LEÓN
(En millones de euros)



FUENTE: Elaboración propia a partir de los datos de la Comisión Europea (2012), MAGRAMA (vv aa) y Bluenext, 2012.

GRÁFICO 3

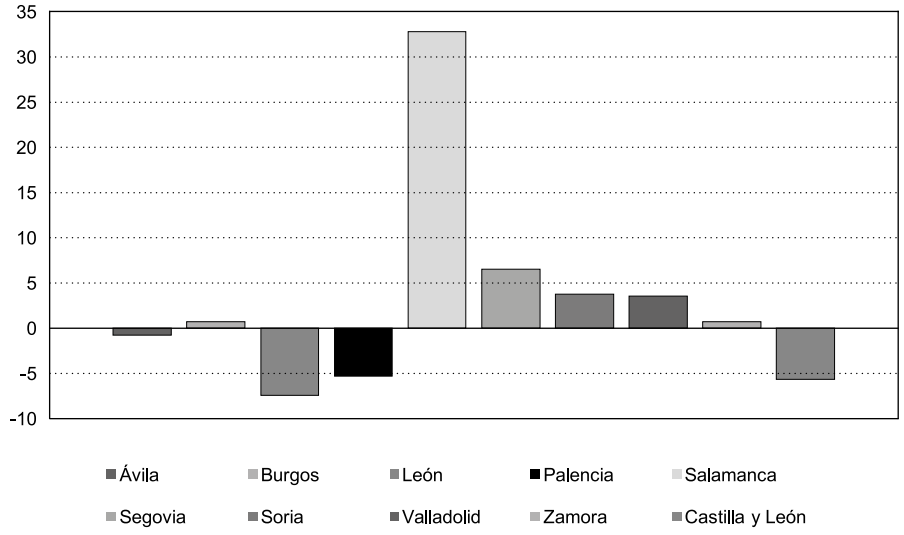
ASIGNACIÓN MEDIA EN EL PERÍODO 2005-2011
(En %)



FUENTE: Elaboración propia a partir de los datos de la Comisión Europea (2012) y MAGRAMA (vv aa).

GRÁFICO 4

TASA DE VARIACIÓN INTERANUAL MEDIA DE ASIGNACIONES, 2005-2011
(En %)



FUENTE: Elaboración propia a partir de los datos de la Comisión Europea (2012) y MAGRAMA (vv aa).

CUADRO 2

VALOR MONETARIO DEL BALANCE ENTRE ASIGNACIONES Y EMISIONES VERIFICADAS
(En euros)

Provincias	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ávila.....	125.183	55.776	2.870	54.700	47.912	67.841	35.472
Burgos.....	1.394.932	2.318.124	97.048	1.151.486	1.537.778	1.255.171	686.620
León.....	-80.643.450	-36.598.154	-2.158.042	-72.640.106	42.586.858	89.572.347	-11.232.582
Palencia.....	-8.791.995	-971.677	-583.140	19.981.735	9.660.290	20.595.407	-3.142.262
Salamanca.....	-75.335	300.783	83.319	1.344.141	-665.729	-532.171	-406.489
Segovia.....	810.716	60.333	7.947	1.551.754	721.161	799.892	578.228
Soria.....	1.383.540	1.637.753	42.910	-1.034.987	-736.308	-935.702	-356.271
Valladolid.....	677.811	277.444	42.921	2.034.407	1.842.774	1.668.069	830.918
Zamora.....	528.807	255.455	18.888	237.174	299.225	297.094	341.104
Castilla y León....	**-84.589.792**	**-32.664.161**	**-2.445.280**	**-47.319.696**	**55.293.962**	**112.787.948**	**-12.665.263**

FUENTE: Elaboración propia a partir de Comisión Europea, 2012; MAGRAMA (vv aa) y Bluenext, 2012.

de esta diferencia a precios de mercado (Cuadro 2) puede ser una aproximación al beneficio o coste monetario que supone para cada provincia tener instalaciones sujetas a la Directiva. Así, Ávila, Burgos, Segovia, Valladolid y Zamora presentan derechos excedentarios todos los años, mientras que León y Palencia tienen costes durante el primer período (2005-2007) y en 2011, y Soria a partir de 2008.

Que la cobertura absoluta sea positiva plantea algunas cuestiones sobre la eficiencia del mercado, de las cuales destacamos las siguientes:

— Si la contaminación es una externalidad negativa, debe implicar, al menos en teoría, un coste y no un beneficio adicional. Sin embargo, según lo observado, se puede decir que en algunos casos se está «premiando» determinadas actividades, pues se les está asignando derechos de emisión por encima de sus necesidades. Esta sobreasignación les permite obtener ingresos extraordinarios no asociados directamente a su actividad productiva. Cuando esto sucede, la instalación causante de la contaminación no tendrá ningún incentivo para cambiar su método productivo y, lo que es peor, no solo no se está logrando el objetivo buscado de reducción de la contaminación, sino que se está facilitando una fuente de ingresos para esas industrias contaminantes. Que las asignaciones se hayan realizado en función de las emisiones históricas y sin tener en cuenta la actividad real de la instalación contaminante, ha podido dar lugar a esta situación tan «atípica» y, desde luego, lejana al objetivo inicial. Parecería que lo que se está generando es una financiación «gratuita», situación que debería ser corregida en futuras fases del mercado de derechos.

— En otros casos no se observa una evolución concreta, sino cambios bruscos asociados o condicionados fundamentalmente por: *i)* la evolución del precio de derecho, y ii) por un balance entre derechos y emisiones verificadas, que oscila entre valores positivos y negativos debido a alteraciones en el modelo productivo, generado a su vez bien por la crisis económica, bien por legislaciones cambiantes.

Tras poner de relieve el coste de mercado que se quiere que internalicen las instalaciones, estudiaremos si se han modificado comportamientos en la dirección deseada a pesar de los defectos detectados en el mercado. En concreto, si se apuesta por generar más derechos de emisión y/o incrementar la eficiencia tecnológica, menos emisora y consumidora de energía.

4. Otros mecanismos para el cumplimiento de las obligaciones medioambientales

La entrega de los CER y ERU

Los CER y ERU son mecanismos que aportan flexibilidad al cumplimiento del Protocolo de Kioto; lográndose a partir de mecanismos de desarrollo limpio (MDL) y mecanismos de aplicación conjunta (AC), respectivamente. Estos mecanismos consisten en realizar proyectos que mejoren el medio ambiente en ciertos países en vías de desarrollo, caso de los MDL, o de la Europa del Este, los AC. Comenzaron a utilizarse en los mercados oficiales en 2008. Las instalaciones afectadas por el comercio de derechos de emisión, en general, pueden obtener créditos a través de esos mecanismos y aplicarlos para cumplir sus propios límites de emisión, «reservarlos» para utilizarlos más adelante, o venderlos en el marco del sistema de comercio de derechos de emisión. Se pueden observar estas actuaciones tan diversas en el Cuadro 3, donde se encuentran los datos agregados a nivel provincial del número de CER y ERU entregados y de la cobertura absoluta.

Aunque en 2008 el uso de este tipo de permisos no era generalizado, al final del período en todas las provincias hay instalaciones que entregan CER y ERU. Este comportamiento es especialmente llamativo en el caso de provincias donde hay exceso de derechos asignados. En 2008, con la menor asignación de derechos en el nuevo PNA, se aportan numerosos CER y ERU para cubrir las emisiones. La ralentización económica ha provocado menores necesidades en 2009 y 2010.

CUADRO 3

COMPARACIÓN ENTRE COBERTURA ABSOLUTA Y CER Y ERU ENTREGADOS

	2008		2009		2010		2011	
Provincia	Cobertura absoluta	CER y ERU	Cobertura absoluta	CER y ERU	Cobertura absoluta	CER y ERU	Cobertura absoluta	CER y ERU
Ávila.....	2.450	0	3.644	0	4.730	0	2.942	2.060
Burgos.....	51.575	11.077	116.958	10.092	87.513	17.038	56.948	65.808
León.....	-3.253.547	3.183.864	3.239.008	76.088	6.245.159	61.211	-931.626	1.361.071
Palencia.....	894.981	108.659	734.728	149.939	1.435.952	17.662	-260.618	787.120
Salamanca..	60.204	0	-50.633	0	-37.104	3.375	-33.714	94
Segovia.....	69.503	1.360	54.849	7.375	55.770	6.575	47.958	24.649
Soria.....	-46.357	0	-56.001	0	-65.239	7.000	-29.549	29.837
Valladolid.....	91.121	1.932	140.155	9.201	116.301	36.722	68.916	67.191
Zamora.....	10.623	0	22.758	10.869	20.714	17.497	28.291	7.680
Castilla y León	**-2.119.447**	**3.306.892**	**4.205.466**	**263.564**	**7.863.796**	**167.080**	**-1.050.452**	**2.345.510**

FUENTE: Elaboración propia a partir de Comisión Europea, 2012 y MAGRAMA (vv aa).

Si se tiene también en cuenta la cobertura absoluta, la diferencia que presenta con los CER y ERU entregados permite saber si las instalaciones, de forma agregada por provincias, han actuado como oferentes o demandantes de derechos de emisión en el mercado. Si la cobertura absoluta es positiva y además se han aportado CER y ERU para cubrir las emisiones verificadas, las instalaciones podrán vender en el mercado más derechos de los que inicialmente tenían como excedente.

Si la cobertura absoluta es negativa hay varias posibilidades:

— Que se entreguen unidades adicionales por la misma cuantía del déficit inicial, de forma que no necesite acudir al mercado a comprar derechos.

— Que las unidades adicionales que se entregan sean inferiores al déficit inicial. En este caso las instalaciones afectadas habrán acudido al mercado a adquirir derechos de emisión, puesto que, como se ha mencionado, en todas las provincias se han cubierto las emisiones verificadas con permisos de emisión.

— Que se entreguen unidades adicionales por una cuantía superior al déficit que presenta su balance inicial entre asignaciones y emisiones verificadas. En este caso, las instalaciones pasarán a convertirse en oferentes de derechos de emisión en el mercado o podrán ahorrarlos para años posteriores.

Las instalaciones de Castilla y León son, en términos netos, oferentes de derechos, puesto que incluso en las convocatorias en las que la cobertura a nivel provincial es negativa, se generan más permisos de emisión a través de CER y ERU. Este comportamiento también se observa a nivel provincial, excepto en Salamanca y Soria[21].

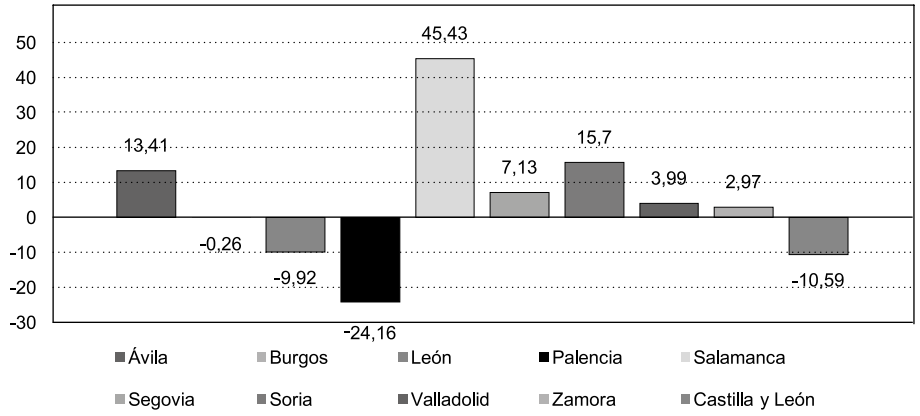
¿Se ha favorecido el cambio tecnológico?

El mercado de derechos de emisión busca, en último término, limitar el cambio climático a través de la modificación del comportamiento contaminador, impulsando la

[21] En el caso de Soria, en 2011 los CER y ERU entregados superaron ligeramente la cobertura absoluta.

GRÁFICO 5

TASA DE VARIACIÓN INTERANUAL MEDIA DE LA INTENSIDAD EMISORA, 2005-2008



FUENTE: Elaboración propia a partir de los datos del INE (2011), la Comisión Europea (2012) y MAGRAMA (vv aa).

internalización de al menos una parte del coste de las emisiones de CO_2 y fomentando la adopción de tecnologías menos contaminantes. Para estudiar si este objetivo se ha alcanzado se ha utilizado la identidad de Kaya, presentada en el apartado 2. Para ello se ha calculado la intensidad emisora, el índice de carbonización y la intensidad energética, junto a las respectivas tasas de variación interanual media, para cada una de las provincias castellanoleonesas. Es conveniente recordar que los dos primeros indicadores se construyen a partir de 2005 debido a que se trabaja con datos de emisiones verificadas o sujetas a la Directiva, que entra en vigor ese año. Simultáneamente y puesto que no hay estadísticas posteriores a 2008 sobre el PIB a nivel provincial, la intensidad emisora y energética se construyen hasta 2008. Sin embargo, nuestro análisis tiene especial interés por mostrar las modificaciones en el consumo de energía, que sí se puede estudiar antes y después de introducir los PNA.

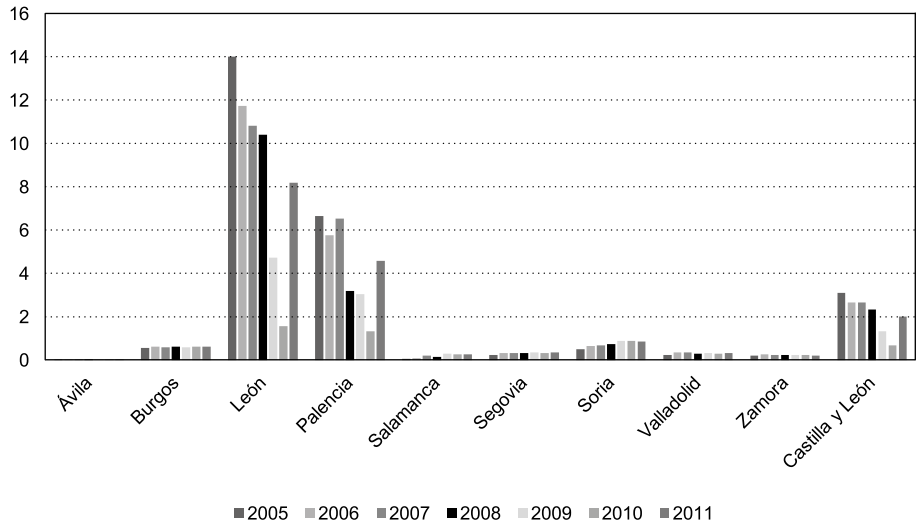
En relación al primer indicador, la intensidad emisora (emisiones por unidad de producción), los datos muestran una reducción media de más de diez puntos porcentuales en el conjunto de la Comunidad desde que se puso en marcha el comercio de emisiones. Las provincias que más contribuyen a dicha reducción son León y Palencia, donde se sitúa la producción de electricidad por la quema de carbón (que cae drásticamente en los años analizados). El gran incremento sufrido en Salamanca se puede explicar, como ya se ha adelantado, por la entrada de nuevas instalaciones. Además, por provincias, la intensidad emisora disminuye en todas en 2008, con el segundo PNA. En el Gráfico 5 se muestra la tasa de variación de este indicador en el período 2005-2008.

En el Gráfico 6, el índice de carbonización[22], puede observarse que hay una disminución en el período 2005-2011 para Castilla y León en su conjunto y para León y Palencia en particular, lo cual es un reflejo de la sustitu-

[22] Las tasas de variación interanual media (TVIM) del índice de carbonización para el período 2005-2008 presentan valores inferiores a cero en los mismos casos que en el período 2005-2011: Castilla y León de forma agregada, León y Palencia.

GRÁFICO 6

ÍNDICE DE CARBONIZACIÓN, 2005-2011



NOTA: Emisiones CO_2/energía final.
FUENTE: Elaboración propia a partir de los datos de la Comisión Europea, 2012, MAGRAMA (vv aa) y EREN, Junta de Castilla y León, 2012.

ción de la actividad energética de combustión de carbón por otras fuentes de energía menos contaminantes[23].

Por último, la intensidad energética muestra un consumo de energía final promedio para la región castellanoleonesa de 161 TEP por 1.000.000 de euros producidos en términos reales, que oscila entre el máximo para Burgos y el mínimo para Ávila.

La variación en la intensidad energética (Gráfico 7) muestra ahorros en el consumo de energía final para producir una unidad de PIB real en la mayor parte de las provincias castellanoleonesas a partir de 2005, año en que entra en vigor la Directiva. Estos ahorros se concentran especialmente en las provincias de Valladolid, Palencia y Burgos. Esto puede significar menos gasto energético tanto en actividades sujetas a la Directiva como en otras actividades productivas no incluidas.

Los datos del consumo de energía permiten afirmar que el menor consumo de energía final por unidad de PIB real es debido a ahorros netos en energía en cinco de las nueve provincias de Castilla y León. En el resto se debe a incrementos menores en el consumo de energía que en el PIB regional, mostrando reducciones relativas de la intensidad energética.

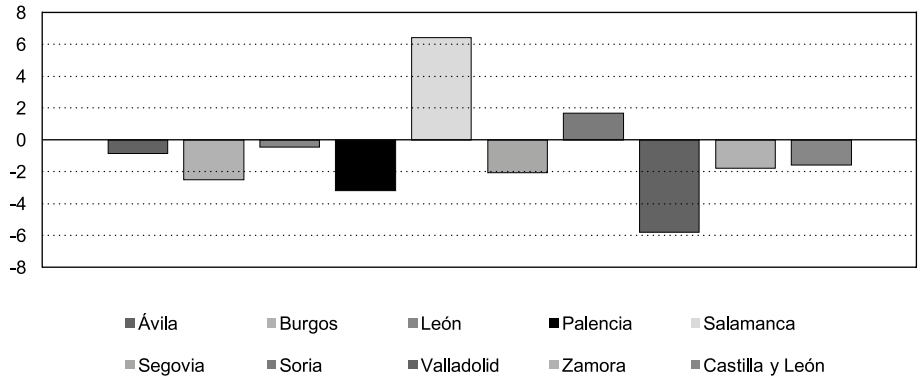
Por tanto, si tenemos en cuenta que entre 2005 y 2008 el PIB real de la región aumentó a una tasa interanual media del 2,86 por 100, y que no se recogen aún los peores efectos de la posterior crisis económica[24], Castilla y León muestra un posible cambio en su sistema productivo. En concreto una mayor eficiencia emisora,

[23] De hecho, las emisiones verificadas disminuyen en mayor medida (TVIM= -7,4 por 100, de 2005 a 2011) que el consumo de energía final (TVIM = - 0,5 por 100)

[24] El inicio de la crisis económica comenzó a sentirse con mayor intensidad a mediados de 2008.

GRÁFICO 7

TASA DE VARIACIÓN INTERANUAL MEDIA DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA, 2005-2008



FUENTE: Elaboración propia a partir de los datos del INE, 2011 y EREN, Junta de Castilla y León, 2012.

dado que la reducción en la intensidad emisora y en el índice de carbonización está causada por la disminución en las emisiones verificadas[25]. También mejora la eficiencia energética, puesto que el consumo de energía final en este período crece a una tasa interanual media de 1,21 por 100, inferior al aumento de la producción. Porque un menor consumo de energía para producir favorece también la reducción de las emisiones de CO_2[26].

De hecho, esto también se observa al analizar la tasa de variación interanual media del consumo de energía final antes y después de la entrada en vigor de los PNA. En casi todas las provincias se observa: o bien reducciones del consumo de energía final o menores incrementos que en el período anterior, lo que viene a reforzar la idea de que en Castilla y León se apuesta por mejoras tecnológicas que simultáneamente reduzcan las emisiones de CO_2 y ahorren energía. Esto se ve reforzado por la evolución de la intensidad energética, que presenta claras diferencias antes y después de la puesta en marcha del comercio de derechos de emisión: a excepción de Salamanca, tanto en el resto de las provincias como en la región en su conjunto, el consumo de energía necesario para generar una unidad de PIB real es menor a partir de 2005, presentando tasas de variación negativas generalizadas.

5. Conclusiones

El perfil económico y emisor de Castilla y León en 2008 muestra provincias muy diversas al considerar los datos en términos absolutos y relativos. En particular León y Palencia presentan las mayores cifras de emisiones verificadas, lo que las convierte en las más emisoras por unidad de PIB real y de consumo de energía final. En contraposición, Valladolid y Burgos, provincias con altos niveles de consumo de energía y de PIB, presentan menores niveles de emisiones verificadas. El resto de las provincias se encuentran en niveles inferiores, siendo Ávila la que presenta menores indicadores absolutos y relativos. Esto evidencia que la mayor

[25] La TVIM de las emisiones verificadas entre 2005 y 2008 es de -8,03 por 100. Entre 2005 y 2011 es de -7,4 por 100.

[26] Aunque también depende del peso de las energías renovables y limpias en el *mix* de energía consumida.

actividad contaminante de la región es la generación de electricidad por combustión de carbón, cuyas plantas se sitúan en León y Palencia. Provincias tanto o más productivas que estas (como Valladolid y Burgos) presentan niveles de emisiones de CO_2 muy inferiores por concentrar actividades menos contaminantes.

El análisis de las emisiones verificadas de las asignaciones de derechos y del balance entre ambas permite observar, en términos agregados, que Castilla y León presenta déficit entre 2005 y 2008 y en 2011, y superávit en la época de menor actividad económica (2009 y 2010). El déficit se ha debido al balance de León y Palencia, donde se acumula la producción de generación por combustión, la más contaminante, y a la que la Unión Europea exige un mayor esfuerzo reductor. Pero el resto de provincias no presenta déficit en el período sino más bien fuertes cambios asociados a la evolución de la actividad económica de cada provincia.

Si no hay déficit puede concluirse que no se cumple el requisito inicial para modificar el comportamiento de las instalaciones emisoras: que la externalidad medioambiental suponga un coste que deban asumir comprando derechos de emisión en el mercado.

A pesar de la situación descrita, las empresas de Castilla y León están realizando un gran esfuerzo por adaptarse a las normativas europeas e internacionales en lo que se refiere a reducción de las emisiones verificadas. Es posible observar, en general, dos tipos de actuación indicadoras de los cambios de comportamiento en la dirección de aceptar y mitigar la externalidad generada con la emisión de CO_2 a la atmósfera.

a) En primer lugar, que las provincias castellanoleonesas se hacen cargo del coste de la externalidad que generan. Han apostado por realizar proyectos que den lugar a los CER y ERU, y, como consecuencia, en el mercado de derechos de emisión actúan como oferentes netos de los mismos. Esto puede suponer ingresos adicionales para aquellas empresas que necesiten fuentes de financiación alternativas[27].

b) También pueden reducir las emisiones modificando su proceso productivo. En este sentido, Castilla y León está perfilando un posible cambio de modelo productivo y, más concretamente, energético. Esto se ha reflejado en que la intensidad emisora, la intensidad energética y el índice de carbonización disminuyen entre 2005 y 2008. Se observa con mayor claridad en la evolución del consumo de energía final y de la intensidad energética tras la entrada en vigor de la Directiva en 2005. Para afianzar este planteamiento será necesario profundizar en el análisis por sectores y, especialmente, aumentar el número de años del estudio, cuando se disponga del PIB provincial para un período de tiempo mayor, de forma que pueda diferenciarse entre los efectos de la recesión económica y los del cambio tecnológico.

En definitiva, parece que las instalaciones castellanoleonesas han percibido que esta nueva forma de regular la actividad contaminadora no tiene marcha atrás, aceptando la apuesta clara por parte de las instituciones europeas por el mecanismo de mercado. Por eso están realizando esfuerzos por aumentar la eficiencia de sus procesos productivos y por cubrir el coste de la externalidad, e incluso generar derechos excedentarios para épocas posteriores o para su venta en el mercado. Esto implica que los instrumentos para internalizar el coste de la externalidad son complementarios, y en ningún caso sustitutivos. Las instalaciones optan por una combinación de ambos para reducir el coste de internalizar la externalidad medioambiental y conseguir, simultáneamente, mayor eficiencia energética y emisora.

Referencias bibliográficas

[1] ALCÁNTARA, V. (2009a). «Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en España», *Papeles de Economía Española*, nº 121, pp. 88-99.

[2] ALCÁNTARA, V. (2009b). «Consumo energético y emisiones de CO_2 en la industria española. Una primera aproximación a la situación actual», *Economía Industrial*, nº 371, pp. 49-57.

[27] Por ejemplo, en épocas de poca liquidez o de recesión económica.

[3] ALCÁNTARA, V. y PADILLA, E. (2005). «Análisis de las emisiones de CO_2 y sus factores explicativos en las diferentes áreas del mundo», *Revista de Economía Crítica*, nº 4, pp.17-37.

[4] ANG, B.W. (1999): «Is the Energy Intensity a Less Useful Indicator than the Carbon Factor in the Study of Climate Change?» *Energy Policy*, nº 27, pp. 943-946.

[5] AZQUETA, D.; ALVIAR, M.; DOMINGUEZ, L. y O`RYAN, R. (2007): *Introducción a la Economía Ambiental*, 2ª ed., McGraw-Hill, Madrid.

[6] BLUENEXT (2012). *http://www.bluenext.eu* (consulta: octubre de 2012)

[7] COMISIÓN EUROPEA (2005): *Libro Verde sobre la eficiencia energética*. *http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52005DC0265&from=ES* (consulta: marzo 2012).

[8] COMISIÓN EUROPEA (2012). *European Union Transaction Log. http://ec.europa.eu/environment/ets/.* Consultado en julio de 2012.

[9] COMMONER, B. (1992). *En paz con el planeta.* Barcelona: Editorial Crítica (traducción de Mireila Carol).

[10] CONSEJO EUROPEO (2002). *Decisión 2002/358/CE del Consejo de 25 de abril*.

[11] CONSEJO EUROPEO (2003). *Directiva 2003/87/CE de 13 de octubre de 2003 por la que se establece un Régimen para el Comercio de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE*. *http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:275:0032:0032:ES:PDF*

[12] CONSEJO EUROPEO (2009). Directiva 2009/29/CE de 23 de abril de 2009, *http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0063:0087:es:PDF*

[13] CONSEJO EUROPEO (2012): *Directiva 2012/27/UE de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE*. *http://www.boe.es/doue/2012/315/L00001-00056.pdf*

[14] DELACÁMARA, G. (2008). *Guía para decisores. Análisis económico de externalidades ambientales*, CEPAL: Colección Documentos de proyectos, Nueva York: Naciones Unidas.

[15] ELLERMAN, A. y JOSKOW, P. (2008): *The European Union's Emissions Trading System in Perspective*. Washington, DC. Pew Center on Global Climate Change.

[16] ELLERMAN, A.; CONVERY, F. y PERTHUIS, CH. (2010): *Pricing Carbon: The European Union Emissions Trading Scheme,* Cambridge University Press.

[17] EREN, JUNTA DE CASTILLA Y LEÓN (2012): *Sistema de indicadores ambientales y de sostenibilidad* (última consulta: julio de 2012) *http://www.jcyl.es/web/jcyl/MedioAmbiente/es/Plantilla100/1284200745246/_/_/_*

[18] FERNÁNDEZ, Mª A.; FERNÁNDEZ, Y. y OLMEDILLAS,B. (2008): «Los derechos de emisión como instrumento para alcanzar Kioto: el caso del sector eléctrico» *Revista de Estudios Empresariales*, 2ª época, nº 2, pp. 93-117.

[19] FERNÁNDEZ, Mª A.; FERNÁNDEZ, Y.; GONZÁLEZ, D., y OLMEDILLAS, B. (2012a): «El Protocolo de Kioto y su implementación: los casos de España, Alemania, Francia e Italia», *Actas de la XIV Reunión de Economía Mundial: Internacionalización en tiempos de crisis*, ed. Universidad de Jaén.

[20] FERNÁNDEZ, Mª A.; FERNÁNDEZ, Y.; GONZÁLEZ, D. y OLMEDILLAS, B. (2012b). «El comercio de derechos en un entorno de crisis», *Actas del I Congreso de Economía y Libertad: la gran recesión y sus salidas*, Coord.: V. ENCISO DE YZAGUIRRE, D. SANZ BAS Y Mª Á. NOGALES NAHARRO. Ávila: Universidad Católica de Ávila, noviembre 2012, pp. 373-392.

[21] HERAS ABÁS, A. DE LAS (2012). *Análisis de datos de emisiones de CO_2 en España. Entidades sujetas a la Directiva Europea 2003/87/CE. Período 2010 y contexto internacional*. Fundación Empresa y Clima.

[22] INE (2011). *Contabilidad Regional de España. Base 2000*. Disponible en *http://www.ine.es/* (última consulta: julio 2012)

[23] JUNTA DE CASTILLA Y LEÓN (2012): *Indicadores medioambientales y de sostenibilidad,* (última consulta en octubre 2012) *http://www.jcyl.es/web/jcyl/MedioAmbiente/es/Plantilla100/1218521956007/_/_/_*

[24] KAYA, Y. (1989): *Impact of Carbon Dioxide Emission Control in GNP Growth: Interpretation of Proposed Scenarios* (Intergovernmental Panel on Climate Change/response Strategies Working Group) (citado en ALCÁNTARA Y PADILLA, 2010).

[25] MAGRAMA (vv aa). *Instalaciones afectadas por la Ley 1/2005*. *Informes de aplicación,* años *2005 a 2011*. *http://www.magrama.gob.es* (última consulta: octubre 2012).

[26] MAGRAMA (2012). *Emisiones de GEI por Comunidades Autónomas a partir del inventario español serie1990-2010, http://www.magrama.gob.es* (última consulta: julio 2012).

[27] MIELNIK, O. Y GOLDEMBERG, J. (1999). «The Evolution of the "Carbonization Index" in Developing Countries», *Energy Policy*, nº 27, pp. 307-308.

[28] NEUHOFF, K. *et al*. (2006). «Implications of Announced Phase II National Allocation Plans for the EU ETS», *Climate Policy*, vol. 6, nº 4, pp. 411-422.

[29] NEUHOFF, K. *et al.* (2006). «Emission Projections 2008-2012 *versus* National Allocation Plans II», *Climate Policy*, volumen 6, nº 4, pp. 395-410.

[30] NOY, P. (2009). *Resumen ejecutivo del informe «Las externalidades del transporte en Europa»*, CC OO y Gobierno de Aragón: Departamento de Medio Ambiente. *http://www.*

ccoo.es/comunes/recursos/1/doc20574_Externalidades_del_transporte.pdf (última consulta: julio 2012)

[31] ROCA, J. y ALCÁNTARA, V. (2001). «Energy Intensity, CO_2 Emissions and the Environmental Kuznets Curve. The Spanish Case», *Energy Policy*, nº 29, pp. 553-556.

[32] ROCA, J. y ALCÁNTARA, V. (2002) «Economic Growth, Energy Use, and CO_2 Emissions», en BLACKWOOD, J. R. (ed.). *Energy Research at the Cutting Edge*, Nova Science, Nueva York.

[33] STECKEL, J. CH.; JAKOB, M.; MARSCHINSKI, R. y LUDERER, G. (2011): «From Carbonization to Decarbonization?—Past Trends and Future Scenarios for China's CO_2 Emissions», *Energy Policy*, vol. 39, nº 6, pp. 3.443-3.455.

[34] YABAR STERLING, A. (2008): «El esfuerzo español de mitigación de las emisiones de los «sectores no directiva» y su distribución entre las CC AA» *Observatorio Medioambiental*, vol. 11, pp. 219-257

ICE
INFORMACIÓN COMERCIAL ESPAÑOLA

JULIO CERVERA Y LA TELEGRAFÍA SIN HILOS

Julio Cervera Baviera fue un personaje apasionante que destacó en campos profesionales muy diversos. Vivió en Marruecos y en Puerto Rico además de en España. Fue explorador del desierto africano, militar, político, enseñante y masón. Inició la educación a distancia y fundó en Valencia las escuelas libres de ingenieros electricistas y mecánicos.

Su mayor logro fue la investigación en la telegrafía sin hilos. Hoy se reconoce así y este libro sostiene que su mérito es incuestionable pues mejoró de forma notable la tecnología existente en el momento. Aunque esta monografía tiene como núcleo sus trabajos sobre la telegrafía sin hilos, no descuida sus otras facetas vitales que no por menos conocidas son menos apasionantes. Este libro es un tributo a la memoria de un inventor poco conocido que fue a la vez un personaje asombroso y de gran complejidad.

Número de páginas: 84
Precio papel: 8,00 €
Precio PDF: 4,00 €
Precio IPad: 6,00 €
(IVA incluido)

Librería virtual, suscripción y venta
www.mineco.gob.es
distribucionpublicaciones@mineco.es
Pº de la Castellana, 162, 28046 Madrid
Telf. 91 603.79.97/93

NOTA CRÍTICA

NEOESTRUCTURALISMO Y CORRIENTES HETERODOXAS EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE A INICIOS DEL SIGLO XXI

Alicia Bárcena y Antonio Prado (Eds.)
Libros de la CEPAL, nº 132. Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, 2015.

La publicación de este libro por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) es un colofón al seminario *Neoestructuralismo y heterodoxia*, celebrado en Santiago de Chile en abril de 2013, aunque esta obra encuentra su germen en un momento tan lejano como la publicación en 1990 del documento *Transformación productiva con equidad* de la CEPAL. De alguna forma, por tanto, las bodas de plata de esta visión (neo) estructuralista se celebran con este volumen integrador.

Si siempre hay que agradecer iniciativas que promuevan el debate de ideas económicas, en este caso el agradecimiento es mayor por dos motivos: por el momento en el que se produce de desorientación del pensamiento dominante sobre los problemas económicos, su interpretación y sus soluciones, y por el hecho de que la CEPAL sea un organismo de las Naciones Unidas y no un centro académico en el sentido más convencional. En este sentido, hay que saludar la aparición de esta obra por lo que significa de clarificación de las ideas a partir de las que la CEPAL hace sus diagnósticos y ofrece sus propuestas sobre los problemas de las economías latinoamericanas, comportamiento que debieran seguir otros organismos multilaterales que predican sin identificar a sus profetas.

Para quien no se interese por la economía del desarrollo quizá haya que recordarles la decisiva contribución de la CEPAL como institución y la de algunos de sus más relevantes economistas —entre ellos Prebisch, Fajnzylber, Sunkel, Furtado, Medina Echevarría, etcétera— en la configuración de los estudios del desarrollo económico, con una peculiaridad: la de generar un pensamiento propio elaborado desde y para las economías en desarrollo, en este caso latinoamericanas. Si estos autores debieron hacer frente a la falta de consideración por parte de autores del centro, especialmente anglosajones, no parece que los actuales responsables de la CEPAL estén dispuestos a repetir esa experiencia. Como queda explícito ya desde la primera línea de la introducción «el pensamiento económico que ha dominado unilateralmente la enseñanza académica y la política económica desde hace cinco décadas ha sido objeto en los últimos años de fuertes críticas y se ha constituido en el centro de un intenso debate entre los economistas que se adscriben a dicho pensamiento, como también entre estos y sus opositores». Robert Boyer nos recuerda en su capítulo, el número diez, que los cambios experimentados recientemente han producido una pérdida de vigencia de las teorías, ahora pasadas, creando espacio para nuevas teorizaciones, como ya sucediera en la década de los años treinta. La CEPAL quiere participar en esta discusión y de este espacio.

La obra que se reseña denomina la actual perspectiva analítica de la CEPAL como neoestructuralismo, por lo que es razonable comenzar por presentar a grandes rasgos el primer estructuralismo para comprender mejor lo que, en este caso, significa el prefijo

«neo». También trata de relacionar las ideas aportadas con las corrientes heterodoxas, si bien dentro de un espectro que, entendemos, es limitado. Además, la obra está preñada de referencias al primer estructuralismo, dibujando un extraordinario fresco de la ideas de los pioneros, lo que permite evaluar hasta qué punto fueron innovadores en sus enfoques y en sus reflexiones.

Frente a las preocupaciones de la economía ortodoxa, desde la CEPAL se asumió la necesidad de estudiar los mecanismos que generan la brecha en ingreso entre las economías desarrolladas y las latinoamericanas; las dificultades de generación de empleo debidamente remunerado; las restricciones que la vulnerabilidad de la balanza de pagos impone a las políticas económicas nacionales y las consecuencias del deterioro de los términos de intercambio de las economías en desarrollo. Todo ello deriva en la configuración en América Latina de estructuras económicas con escaso grado de industrialización, heterogéneas en sus estructuras productivas y sociales, con una especialización internacional que no contribuye al desarrollo nacional y que sostiene el desarrollo desigual en la economía mundial.

Ante este escenario, y a partir de las primeras aportaciones de Raúl Prebisch, la CEPAL articuló un discurso propio a partir de la realidad de región latinoamericana, con instrumentos específicos aplicados a su experiencia histórica; la necesidad de aprovechar el mercado nacional para promover la industrialización, idea que derivó hacia la sustitución de importaciones; la necesidad de mantener una posición simétrica con las economías desarrolladas y romper la subordinación de dependencia históricamente generada; la interpretación del desarrollo como proceso de transformación de las estructuras productivas, mediante la incorporación de progreso técnico al sistema productivo. El resultado del conjunto de esta dinámica es la configuración del sistema centro-periferia. Pues bien, en esta tradición de reflexionar sobre lo inmediato para construir interpretaciones de mayor alcance se enmarca la presente obra.

La obra contiene 15 capítulos agrupados en cinco partes temáticas. Todas las partes constan de tres capítulos, mostrando un equilibrio interno en la construcción del libro. Las tres partes centrales, nueve capítulos por tanto, desarrollan en profundidad los tres grandes aspectos económicos que la visión cepalina de las últimas décadas ha identificado como problemas estructurales del desarrollo latinoamericano. En primer lugar, la macroeconomía para el desarrollo, y especialmente el papel de las llamadas macropolíticas prudenciales para enfrentar la tradicional vulnerabilidad externa de la región. Se incluyen también dos novedades en esta parte del libro; los efectos de la coyuntura económica, y con ello de las políticas de demanda, en el crecimiento potencial y la interpretación de la dinámica económica de Latinoamérica en el marco de la teoría del crecimiento de Joan Robinson, con su énfasis en la tradicional idea de Osvaldo Sunkel del «desarrollo desde dentro».

La segunda parte de este grupo de capítulos versa sobre el cambio estructural y el desarrollo productivo como elemento intrínseco al proceso de superación de las restricciones históricas al desarrollo latinoamericano. Esta es, claramente, la parte del libro donde el diálogo entre corrientes económicas y la superación de viejas confrontaciones se produce de forma más clara. La confluencia de ideas evolucionistas y neoschumpeterianas con el enfoque keynesiano delinea el abordaje del cambio estructural; la tradicional disputa entre los sectores tradicionales se diluye al incluir las oportunidades que el sector de los recursos naturales ofrece a la región en este proceso de cambio estructural. El enfoque teórico integrador de esta parte del libro incorpora, acertadamente desde nuestro punto de vista, la importancia del Estado

del bienestar no solo como objetivo deseable para el mejor bienestar de la población, sino también como factor central del propio cambio estructural.

El tercer elemento de este bloque se centra en el (nuevo) papel del Estado como variable explicativa de la dinámica económica, especialmente en su rol impulsor del proceso de crecimiento y cambio. Como novedad, es de agradecer la inclusión de un capítulo sobre las relaciones entre feminismo y economía, lo que redunda en un refuerzo del interés y la necesidad por el logro de la igualdad, que emana todo el libro.

La primera parte del libro, capítulos uno a tres, nos ofrece una descripción de la dinámica económica reciente, especialmente centrada en la crisis financiera global y la etapa precedente de la llamada Gran Moderación y sus efectos en América Latina, y su interrelación con aspectos metodológicos y conceptuales tanto de la economía convencional como de los intereses y perspectivas del neoestructuralismo. El capítulo uno, especialmente, sienta las bases conceptuales, los intereses y los puntos de partida histórico-estructurales que se desarrollarán en el resto del libro desde la óptica cepalina neoestructural.

Por último, la parte quinta aplica los postulados e intereses previos a las realidades concretas de Brasil, Argentina y México. Estos capítulos nos hacen entender de mejor manera esos aspectos que el neoliberalismo no aborda, siendo centrales en la visión cepalina, y que René Hernández, citando a Ricardo Ffrench-Davis, nos recuerda en el capítulo 11: «Uno de los rasgos distintivos del neoliberalismo es su globalismo; esto es, su desconocimiento de los problemas de carácter sectorial, de la heterogeneidad de las estructuras productivas y del acceso al poder de diferentes sectores, (…) de la dificultad para transmitir información hacia los agentes económicos de manera que estos contribuyan a la concreción de las reformas. (…) del carácter incompleto de mercados e instituciones en las economías en desarrollo».

Los aspectos de ruptura con el pensamiento dominante son obvios: uno, la justificación de la acción del Estado como promotor del cambio estructural y, dos, la crítica a la idea de que el comercio internacional distribuye equitativamente las ganancias y promociona el desarrollo colectivo. Así, la CEPAL sigue manteniendo su compromiso de ofrecer alternativas originales dentro de sus señas identitarias, alumbradas sobre la propia experiencia latinoamericana.

La obra incorpora el análisis de los acontecimientos que han contribuido a la transformación del mundo post Bretton Woods, los años cincuenta y sesenta, de la «edad de oro» del crecimiento, con las aportaciones de José Antonio Ocampo (capítulo 2 de la obra), Daniel Titelman y Esteban Pérez Caldentey (capítulo 5), Robert Boyer (capítulo 10) y la parte V sobre estudios de caso escrita por Juan Carlos Moreno Brid (capítulo 13 sobre el caso mexicano), Francisco Eduardo Pires de Souza y João Carlos Ferraz (capítulo 14, Brasil) y Fernando Porta (capítulo 15, Argentina). No se trata de una cortesía académica, es una exigencia de la metodología cepalina acercarse a la realidad y desde esta, reflexionar sobre sus problemas.

Pero, ¿qué ofrece de nuevo el estructuralismo? En primer lugar, reconoce la urgencia en incorporar al análisis económico los nuevos factores que configuran el escenario internacional y delimitan las oportunidades para el desarrollo nacional. Los cambios señalados son: la apertura comercial, la movilidad de capitales, la privatización y desregulación económica, la mayor integración regional, la aceleración del cambio tecnológico y el cuestionamiento de la intervención del Estado en la economía.

En segundo lugar, y no menos importante, ofrece una alternativa teórica, con consecuencias en la política económica, oportuna ante el fracaso de las teorías generalmente aceptadas. No se trata de una cuestión ideológica, sino de

una discusión académica, como se pone de manifiesto en el capítulo 1 de la obra, escrito por Esteban Pérez Caldentey en que se discuten las críticas al paradigma económico dominante y se plantean los intereses diferenciales de la visión neoestructuralista. Es, además, el resultado de los esfuerzos por encontrar interpretaciones solventes a los problemas inflacionarios, a los desequilibrios comerciales y a los problemas de la restricción externa al crecimiento, consecuencia de la especialización productiva. Es también el resultado de la reflexión sobre cómo distribuir los beneficios del crecimiento, promoviendo un desarrollo inclusivo que rompa con la lacra de la pobreza y la desigualdad que históricamente ha caracterizado a las sociedades latinoamericanas.

El resultado es una renovación del pensamiento cepalino a partir de la reciente experiencia histórica de la región latinoamericana. En consecuencia, incorpora la importancia de la macroeconomía en los capítulos 4 y 5 (los escritos por Ricardo Ffrench-Davis, capítulo 4, y Daniel Titelman y Esteban Pérez Caldentey, capítulo 5), del equilibrio presupuestario, de las políticas monetaria y cambiaria, y del control de la inflación, temas descuidados en los primeros planteamientos y que han sido revalorizados al analizar las relaciones entre políticas coyunturales y crecimiento a largo plazo. Pero también insiste en la importancia del cambio técnico como impulsor del cambio estructural a lo largo del capítulo 7 (cuyos autores son Mario Cimoli y Gabriel Porcile). La industria sigue mereciendo un papel central en la estrategia de desarrollo nacional, pero se descubre el potencial de los recursos naturales (capítulo 8, escrito por Jorge Katz), que merecen una atención especial por su capacidad de incorporar innovación, generación de ingresos y empleos de calidad, pero alertando de los riesgos de la reprimarización de las exportaciones y otros efectos macroeconómicos (capítulo 9, cuyo autor es Luís Bértola). Todo conduce a la inevitable reflexión sobre el nuevo papel que ha de desempeñar el Estado en el nuevo contexto (capítulo 11, escrito por René Hernández).

El resultado se puede resumir en la propuesta de una nueva síntesis a lograr entre el evolucionismo schumpeteriano y el neokeynesianismo. El desarrollo se concibe como un proceso que retroalimenta la transformación estructural de las economías especializadas en la producción de bienes de escaso valor añadido hacia otros intensivos en el empleo de mano de obra cualificada, proceso apoyado en la incorporación de conocimiento y tecnología en los procesos productivos, que impulsaría el cambio estructural y generaría empleos de mayor valor añadido y, por consiguiente, mejores retribuciones.

La estrategia se debe completar con políticas que permitan el filtrado de la innovación y de las mejoras salariales al conjunto de la economía. Este nuevo escenario debe facilitar una política monetaria más estable, políticas fiscales con mayor impacto redistributivo y, como resultado, una inserción internacional más favorable en los sectores de mayor dinamismo en el comercio internacional.

La propuesta no está exenta de debilidades, entre otras, dos muy inmediatas: la primera sobre el funcionamiento de los mercados de trabajo, y la segunda sobre las características de los agentes públicos y privados.

Respecto a la primera, se apela a la necesidad de revertir la informalidad sin explicar claramente su origen y reproducción. Sería oportuno incluir este tema en la agenda de trabajo ya que es uno de los factores que repercuten directamente en el mantenimiento de la desigualdad.

En relación a las características de los agentes privados y públicos se heredan las debilidades de las teorías de referencia: la disponibilidad de empresarios innovadores no hay por qué darla por supuesto, como tampoco la superación de los riesgos de apropiación de los instrumentos del Estado por parte de los grupos económicamente dominantes.

Cabe preguntar qué tiene de heterodoxa la propuesta cepalina; la respuesta inmediata está en la conceptualización (estructura, cambio estructural, progreso técnico) y la incorporación de la igualdad en el análisis y su apertura hacia otros temas como sostenibilidad y feminismo. En otros planos hay que señalar su perspectiva científica, claramente inscrita en la tradición de las revoluciones científicas teorizada por Kuhn, y la importancia concedida al tiempo y a la innovación en el análisis de la transformación económica; el reclamo de la intervención del Estado y la necesidad de contemplar el mercado global como espacio en el que intervenir activamente.

El tiempo y el margen político y social para redefinir teorías, conceptos, políticas, e incluso regulaciones y controles a los mercados, especialmente los financieros, parecía que sería amplio cuando el G20 se reunió en Londres a principios de 2009 con el objeto de coordinar, a nivel global, la implementación de políticas para enfrentarse a la crisis financiera global. Sin embargo, aun cuando la luz al final del túnel todavía no es nítida ni intensa, da la sensación de que ese espacio para mirar hacia el futuro y volver a teorizar y reconceptualizar se está estrechando. La ya permanente crisis griega es, en este sentido, un campo de batalla donde las alternativas parecen estar perdiendo el espacio que parecieron tener. El libro que aquí reseñamos apuesta por mantener ese espacio y, por ello, es una iniciativa de debate y pensamiento a seguir. Sería interesante e importante, desde nuestro punto de vista, un esfuerzo adicional más pedagógico y orientado hacia las Facultades de Economía, no solo en sus estudios más avanzados, sino también en los años iniciales. Este esfuerzo orientado a la construcción de un cuerpo teórico y conceptual completo, alternativo e integrador de diversas corrientes económicas, llamadas heterodoxas, pero que incluye una elevada diversidad de enfoques y postulados, si bien una obra colosal, sería un aporte fundamental en las facultades de economía que se interesen por ampliar el campo del pensamiento único en economía. A su vez, ayudaría a concretar la visión existente sobre la heterodoxia, en contraposición a la ortodoxia dominante.

José Manuel García de la Cruz
Universidad Autónoma de Madrid
David Matesanz Gómez
Universidad de Oviedo

En el próximo número de
Información Comercial Española. Revista de Economía

Internacionalización de la inversión y la empresa

Juan José Durán Herrera	Presentación
Mª Angustias Dávila Vargas-Machuca	Tipo de cambio e inversión directa extranjera: una revisión de las contribuciones teórico-empíricas recientes, 2001-2015
Antonia Mercedes García Cabrera, Juan José Durán Herrera y Cristina López Duarte	Factores institucionales que condicionan la localización de la inversión directa española en Estados Unidos
Vítor Corado Simões	Paradoja de la innovación en las empresas multinacionales: el caso de Kodak
Mª Angustias Dávila Vargas-Machuca y Encarnación Moral Pajares	Restricciones arancelarias y exportación de productos españoles: el caso de Brasil, Rusia, China y Sudáfrica
Cristina López Duarte, Marta M. Vidal Suárez y Celina González Mieres	Internacionalización de Astilleros Gondán: tecnología y tradición al servicio de la construcción naval
Nuria Bajo Davó y José María Viñals Camallonga	Análisis y desarrollo del marco jurídico fiscal en Cuba
Fouad Benali	El futuro de la banca y las finanzas islámicas en Europa: oportunidades y retos
Prosper Lamothe Fernández y Félix Villalba Romero	Mercados de capitales y finanzas islámicas. Especial referencia a la financiación de infraestructuras
Juan José Durán Herrera, Mª José García López y Juan José Rienda	El deber responsable de la banca islámica, ¿diferentes resultados con la banca convencional? El caso del sistema bancario de Malasia

Último números publicados:

Una política económica para la recuperación

España y las relaciones económicas transatlánticas

Tamaño de las pequeñas y medianas empresas españolas

Números en preparación:

La industria de la ciencia en España

La historia económica española en el período de Juan Carlos I

Coordinador: **Juan José Durán Herrera**

ICE

MINISTERIO DE ECONOMÍA Y COMPETITIVIDAD INFORMACIÓN COMERCIAL ESPAÑOLA *Secretaría de Estado de Comercio*

THE CHANGING ENERGY MARKET

CONTENTS

Foreword 3
Jaime Requeijo

The petroleum market: a review of the most recent cycle and the medium and long-term outlook 13
Antonio Merino García and Rodnan García Ramírez

Buying petroleum. Management and technical features of its distribution 25
Jaime Fernández-Cuesta Luca de Tena

Progress and short-term prediction of petroleum product demand in Spain 37
Antonio Merino and Rebeca Albacete

The price of petroleum: relationship with other markets and implications for industrial competitiveness 59
Eloy Álvarez Pelegry

Notes on energy efficiency in Spain 71
Eloy Álvarez Pelegry and Iñigo Ortiz Martínez

Petroleum and geopolitics: governance using other methods 83
Meliyara Consuegra Díaz-Granados, Gonzalo Escribano Francés and Javier Valdés Lucas

Petrol as a political weapon 99
Florentino Portero Rodríguez

ECONOMIC FORUM

Implementation of Directive 2003/87/EC in the Region of Castilla y León. A province-by-province analysis 111
Mª Ángeles Fernández López, Yolanda Fernández Fernández, Blanca Olmedillas Blanco and David González Hernández

BOOKS
Critical notes 129

CONTENTS
Contents, abstracts 135

Coordinator: Jaime Requeijo

ÁLVAREZ PELEGRY, Eloy

The price of petroleum: relationship with other markets and implications for industrial competitiveness

Abstract: The price of petroleum is directly linked to that of other petroleum products. Natural gas has been the main fuel shifting these products in Spain; despite the fact that the price of crude has a very significant impact on gas, and although European dynamics have developed gas hubs and fostered competition in the sector, and this could have repercussions on the competitiveness of industry costs. This article examines the progress of prices of crude and gas, their relationship and the impact of their cost on competitiveness of the industries with the most intensive use.

Key words: indexing, gas, gas hubs, costs for industry.
JEL classification: L19, L95, L6.

ÁLVAREZ PELEGRY, Eloy and ORTIZ MARTÍNEZ, Iñigo

Notes on energy efficiency in Spain

Abstract: This article offers a synthesis of information on the progress of energy efficiency in Spain, in addition to the changes experienced from 1970 to date. There are three core themes running through the article that should be highlighted. The core concepts are: energy efficiency, energy intensity and the Repsol index of internal energy efficiency (IE^2-R). Following a brief outline of each of these concepts, the article then analyses the progress of energy efficiency in Spain in the period stated.

Key words*:* efficiency, energy, intensity, consumption, IE.
JEL classification: D61, Q41.

CONSUEGRA DÍAZ-GRANADOS, Meliyara; ESCRIBANO FRANCÉS, Gonzalo and VALDÉS LUCAS, Javier

Petroleum and geopolitics: governance using other methods

Abstract: The article analyses the complexity of the relationships in energy governance in the current context distinguished by excess offer and a slowdown in global demand. The analysis focuses on power as a key factor of the geopolitics of prices, energy institutions, the role of offer and demand and the interests of its participants. The analysis is conducted from a geopolitical and geo-economic viewpoint. Exploring the implications for the main stakeholders, the article notes that although a drop in petroleum prices can have significant consequences, these are not necessarily irreversible.

Key words: energy governance, international systems, international political economics, geopolitics of prices.
JEL classification: F53, F55, Q31, Q38.

FERNÁNDEZ-CUESTA LUCA DE TENA, Jaime

Buying petroleum. Management and technical features of its distribution

Abstract: Distribution of hydrocarbons using maritime routes encompasses almost one-third of the total goods transported using this medium and it is proof of the significance of maritime transport for globalisation. In this article, we describe the business of trading petroleum and the technical and management features governing this activity. The article encompasses a review of the key factors of crude procurement, the agents involved, the dynamics of the markets, the operation of hydrocarbons transport and the risks associated to this business.

Key words*:* petroleum, risk, freights, markets.
JEL classification: F13, F23, G15, Q41.

FERNÁNDEZ LÓPEZ, Mª Ángeles; FERNÁNDEZ FERNÁNDEZ, Yolanda; OLMEDILLAS BLANCO, Blanca and GONZÁLEZ HERNÁNDEZ, David

Implementation of Directive 2003/87/EC in the Region of Castilla y León. A province-by-province analysis

Abstract: This article offers a breakdown by provinces of the status and trends of National Plans for the Allocation of Emission Rights (NAPs) and emissions of CO2 from 2005 to 2011 in the Region of Castilla y León. The externality generated by polluting emissions is estimated using the price reached by emission rights on the emissions market. The article takes a deeper look at the challenge for economic activities arising out of emissions trading, identifying potential changes of behaviour vis-à-vis environmental responsibilities. Therefore, particular attention is paid to revealing a potential production model change and, based on verified emissions, the article analyses emission intensity, energy intensity and the carbonization index.

Key words*:* externality, environment, emission rights, National Allocation Plans.
JEL classification: Q51, Q58.

MERINO, Antonio and ALBACETE, Rebeca

Progress and short-term prediction of petroleum product demand in Spain

Abstract: The goal of this article is studying the recent developments of overall demand of petroleum products in Spain. The method used is a disaggregated analysis by types of products that are extremely diverse, as well as predictions on the future progress of short-term product demand. This is based on econometric models, with the twofold purpose of identifying explanatory factors of the forecasts and attaining the best predictive analysis possible. To do this, we discuss variables explaining demand behaviour proposed by economic theory, such as income and price, in order to build congruent econometric models, considering economic activity indicators as proxy variables of income.

Key words: energy demand, disaggregated analysis, congruent econometric model.
JEL classification**:** C32, C53, E31.

MERINO GARCÍA, Antonio and GARCÍA RAMÍREZ, Rodnan

The petroleum market: a review of the most recent cycle and the medium and long-term outlook

Abstract: Since 2001, the petroleum market has experienced lengthy and sustained price increases, together with swift and momentous corrections. The most recent significant price drop, amounting to 61 per cent, was registered in mid-2014 and early 2015. The market is currently in a bull phase not without volatility, and a hike of 35 per cent was experienced from January to May 2015. This article analyses the dynamics of the fundamentals, geopolitics and financial investment in the petroleum market in the stage known as the supercycle, and it sets forth the key factors setting the short, medium and long-term trends.

Key words*:* petroleum, offer and demand, forecasts, supercycle.
JEL classification: L71, Q4, Q41, Q43.

PORTERO RODRÍGUEZ, Florentino

Petrol as a political weapon

Abstract: For some years, petrol has been a core fuel for energy generation. The fact is that energy is one of the keys to the wellbeing of societies, very particularly the most developed ones. This explains the significant strategic dimension of petrol that is, therefore, also a political weapon. Clear proof can be found in the decision adopted in 1973 by OPEC to stop supplying petrol to countries aligned with Israel or the invasion of Kuwait by Saddam Hussein's Iraq in 1990. The discussion focuses on how petrol has been used as a political weapon and shall continue to be a weapon, and this explains the endeavours of many countries to reduce their dependency on imported petroleum.

Key words: defence, energy dependency, asymmetrical conflicts, national security, European energy.
JEL classification: F13, Q38, Q43.

NORMAS PARA EL ENVÍO DE ORIGINALES

Los artículos que se envíen para publicar en ***Información Comercial Española. Revista ICE*** deberán ser originales, no publicados, ni en proceso de evaluación por otra publicación. Los trabajos recibidos serán sometidos para su aceptación a evaluación externa anónima.

1. Las contribuciones se enviarán en formato Microsoft Word, a la siguiente dirección de correo electrónico: *revistasice.sscc@comercio.mineco.es*

2. En la primera página se hará constar el nombre y dos apellidos, la fecha de conclusión del trabajo, así como la filiación institucional del autor y la forma en que desea que sus datos aparezcan.

3. La extensión del trabajo no será inferior a 20 páginas ni superior a 25 folios Dina-4, incluidos gráficos, cuadros, notas y bibliografía.

    a. Tipo de letra: Times New Roman 12, márgenes de 3 cm y párrafos con interlineado a doble espacio. Los encabezamientos de cada apartado, numerados, en minúscula y en negrita, distanciándose dos espacios del anterior párrafo. Las páginas irán numeradas correlativamente en la parte inferior. Los encabezamientos de cada subapartado se pondrán en redonda negrita, y el tercer nivel en cursiva.

    b. Las ecuaciones irán centradas y en caso de numeradas, a la derecha entre corchetes.

4. Todos los gráficos, cuadros o tablas han de ser originales y tendrán un número correlativo, el título en la parte superior y la correspondiente fuente y/o nota aclaratoria en la inferior izquierda. Se enviarán en archivo independiente y en formato Excel con suficiente calidad técnica. A lo largo del texto se indicará el lugar exacto en que ha de insertarse cada gráfico, cuadro o tabla.

5. Los artículos deberán incluir un resumen del contenido, que no excederá de 100 palabras en el que se reflejen los elementos más importantes. Se incluirán de 3 a 6 palabras clave que no coincidan con las del título, y de 2 a 6 códigos de materia según la clasificación del *Journal of Economic Literature* (JEL), para lo que se puede acceder en *https://www.aeaweb.org/jel/guide/jel.php*

6. Las citas de libros y artículos en el texto se indicarán entre paréntesis con el apellido del autor y el año. Ej.: (Martínez, 1991).

7. Las notas a pie de página irán integradas en el texto con las llamadas en el lugar correspondiente del mismo. Las referencias a siglas deben ir acompañadas, en la primera ocasión en que se citen, de su significado completo.

8. Los anexos se insertarán tras la bibliografía. Deberán llevar un título y una breve explicación del contenido.

9. Al final del texto se recogerá la bibliografía utilizada. Con el nombre de “Referencias bibliográficas”, en orden alfabético y siguiendo las normas de la Asociación Americana de Psicología Harvard-APA en *http://cibem.org/paginas/img/apa6.pdf*

Libros: (1) Apellidos, e iniciales de los autores, (2) año de publicación, (3) *título completo*, (4) lugar de publicación, (5) nombre de la editorial.

Ej.: FISHER, I. (2013*). Dinero, capital y crisis: escritos escogidos.* Madrid: Fundación ICO.

Ej.: EDVINSSON, L. y MALONE, M.S. (1997). *Intellectual Capital: Realizing Company's True Value by Finding its Hidden Brain Power*. Nueva York: Harper Collins Publishing.

Artículos: (1) Apellidos e iniciales de los autores, (2) año de publicación, (3) título completo del artículo entre comillas, (4) nombre de la revista (*en cursiva)*, (5) número y/o volumen, (6) páginas.

Ej.: VIÑALS, J. (1983)."El desequilibrio del sector exterior en España: una perspectiva macroeconómica". *Información Comercial Española. Revista de Economía*, nº 634, diciembre, pp. 27-35, Madrid.

Ej.: BARNEY, J. B. (1986). "Organizational Culture: Can It Be a Source of Sustained Competitive Advantage?". *Academy of Management Review*, vol. 11, nº 3, pp. 656-665.

Otras fuentes: para citar documentos de trabajo o informes, indicar claramente la institución que publica o edita el trabajo, la fecha y lugar de la publicación.

Ej.: COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (2013): *Informe sobre el efecto del día de la semana en la determinación de los precios de los carburantes*, Madrid.

Páginas Web: Si se incluyen en las citas alguna referencia a páginas web donde se hayan obtenido documentos, se pondrá la referencia completa de la dirección de internet y una indicación de la fecha de consulta.

Ej.: HILERA, J.R., GARCIA, E. y MARCOS L. (2010, febrero). "Análisis comparativo de estándares y modelos de calidad" Comunicación presentada en *el I Congreso Iberoamericano sobre Calidad de la Formación Virtual*: CAFVIR 2010, 24-26 de febrero. Alcalá de Henares: Universidad de Alcalá, pp. 168-17. Recuperado 20 de octubre de 2014 de *http://www.uah.es/biblioteca/ayuda_formacion/estilos_citas.html#harvard*

Ej.: UNIVERSIDAD DE GERONA (2012, enero). Portal Euroamericano de Historia y Antropología Jurídica. Recuperado 28 de noviembre de 2013, de

http://www.udg.edu/pihd/PIHD/Presentacio/tabid/14002/language/es-ES/Default.aspx

Los artículos publicados estarán disponibles en *www.revistasice.com*

INFORMACIÓN COMERCIAL ESPAÑOLA. REVISTA DE ECONOMÍA (ICE)

SUSCRIPCIÓN ANUAL

INFORMACIÓN COMERCIAL ESPAÑOLA. REVISTA DE ECONOMÍA (6 NÚMEROS/AÑO)			
	ESPAÑA 1 año	**UNIÓN EUROPEA 1 año**	**RESTO DEL MUNDO 1 año**
SUSCRIPCIÓN	75,00 €	90,00 €	90,00 €
Gastos de envío España	7,08 €	30,12 €	48,30 €
Más 4% de IVA. Excepto Canarias, Ceuta y Melilla	3,28 €		
TOTAL	**85,36 €**	**120,12 €**	**138,30 €**

EJEMPLARES SUELTOS

INFORMACIÓN COMERCIAL ESPAÑOLA			
	ESPAÑA 1 ejemplar	**UNIÓN EUROPEA 1 ejemplar**	**RESTO DEL MUNDO 1 ejemplar**
NÚMERO SUELTO	15,00 €	20,00 €	20,00 €
Gastos de envío España	1,18 €	5,02 €	8,05 €
Más 4% de IVA. Excepto Canarias, Ceuta y Melilla	0,65 €		
TOTAL	**16,83 €**	**25,02 €**	**28,05 €**

DATOS

Nombre y apellidos .....
Empresa .....
Domicilio .....
D.P. ..... Población .....
N.I.F. .....
Teléf. ..... Fax .....
E-mail .....

Transferencia a la cuenta de ingresos por venta de publicaciones del Ministerio de Economía y Competitividad
IBERCAJA. Callé Alcalá, 29. 28014 Madrid (España)
CÓDIGO CUENTA CLIENTE: 2085-9252-07-0330598330
CÓDIGO BIC DE IBERCAJA: CAZRES2Z
IBAN: ES47 2085-9252-07-0330598330

GOBIERNO DE ESPAÑA
MINISTERIO DE ECONOMÍA Y COMPETITIVIDAD
SUBSECRETARÍA
SECRETARÍA GENERAL TÉCNICA
SUBDIRECCIÓN GENERAL DE ESTUDIOS, INFORMACIÓN Y PUBLICACIONES

Suscripciones y ventas por correspondencia:
Paseo de la Castellana, 162, 8.ª planta. 28046 Madrid. Teléfono 91 583 55 07/06

Suscripciones a través de la página web del Ministerio de Economía y Competitividad
distribuciónpublicaciones@mineco.es

Últimos números publicados

Núm. 882
Financiación para el desarrollo. Una perspectiva comparada

Núm. 883
Una política económica para la recuperación

Núm. 884
España y las relaciones económicas transatlánticas

Núm. 885
Tamaño de las pequeñas y medianas empresas españolas

Números en preparación

La industria de la ciencia en España
Internacionalización de la inversión y la empresa

Revista de Economía

ICE

Información Comercial Española

Ministerio de Economía y Competitividad

9 770019 977006 00886

GOBIERNO DE ESPAÑA

MINISTERIO DE ECONOMÍA Y COMPETITIVIDAD