

ANÁLISIS Y PROPUESTAS



REFLEXIONES SOBRE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

Retos y oportunidades



BIBLIOTECA
DE LA ENERGÍA



CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA



CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

© Junio 2015, CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

Diseño y diagramación: Green Printing

Impresión: Green Printing

Depósito Legal: M-21561-2015

El Club Español de la Energía no asume responsabilidad alguna sobre las posibles consecuencias que se deriven para las personas naturales o jurídicas que actúen o dejen de actuar de determinada forma como resultado de la información contenida en esta publicación, siendo recomendable la obtención de ayuda profesional específica sobre sus contenidos antes de realizar u omitir cualquier actuación.

Quedan reservados todos los derechos. No está permitida la explotación de ninguna de las obras que integran la "Biblioteca de la Energía" sin la preceptiva autorización de sus titulares; en particular no está permitida la reproducción, distribución, comunicación pública o transformación, en todo o en parte, en cualquier tipo de soporte o empleando cualquier medio o modalidad de comunicación o explotación, sin el permiso previo y por escrito de sus titulares.

El Club Español de la Energía, en su afán por ofrecer la mayor calidad y excelencia en sus publicaciones, muestra una total disposición a recibir las sugerencias que los lectores puedan hacer llegar por correo electrónico: publicaciones@enerclub.es

Edita y distribuye:

Club Español de la Energía

Instituto Español de la Energía

Pº de la Castellana, 257-1ª planta

28046 Madrid

Tel.: 91 323 72 21

Fax: 91 323 03 89

www.enerclub.es

publicaciones@enerclub.es

ANÁLISIS Y PROPUESTAS



BIBLIOTECA
DE LA ENERGÍA

REFLEXIONES SOBRE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

RETOS Y OPORTUNIDADES



CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

IÍNDICE

PRÓLOGO	7
PRINCIPALES REFLEXIONES	9
1. Introducción	13
2. El contexto energético actual y las tendencias previsible	15
2.1 Población, crecimiento económico y energía	15
2.2 Energía y clima	16
2.3 Perspectivas energéticas mundiales: un marco de referencia	17
2.3.1 Tendencias energéticas globales	18
2.3.2 Tendencias en el sector petróleo: demanda, reservas, producción y refino	21
3. El trilema energético y la relevancia de la seguridad de suministro	25
3.1 Las políticas para asegurar el trilema energético y la seguridad de suministro	25
3.2 Elementos que afectan a la seguridad de suministro	29
3.3 La seguridad de suministro de los crudos de petróleo y de sus productos derivados	31
4. Exploración y producción	36
4.1 La inestabilidad política y la incertidumbre regulatoria en determinados países y regiones	36
4.2 La importancia del desarrollo tecnológico en la recuperación de petróleo	39
4.3 El papel de las compañías nacionales y las internacionales (NOC/ IOC)	43
4.4 La normativa de la UE vs EE.UU.: contratos, regalías y fiscalidad	44
5. Suministro y trading: transporte, mercados y precios	46
5.1 El contexto geopolítico y su influencia en el transporte de petróleo	46
5.2 El funcionamiento de los mercados y sus principales actores	47
5.3 Los precios internacionales del crudo y la difícil predicción sobre su evolución	49

6. Refino de petróleo	53
6.1 Situación actual del sector	54
6.2 Evolución previsible de la industria del refino	58
6.3 La incidencia de la política europea en el sector de refino europeo	62
6.4 Biorrefinerías y biocombustibles	67
6.5 Comentarios y reflexiones	69
7. Distribución y comercialización de productos en España	71
7.1 Distribución y logística	72
7.2 Comercialización	76
7.3 Existencias mínimas de seguridad y reservas estratégicas	78
8. Retos y oportunidades	80
LISTADO DE AUTORES	85
ANEXO 1. Productos y usos derivados del petróleo	87
ANEXO 2. Esquema del marco regulatorio europeo que afecta al sector refino	93
ANEXO 3. Listado de acrónimos y abreviaturas	94

PRÓLOGO

El Club Español de la Energía tiene entre sus principales objetivos, contribuir a una mejor comprensión de los diferentes temas relacionados con nuestro complejo sector a través de la publicación de varios estudios anuales sobre temas de interés y actualidad del mundo energético en cualquiera de sus vertientes, que se materializan en publicaciones que componen nuestra Biblioteca de la Energía.

Nuestra Asociación, tanto por la amplia representación de los agentes del sector que integra como por su vocación de aportar al debate constructivo, contribuye además, con estos trabajos, al diagnóstico y a la propuesta de soluciones generales y compartidas a los problemas existentes. Sin duda, la manera de seleccionar y elaborar los documentos así como la forma consensuada de aprobarlos, constituye una de las principales virtudes de esta actividad.

Constatando que desde el Club se llevaba tiempo sin realizar un análisis actualizado sobre el mundo del petróleo, en el mes de junio de 2014, decidimos poner en marcha un estudio en el que se analizase sus principales debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades, convencidos además de que existen muchos aspectos desconocidos sobre este sector, uno de los que más contribuyen al desarrollo industrial de nuestro país.

El resultado es el documento que el lector tiene entre sus manos, titulado “Reflexiones sobre la Industria del Petróleo: Retos y Oportunidades”, que realiza un recorrido descriptivo sobre aspectos que rodean las diferentes actividades de la cadena de valor de este sector, los cambios producidos en su industria en los últimos años, y cuál es su futuro previsible. Todo ello, centrándose en particular en España pero con referencias ineludibles al contexto internacional y europeo.

Las grandes tendencias de consumo a nivel mundial de productos del petróleo; su relevante papel en la seguridad de suministro; los importantes cambios que se están produciendo tanto en el ámbito de la exploración y producción como en el suministro y *trading*; la importancia del refino y la compleja situación por la que está pasando en Europa y en España; o el funcionamiento de las actividades de distribución y comercialización de pro-

ductos son algunos de los aspectos analizados. Además, temas clave como son el precio del crudo y su evolución, la petroquímica o aquellos de carácter regulatorio, son objeto de reflexión en el presente documento.

El estudio ha sido coordinado por Carmelo Mayoral de Lozoya, y en él han participado Isaac Álvarez Fernández, Juan Bachiller Araque, Jesús Gabriel García Ocaña, Antonio Gomis Sáez, Ignacio Manzanedo del Rivero, Antonio Martín Pascual y José Sierra López, todos ellos reputados expertos en las materias que se han analizado.

Agradezco sinceramente a todos ellos el intenso trabajo realizado durante el último año en la elaboración de este estudio y el buen resultado obtenido, esperando, sinceramente, que sea de especial interés y utilidad para el lector.

Pedro Miró Roig
Presidente
Club Español de la Energía

PRINCIPALES REFLEXIONES

El **petróleo, principal fuente energética** mundial en la actualidad, es **esencial** para nuestra sociedad y nuestra economía, siendo algunos de sus productos imprescindibles en diversas aplicaciones y utilidades, principalmente en el transporte y la petroquímica.

En los próximos años, su **consumo continuará aumentando**, aunque con **menores tasas de crecimiento**, y su papel seguirá siendo dominante (25% de la demanda global en 2040). Sin embargo, irá perdiendo protagonismo en la cobertura de la demanda, como consecuencia de la mayor penetración de otras fuentes energéticas. La **elevada densidad energética** de los hidrocarburos líquidos es una de las principales razones que justifican que el petróleo sea una de las energías primarias cuya importancia va a permanecer a largo plazo.

España, país con escasos recursos de hidrocarburos en su territorio, tiene una mayor dependencia energética que la media europea y mundial. Los países de la Unión Europea tienen que importar el 88% del petróleo que consumen, y España casi el 100%. A pesar de los esfuerzos españoles—así como el de los demás países europeos y del resto de países de la OCDE—para incrementar la demanda de fuentes energéticas autóctonas y de bajo contenido en carbono, en 2040 la **dependencia del petróleo de la economía española seguirá siendo superior a la media global**.

En este contexto, garantizar la seguridad de abastecimiento nacional del petróleo requiere, de una parte, **medidas que fomenten la producción autóctona** y que **diversifiquen los orígenes** del suministro y las **rutas** de tránsito. Por otra parte, el disponer de un **sistema logístico de máxima eficiencia** y de una **industria del refino propia**, eficiente, tecnológicamente avanzada, competitiva, y próxima a los centros de consumo, es vital para garantizar la diferente oferta de productos petrolíferos que demandan los sofisticados mercados europeos.

En **España**, el sector de refino de petróleo ha llevado a cabo **importantes inversiones** en los últimos años, lo que ha permitido colocar a las refinerías españolas en el **grupo de cabeza de la UE y del mundo**, aportando numerosos puestos de trabajo de alta cualificación y dotándolas de gran flexibilidad para adaptar su oferta a los mercados doméstico y de exportación.

A pesar de los importantes esfuerzos realizados, el **refino español**, como el europeo, se enfrenta a **desafíos de gran calado** para reducir sus costes y poder competir en su propio territorio y mercado con productos procedentes de otros países menos afectados por regulaciones medioambientales y mano de obra más económica.

La **supervivencia** de refinerías en España **dependerá de** su capacidad para mantenerse en permanente situación de **vanguardia tecnológica** y **máxima flexibilidad** para el procesamiento de cualquier tipo de crudo. Además, el mantenimiento de esta industria estará supeditado a la consecución de un **equilibrio entre las inversiones necesarias** para abastecer a un mercado propio enormemente complejo, con unas **políticas fiscales y medioambientales** que acompañen y fomenten la necesaria competitividad del sector de refino español. En este sentido, cabe recordar que la gestión y compromiso frente **al cambio climático es un reto mundial** y, como tal, ha de ser abordado a escala global. El **liderazgo europeo** en esta materia debe ser **proporcional y equilibrado al de otras regiones del mundo**, ya que si sus esfuerzos son desproporcionados y no acompañados por los de otros países, la industria europea -incluyendo la petrolera- podría ver afectada gravemente su competitividad.

Además de necesitar medidas para mantener y potenciar un sector de refino nacional, otras iniciativas son igualmente muy importantes. Así, en el ámbito de la **Exploración y Producción**, se debe **favorecer el conocimiento** y posterior **desarrollo de** nuestros **recursos autóctonos** de hidrocarburos convencionales y no convencionales; en el ámbito de la **distribución y comercialización**, se ha de **optimizar el uso de las instalaciones de almacenamiento** y **reducir** los largos **periodos de maduración** de las **inversiones logísticas**.

Asimismo, es fundamental seguir profundizando en los planes de **mejora de la eficiencia energética en colaboración** con terceros, principalmente con las compañías **fabricantes de automóviles**, a efectos de desarrollar programas conjuntos de dicha mejora y de reducción de emisiones de partículas y de gases de efecto invernadero, así como con los **consumidores**.

En este contexto, **sería importante** que el Gobierno español, dentro de sus **políticas de refuerzo industrial** y de creación de empleo, apostase por mantener y **potenciar la industria del petróleo como sector estratégico**. Esta atención especial por parte de la Administración, debe ser muy tenida en cuenta ya que **España**, a diferencia de otros países de nuestro entorno, **no cuenta con una planificación o estrategia a corto, medio y largo plazo** que tenga en cuenta todas las energías en una consideración integral, y menos aún una concreta para el petróleo.

Sería **conveniente contar con un análisis prospectivo** que permita dotar a España de un marco que cumpla con los tres pilares fundamentales de la política energética europea: seguridad de suministro, competitividad económica y sostenibilidad medioambiental, que incluya y tenga una **particular atención al sector refino**.

En lo referente a la regulación, sería imprescindible **una simplificación y revisión** del profuso, complejo y estricto **marco normativo y regulatorio** europeo, y por ende español, que permita a la industria del petróleo adaptarse a las necesidades de los productos demandados y ser más competitiva. La normativa no debería ser discriminatoria respecto a competidores de fuera de la UE y sí hacer homogéneo el tratamiento en todas las áreas geográficas con las excepciones que sean completamente justificables, todo ello dentro de un absoluto respeto a las medidas medioambientales. En este contexto, la Administración española debería **complementar el análisis de «Fitness Check» del refino** que se está llevando a cabo a nivel europeo, con objeto de adaptarlo a las particularidades de nuestro país.

Por último, para hacer frente a los desafíos y gestionar adecuadamente todas las oportunidades, se hace cada vez más necesario que la **UE acabe configurando un verdadero mercado de la energía completamente integrado**, con fuerza frente al exterior y con colaboración y reparto de papeles en el interior de la Unión. Además, es altamente recomendable el establecimiento de una **pronta y profunda colaboración entre Administración y sector petróleo español**, para poder enfrentar y superar los grandes retos a los que se enfrenta esta industria.

1. Introducción

Los productos petrolíferos están presentes en el día a día de cualquier país desarrollado, sus usos son conocidos por todos y la realidad es que la moderna civilización industrial depende de ellos.

El petróleo y sus productos resultan tan esenciales que, como escribió Daniel Yergin en su libro «La historia del petróleo», puede decirse que vivimos en una «sociedad del hidrocarburo». Nos proporcionan luz y calor y además, como combustible en los medios de transporte, son los principales responsables del trabajo de los motores de combustión interna. Adicionalmente a los usos energéticos de los distintos productos (propano, butano, y mezcla de ambos -GLP-, gasolinas, gasóleos, combustibles para aviación, bunker para navegación marítima, etc.), hay otros derivados del petróleo, que tienen su aplicación basada en propiedades no energéticas y que se consumen en diversas aplicaciones industriales, como los lubricantes, los asfaltos, el coque de petróleo, o todo lo que se fabrica gracias a la industria petroquímica, como pinturas, plásticos, fertilizantes, detergentes o medicamentos, entre muchos otros. Todos los días, millones de personas utilizan varios de los más de cuatro mil artículos o productos derivados del petróleo existentes¹.

Las fuentes de energía basadas en los hidrocarburos fósiles han jugado, históricamente, un papel relevante en el desarrollo de nuestra economía. Además, en cualquier horizonte temporal en el que se quiera pensar y efectuar previsiones realistas con alguna certidumbre, el petróleo jugará un papel relevante en la cobertura de la demanda de energía tanto a nivel mundial, como en nuestro entorno europeo y, por supuesto, en España.

Sin embargo, el objetivo permanente de las sociedades desarrolladas de disponer de modelos energéticos cada día más seguros, competitivos económicamente y sostenibles medioambientalmente, enfrenta a la industria del petróleo a importantes amenazas y desafíos. Al mismo tiempo, la situación de gran exigencia tecnológica, económica y de gestión empresarial, proporciona oportunidades diversas de nuevos negocios y desarrollos que las políticas energéticas de los países, la industria petrolera y los consumidores tienen

¹ En el Anexo I se incluye un listado completo de los principales productos, tanto energéticos como no energéticos, y sus usos más destacados.

la obligación de intentar gestionar adecuadamente mediante el trabajo conjunto y la continua colaboración. Sólo así se podrá alcanzar el nuevo modelo energético perseguido.

Entre los retos a afrontar cabe mencionar la necesidad de un volumen importante de inversiones en capital y tecnología, la fuerte regulación a la que se encuentra sometida la industria en la Unión Europea (fiscal y medioambiental), la introducción de materias primas y productos alternativos como sustitutos, o la percepción social reticente al desarrollo de actividades petroleras. Frente a estos desafíos, el sector cuenta, actualmente, con importantes fortalezas como: el desarrollo tecnológico de la actividad de Exploración y Producción - E&P -, que está haciendo posible la obtención de nuevas reservas comerciales; la mejora de la eficiencia energética; y la optimización de los costes asociados a sus diferentes actividades.

Estos retos y fortalezas de gran complejidad son analizados en el presente documento, junto con la situación actual del sector y aquellos aspectos que se consideran prioritarios para reflexionar en el horizonte temporal de 2040, tanto a nivel español como europeo.

Ha sido la intención de Enerclub que el trabajo sea riguroso pero al mismo tiempo sencillo de entender, con estilo didáctico, evitando en la medida de lo posible tecnicismos, para su correcta y ordenada exposición.

En la siguiente figura se muestra un esquema de los principales contenidos de los capítulos que siguen a continuación.

Figura 1.1 Estructura y principales contenidos del documento



2. El contexto energético actual y las tendencias previsibles

Bajo las premisas expuestas en el capítulo introductorio, conviene realizar un análisis de aquellos factores clave que están jugando y jugarán en los próximos años un papel fundamental en el sector energético, con especial incidencia en el petróleo. El segundo capítulo de este documento busca, por tanto, contextualizar y hacer referencia a estos aspectos, que son, la mayoría de ellos, objeto de un mayor análisis en los capítulos siguientes.

2.1 Población, crecimiento económico y energía

En 2014, unos 7.200 millones de habitantes poblaban el mundo. Las previsiones demográficas más rigurosas, comúnmente aceptadas, indican que esta cifra alcanzará los 9.000 millones en 2040 y su nivel de concentración en áreas urbanas, aumentará. De la población actual, 1.300 millones de personas no tienen acceso a la electricidad y unos 2.400 millones siguen utilizando la biomasa tradicional para cocinar.

La actividad económica está íntimamente relacionada con la demanda energética. Entre 1990 y 2012 la demanda de energía mundial creció un 0,6 % por cada punto porcentual de crecimiento del Producto Interior Bruto –PIB– mundial (medido en términos comparables). Por otra parte, el contingente de población, su concentración en áreas urbanas, y su nivel de vida afectan no sólo a la demanda energética sino también al *mix* energético requerido.

La combinación de los efectos del crecimiento económico mundial en los próximos años y la evolución demográfica probable, hace que la pregunta fundamental no resida en si el petróleo será o no será un insumo energético importante para nuestras economías, sino cómo garantizar el acceso a suficiente energía (de todos los tipos) para abastecer las necesidades crecientes de la población mundial.

2.2 Energía y clima

El Panel Internacional sobre Cambio Climático–IPCC², por sus siglas en inglés–en su quinto y hasta ahora último informe de 2014, ha concluido que la temperatura media de la tierra y de la superficie oceánica de nuestro planeta se incrementó 0,85 °C, en el período 1880 – 2012, siendo, según el texto, «clara la influencia humana en el sistema climático». El objetivo internacionalmente aceptado es el de tomar las medidas necesarias para limitar el incremento de temperatura a 2 °C, en relación a los niveles preindustriales, con el objeto de evitar cambios climáticos irreversibles y catastróficos³. Bajo el auspicio de las Naciones Unidas, y tras varios años de negociaciones, los países se comprometieron a comunicar, durante los primeros meses de 2015, sus intenciones políticas para contribuir a la consecución de este objetivo. Con todo ello, se espera alcanzar un acuerdo en París, en la 21ª Conferencia de las Partes –COP⁴, por sus siglas en inglés– que tendrá lugar en diciembre de 2015 y que se aplicaría a partir de 2020, fijando importantes objetivos que comenzarían a tener un impacto, como mínimo, en la década de 2020 a 2030.

A nivel europeo, y al margen de los por todos conocidos objetivos a 2020, el pasado mes de octubre, el Consejo Europeo aprobó el marco de actuación de la UE en materia de clima y energía, hasta el año 2030. En síntesis, es lo que se está denominando como la política 40/27/27 que fija para el total de la UE, principalmente, tres objetivos:

- Reducir al menos un 40% (43% para los sectores sujetos al comercio de derechos de emisión y 30% para los no sujetos) la emisión de Gases de Efecto Invernadero –GEI– en relación a 1990.
- Alcanzar como mínimo un 27% de cuota de energías renovables en el consumo total de energía.
- Mejorar al menos un 27% la eficiencia energética con respecto a las previsiones de consumo energético futuro, sobre la base de los criterios actuales.

Éste último objetivo es indicativo a diferencia de los dos primeros que son vinculantes. En el momento de redacción del presente documento, ni por parte española ni del resto de Estados miembros, existían objetivos individuales declarados, pero su contribución debe de formar parte de los objetivos comunitarios.

² Intergovernmental Panel on Climate Change

³ El IPCC estima que para tener un 50% de probabilidad de alcanzar este objetivo, el mundo no puede emitir a la atmósfera más de 1.000 Gt (miles de millones de toneladas) de CO₂ a partir de 2014. En 2012, las emisiones de CO₂ procedentes del sector energético ascendieron a 31,6 Gt, un 1,2% más que en 2011. De ellas, el 44% correspondieron al carbón, el 36% al petróleo y el 20% al gas natural.

⁴ Conference of the Parties

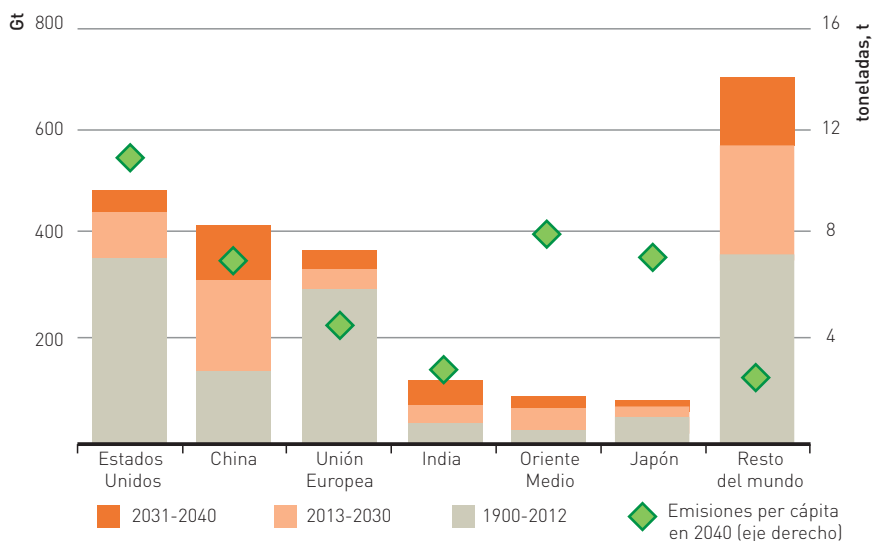
La pregunta clave es si el mundo será capaz de articular e implantar unas políticas que hagan compatibles la consecución de estos objetivos en materia de sostenibilidad ambiental, con el necesario desarrollo económico mundial y el suministro energético para conseguirlo.

Lo que parece claro es que el liderazgo europeo en materia de lucha contra el aumento de las temperaturas por encima de los dos grados debe ser proporcional o equivalente al de otras regiones del mundo.

En el ámbito energético se han hecho esfuerzos muy considerables. Así, por ejemplo, en algunas compañías del sector de los hidrocarburos, las emisiones por barril equivalente de petróleo refinado han bajado un 42% entre los años 1990 y 2012.

Los esfuerzos europeos en esta materia deben ir acompasados por los del resto de países para no ver castigada, de forma discriminatoria, la competitividad de su industria.

Figura 2.1 Contribución de las distintas regiones del mundo a las emisiones globales de CO₂ (Emisiones de CO₂ acumuladas relacionadas con la energía, *New Policies Scenario*)



Fuente: WEO 2014, AIE

2.3 Perspectivas energéticas mundiales: un marco de referencia

A finales de 2014, se publicó el «*World Energy Outlook 2014*» –WEO 2014–, la publicación anual de prestigio internacional de la Agencia Internacional de la Energía –AIE– que

analiza las perspectivas de los mercados energéticos mundiales así como sus implicaciones para la seguridad energética, la economía y el medio ambiente. El horizonte del estudio llega hasta el año 2040.

Las proyecciones se realizan bajo tres escenarios denominados: «*The New Policies Scenario*»; «*The Current Policies Scenario*»; y «*The 450 Scenario*». El primero de ellos es el que la AIE considera como el escenario central y es el que se utilizará como marco de referencia en este documento.

Ese escenario toma en consideración las políticas y medidas que afectan a los mercados energéticos que fueron aprobadas hasta mediados de 2014. Asimismo, asume la implantación gradual de medidas políticas adicionales que todavía no han sido desarrolladas y que son necesarias para la consecución de los objetivos energéticos específicos: programas de promoción y apoyo de las energías renovables; eficiencia energética; combustibles alternativos y vehículos adaptados, así como, compromisos para reducir las emisiones de carbono; reformar los subsidios energéticos, y expandir o desechar la energía nuclear.

En cada caso, la AIE establece un juicio (en ocasiones de forma muy prudente o cauta, según la propia Agencia) y toma una decisión. El resultado es, en suma, un conjunto plausible y que puede servir de forma razonable como marco de referencia. Hay que destacar no obstante que, con ese escenario, no se llegarían a cumplir los objetivos de lucha contra el cambio climático anteriormente mencionados.

2.3.1 Tendencias energéticas globales

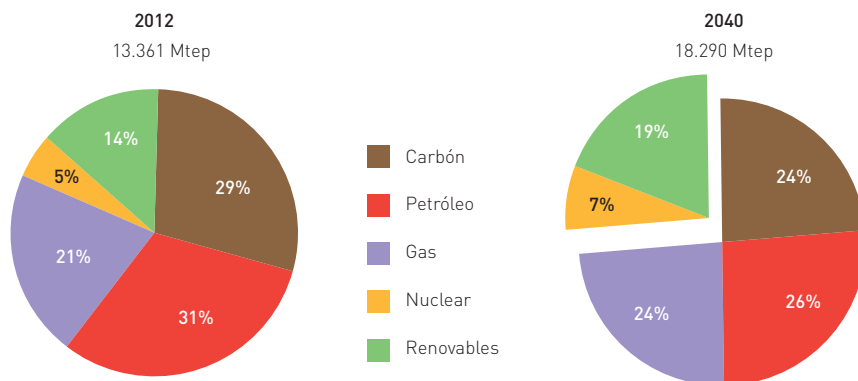
Globalmente, el porcentaje de crecimiento medio anual de la demanda total de energía primaria –TPED⁵, por sus siglas en inglés– será menor que el de las últimas décadas. Frente a una tasa anual de crecimiento del 2,1% en el período 1992-2012, se prevé un crecimiento anual del 1,3%, desde 2012 hasta 2025, y del 1%, desde 2025 hasta 2040.⁶

El porcentaje de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) ha permanecido relativamente estable de forma conjunta en los últimos treinta años, representando alrededor del 80% de la demanda total de energía. Según las previsiones, aunque en 2040 seguirán siendo los combustibles dominantes, su porcentaje irá disminuyendo de forma gradual, representado alrededor de un 25% cada uno de ellos. Las energías renovables representarán el 19%, y el resto lo ocupará la energía nuclear.

⁵ Total Primary Energy Demand

⁶ Esto hará que los 13.361 millones de toneladas equivalente de petróleo (Mtep, o MToe por sus siglas en inglés) de demanda total mundial en 2012 lleguen a 14.978 Mtep en 2020 y a 18.293 Mtep en 2040.

Figura 2.2 Participación de los distintos tipos de energía en la demanda energética primaria mundial en el *New Policies Scenario*



Fuente: WEO 2014, AIE

La tendencia hacia un mayor uso de las **fuentes de bajo contenido en carbono**, como renovables y nuclear, es mucho mayor en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico –OCDE–, que incrementarán su demanda energética total hasta 2040 en apenas un 3%, que en el resto. De hecho, se estima que en 2040, la UE tendrá un porcentaje de utilización de combustibles de bajo carbono del orden del 40%, y en el resto de países OCDE será del orden del 30%, mientras que en China y en India (responsables de casi el 50% del incremento de la demanda energética mundial), este porcentaje será de alrededor del 20%.

Más de la mitad del crecimiento previsto de la demanda se dedicará a la generación de energía eléctrica, resultado del proceso de electrificación que está sufriendo la economía mundial.⁷ El petróleo, que globalmente representó, en el año 2012, el 31% del consumo total de energía primaria, seguirá siendo la principal fuente energética durante todo el periodo de proyección, pero con tasas de crecimiento decrecientes: desde 0,9% anual, hasta 2020, y hasta 0,3% anual, en los años 2030. Con ello, en 2040 representará el 26%⁸ del TPED.

El **comercio de energía entre regiones** se incrementará en los próximos años. El petróleo continuará siendo la fuente energética con mayor movilidad; así, en 2012, únicamente el 50% del petróleo producido se consumió en la misma región, frente a un 79%

⁷ La generación eléctrica, que ya absorbe el 40% de la demanda primaria en 2012, alcanzará el 42% de la misma en 2040.

⁸ De acuerdo con otras fuentes como la «Energy Information Administration (EIA)» de los Estados Unidos, los combustibles derivados del petróleo permanecerán como la principal fuente de energía globalmente durante las próximas décadas. La demanda de petróleo y de todas las formas de energía crecerá en torno al 50% en el horizonte del año 2040.

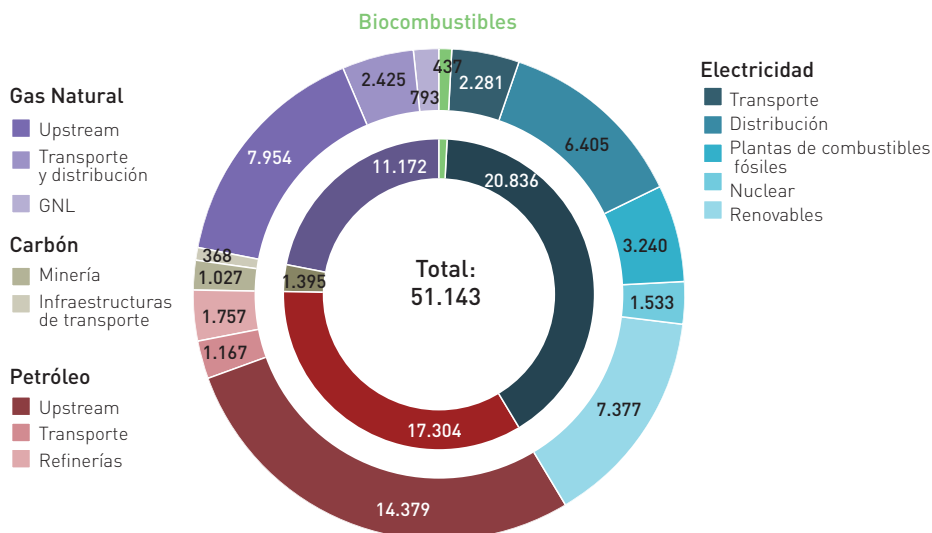
del gas natural y un 82% para el caso del carbón. El resto tiene que ser comercializado interregionalmente. Esta tendencia se incrementará en los próximos años y se espera que en 2040 los porcentajes de «autoconsumo regional» para estas fuentes energéticas sean del 48%, 78% y 77%, respectivamente.

En el caso de la UE, la situación es incluso más acuciante. En 2013, el 85% de las necesidades de petróleo, el 66% de gas natural y el 42% de carbón, tuvieron que ser importadas. Estas cifras, en el año 2040, serán 89%, 66% y 54%, respectivamente. En el caso español, con una dependencia energética en el entorno del 70%, casi el 100% del petróleo y del gas natural provinieron del exterior. Las implicaciones de estas tendencias sobre la seguridad de los suministros energéticos son impresionantes. Un análisis más detallado de las mismas se hace a lo largo del documento en diferentes apartados.

Las **inversiones** necesarias, en el lado de la oferta energética, para garantizar la cobertura de la demanda prevista son muy elevadas. Será necesario invertir, en el período hasta 2040, más de 51 billones de dólares (millones de millones de dólares – TUSD–). Se prevé que el sector de generación eléctrica será el principal inversor, con un 40,7% del total, al que sigue el sector petróleo, con un 33,9%; el sector gas natural, con un 21,9%, y el sector carbón, con 2,7%. Por su parte, en el de biocombustibles se invertirá el 0,8% del total.

Es de destacar que menos de la mitad de la inversión necesaria se dedicará para abastecer la demanda incremental de energía, ya que la mayor parte se destinará a compensar la declinación de los campos existentes de petróleo y gas natural y para sustituir a las plantas de generación eléctrica y otros activos que alcancen la obsolescencia antes de 2040. Para atraer el capital necesario, según indica la AIE, **jugarán un papel fundamental los aspectos regulatorios, políticas e incentivos gubernamentales**, más que las señales procedentes de mercados competitivos.

Figura 2.3 Inversiones acumuladas necesarias en aprovisionamientos energéticos a nivel global, por combustibles y tipo, Escenario de Nuevas Políticas 2014-2040 (billones de USD de 2013)



Fuente: WEO 2014, AIE

2.3.2 Tendencias en el sector petróleo: demanda, reservas, producción y refino

La **demanda mundial de petróleo**⁹, en 2013, fue de 90,1 millones de barriles por día -Mb/d-, y, según el escenario de referencia, alcanzará los 103,9 Mb/d, en 2040 (26% del total, como se ha comentado).

En el caso europeo, la demanda de petróleo fue de 12 Mb/d en 2013¹⁰, un 32% del total de energía primaria consumida en Europa¹¹. Se espera que en 2040, dicha cifra alcance el 22%. En cuanto a España se refiere, también en 2013, la demanda de petróleo constituyó un 43% del total del consumo de energía primaria. En 2014, esta cifra fue del 42,9%¹².

El consumo de petróleo en los países de la OCDE está en continuo retroceso¹³ a diferencia de lo que ocurre en países no OCDE¹⁴. Por cada barril de petróleo que se deja

⁹ World Energy Outlook 2014 (AIE). Incluye biocombustibles. El porcentaje que representa el petróleo en el TPED mundial para 2013 no está disponible en esta edición del WEO. La demanda mundial de petróleo, según el BP Statistical Review of World Energy June 2015, fue en 2014 de 92,1 Mb/d.

¹⁰ La demanda de petróleo en Europa, según el BP Statistical Review of World Energy June 2015, fue 13,8Mb/d en 2014.

¹¹ El porcentaje de participación corresponde a 2012 porque los datos de participación del petróleo en el TPED de la UE no está disponible para 2013.

¹² Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

¹³ Así, si en el año 2000 representó el 60% de la demanda mundial de petróleo, en el año 2013 éste porcentaje fue del entorno del 45% y se espera que en 2040 sea menos de un tercio del total.

¹⁴ En 2013, el consumo en el ámbito de la OCDE cayó en un 0,4% respecto al año anterior (-1,9% en la UE), mientras que en los países fuera de la OCDE se observó un incremento del 3,1%. Según el BP Statistical Review of World Energy June 2015, el consumo OCDE cayó en 2014 un 1,2%, mientras el consumo no OCDE aumentó 2,7% ese mismo año

de consumir en los países pertenecientes al organismo internacional, se espera que se consuman dos barriles adicionales en los países no miembros. Este desplazamiento del centro de gravedad de los consumos petrolíferos, supone un cambio histórico con muy relevantes repercusiones en el funcionamiento del sector energético mundial, tal y como se conocía hasta ahora, como se irá viendo en los capítulos sucesivos.

En relación a la estructura de la demanda de petróleo, ésta se concentra de forma creciente en dos sectores en los que la sustitución por otras alternativas es más cara y complicada: transporte (debido principalmente a la elevada densidad energética de los combustibles tradicionales) y petroquímica¹⁵.

Tabla 2.1 Demanda de petróleo por sector en el Escenario de Nuevas Políticas (Mb/d)

	1990	2013	2020	2025	2030	2035	2040	2013-2040	
								Delta	CAAGR*
Demanda total de petróleo	66.1	90.1	96.0	99.2	101.3	102.8	103.9	13.8	0.5%
Generación eléctrica	7.0	5.8	4.4	3.6	3.0	2.7	2.5	-3.3	-3.1%
Transporte	30.5	48.7	53.1	53.2	58.5	59.9	60.8	12.1	0.8%
Petroquímica	6.3	11.1	13.6	14.7	15.4	16.1	16.8	5.6	1.5%
de los cuales materias primas	5.4	9.7	11.9	12.9	13.7	14.4	15.0	5.3	1.6%
Otras industrias	5.5	5.0	5.0	5.1	5.1	5.1	5.1	0.1	0.1%
Edificios	7.0	7.8	7.4	7.0	6.6	6.4	6.4	-1.5	-0.8%
Otros**	9.8	11.7	12.4	12.7	12.7	12.6	12.4	0.7	0.2%

*Tasa de crecimiento anual medio compuesto

**Otros incluye agricultura, transformación, y otros usos no energéticos (principalmente asfaltos y lubricantes)

Nota: Los datos de 2013 muestran algunas diferencias marcadas respecto a los de 2012 (publicados en el WEO-2013) como consecuencia de la actualización de los factores de conversión volumétricos y la redistribución de la demanda sectorial de petróleo en algunas regiones

Fuente: WEO 2014, AIE

Como se observa en la tabla 2.1., la utilización de petróleo para la generación eléctrica, sector residencial y comercial, continuará disminuyendo, mientras que su utilización en la industria (excluyendo la petroquímica), permanece sensiblemente constante.

Es de destacar que, como porcentaje respecto al consumo total (considerando todas las energías) en cada sector, el petróleo disminuye en todos, incluido el transporte y la petroquímica.

¹⁵ Del consumo mundial de petróleo, cerca del 54% corresponde al transporte, y el 12% a la petroquímica. En 2040, estos sectores representarán casi el 75% de la demanda de petróleo, frente al 66% de la actualidad.

En el **transporte**, aunque en valores absolutos el consumo de petróleo aumenta (pasando de los 48,7 a 60,8 Mb/d, en 2040), el porcentaje citado, pasa del 94%¹⁶ actual al 85%, que se estima en 2040, como consecuencia de la mayor penetración del gas natural, biocombustibles y electricidad, incluyendo la hibridación, cuya implantación está siendo muy rápida en las grandes urbes.

En cuanto al sector **petroquímico** se refiere, en valores absolutos, el consumo de petróleo también aumenta (pasando de los 11,1 a 16,8 Mb/d en 2040), aunque se prevé que su participación disminuya en tres puntos porcentuales, desde el 74%¹⁷, en la actualidad, hasta el 71%, en 2040.

Por su parte, el **sector refino** tendrá que adaptarse: a la demanda de productos petrolíferos terminados en cada área geográfica y, principalmente, a la demanda de la cesta de combustibles para el transporte; a la calidad de las materias primas (petróleo y productos intermedios); a la adecuación, versatilidad y requisitos medioambientales de las unidades de proceso; y a las posibilidades de exportación de los excedentes generados en las refinerías.

La UE tiene una capacidad excedentaria de refino y unas unidades de proceso que, en parte, no se han modernizado, aunque no es el caso de España. El futuro de las refinerías que no hayan invertido en su adaptación a unidades de mayor conversión, será, como ya lo viene siendo, su transformación en parque de tanques de almacenamiento, la especialización en productos generalmente no energéticos (asfaltos, lubricantes, parafinas, petroquímica de base, etc.) o el cierre definitivo. En el capítulo 6 se analizan los problemas, retos y oportunidades de esta industria.

A diferencia de otros recursos energéticos, en lo que se refiere a la **producción de petróleo**, el volumen de reservas probadas de casi 1,7 billones (millones de millones) de barriles (incluyendo el petróleo no convencional), serían suficientes para cubrir los 944.000 millones de barriles a producir en el período hasta 2040. Adicionalmente, se tienen contabilizados más de 6 billones de barriles de recursos de petróleo técnicamente recuperables.

Es de destacar que la producción de petróleo de campos convencionales existentes en la actualidad disminuirá un 58% durante el período hasta 2040. Esta caída de la producción actual, alrededor de 38 Mb/d, tendrá que ser compensada por un incremento equivalente procedente de otros campos convencionales ya descubiertos, pendientes de desarrollo,

¹⁶ El crecimiento de la demanda previsto en el sector transporte (12,1 Mb/d entre 2013 y 2040) se concentrará casi exclusivamente en los países emergentes y en vías de desarrollo; los países OCDE disminuirán su demanda en todos los subsectores salvo en el de aviación. Más de 2/3 del crecimiento de la demanda se concentra en el subsector carretera y casi el 25% en el de aviación.

¹⁷ Sobre el sector petroquímico conviene destacar que el incremento de la demanda como materia prima (5,1 m/d entre 2013 y 2014), se concentra en China, Oriente Medio y EE.UU. La Nafta petroquímica procedente del sector refino, seguirá siendo la principal materia prima, pero su importancia relativa disminuirá (del 51% en 2013 al 47% en 2040), frente a una mayor importancia de las alimentaciones más ligeras, GLP y etano, fundamentalmente en América del Norte y Oriente Medio.

de campos todavía no descubiertos o mediante técnicas de mejora del factor de recobro de los campos actuales. Con todo ello, la producción de crudos convencionales, en 2040, será inferior a la producción actual. La aportación procedente de líquidos del gas natural -NGL¹⁸, por sus siglas en inglés - y de reservorios no convencionales, completará la producción necesaria. Un análisis de la situación actual y previsible evolución de ésta, parte de la cadena del petróleo que se detalla en el capítulo 4.

Un último elemento a tener en cuenta es el relativo a **los precios** del crudo, que habiendo mantenido una estabilidad en niveles altos durante los últimos tres años en torno a los 110 USD/b, se han desplomado en los últimos meses de 2014 y primeros de 2015, a niveles que no se conocían desde 2009, llegando, a menos de 50 USD/b. Muchas son las consecuencias que derivan del precio del petróleo y varias referencias a este tema se pueden encontrar dentro del capítulo 5.

3. El trilema energético y la relevancia de la seguridad de suministro

La seguridad de suministro, entendida como la «disponibilidad no interrumpible de fuentes energéticas a un precio asequible¹⁹», debe ser completada en su doble dimensión: del corto plazo, como la capacidad del sistema energético para reaccionar con prontitud a los cambios súbitos del balance oferta-demanda, y del largo plazo, considerando las infraestructuras necesarias para el suministro de energía en relación con los desarrollos económicos y las necesidades de sostenibilidad medioambiental.

Sin duda, por su especial relevancia al extrapolarse al ámbito del petróleo y de sus productos, y por ser un elemento que puede afectar a todas las actividades de la cadena de valor, requiere de un capítulo específico como el que sigue. En él se realiza un acercamiento al concepto de seguridad de suministro de forma general, para más adelante centrarse en el ámbito europeo y español. Además, se incluye un apartado específico para el sector del petróleo.

3.1 Las políticas para asegurar el trilema energético y la seguridad de suministro

La energía debe ser accesible, fiable y asequible, y estas tres cualidades son las que la UE toma como base para establecer los pilares de su política energética relacionados con la seguridad de suministro, la competitividad económica y la sostenibilidad medioambiental.

Un análisis riguroso del *mix* energético debe contemplar estos pilares y buscar el equilibrio adecuado a cada situación particular, añadiendo, además, la coordenada tiempo con el fin de prever la evolución del *mix* de fuentes energéticas utilizables en cada momento. Una visión holística es la manera correcta de buscar un sistema energético apropiado que cumpla con estos tres pilares de la política energética simultáneamente, tarea no exenta de dificultad.

En términos generales, la seguridad del suministro energético se ve condicionada por varios tipos de riesgos que afectan a la disponibilidad de la energía en los puntos de consumo. Así:

- Riesgos en el suministro o en la logística de abastecimiento, que pueden ser geopolíticos, si la energía es importada, o en el transporte desde el país origen al de destino, debido a accidentes naturales o cualquier otra causa.
- Discontinuidad en la producción de energía.
- Riesgos que afectan a las infraestructuras en los almacenamientos, distribuciones principales (troncales) o de llegada al punto de consumo (capilaridad), debidos a accidentes naturales o a fallos de los sistemas.
- Precios de la energía que la hacen inasequible para el consumidor, ya sea la industria, el sector terciario o el consumidor privado.

Cualquier política energética que tenga como objetivo garantizar la seguridad del suministro debe implantar un sistema de prevención, control y mitigación de riesgos que sean acordes con la matriz energética del país o con la supranacionalidad donde se aplique²⁰. Así, se debe tratar de buscar una dependencia del exterior lo menor y más diversificada posible, una logística y redes de distribución fiables y suficientes, un suplemento a la discontinuidad de producción, unos precios que permitan una producción doméstica competitiva y el acceso de todos los ciudadanos a las fuentes de energía que necesiten.

A modo de ejemplo, con el fin de promover la seguridad de suministro energético entre sus países miembros, desde su creación en 1974, la AIE ha desarrollado varios métodos que, a día de hoy, se concretan en varios objetivos:

- Mantener y mejorar los sistemas para hacer frente a las interrupciones del suministro de petróleo.
- Promover políticas energéticas en un contexto global a través de relaciones de cooperación con la industria, países que no son miembros y organizaciones internacionales.
- Desarrollar análisis sobre los mercados energéticos, considerando futuros escenarios cuya información sirva para tomar decisiones.
- Impulsar la sostenibilidad medioambiental y los objetivos climáticos mediante el fomento de la transición hacia una economía basada en la energía limpia a través del intercambio tecnológico y de políticas sostenibles.

²⁰ Refiriéndose a cualquier conjunto de países que apliquen una política energética común parcial o total.

Centrándose ahora en la UE, sus principales objetivos de política energética, de conformidad con el Tratado de Lisboa, son:

- Garantizar el funcionamiento del mercado de la energía.
- Asegurar el abastecimiento energético en la Unión.
- Fomentar la eficiencia energética y el ahorro energético así como el desarrollo de formas de energía nuevas y renovables.
- Promover la interconexión de las redes energéticas.

En la reunión del Consejo de la UE, celebrado en el mes de octubre de 2014, se refrendaron nuevas medidas destinadas a reducir la dependencia energética de la UE y a aumentar su seguridad de suministro, tanto en electricidad como en gas. En las conclusiones del Consejo se constató que la seguridad energética de la UE puede incrementarse recurriendo a recursos autóctonos y a tecnologías hipocarbónicas seguras y sostenibles, dejando la flexibilidad necesaria a los Estados miembros y respetando plenamente la libertad de éstos para determinar su combinación energética.

Asimismo, entre otras iniciativas, algunas de las cuales ya se han comentado en el capítulo anterior, se respaldó la toma de medidas urgentes para alcanzar un objetivo del 10 % de las interconexiones de electricidad para 2020 y del 15% para 2030, especialmente para aquellos Estados miembros que no hayan conseguido un nivel mínimo de integración en el Mercado Interior de la Energía -MIE-, como les ocurre a España y Portugal, o a los Estados Bálticos.

El 25 de febrero de 2015, además, la Comisión Europea publicó su estrategia para lograr una Unión de la Energía resistente y con una política de cambio climático orientada al futuro. En ella se establecen, en cinco dimensiones estratégicas interrelacionadas, los objetivos de la Unión de la Energía y las medidas detalladas que la *Comisión Juncker* adoptará para alcanzarlos, entre otras, nuevas normas que aseguren el suministro de gas y electricidad.

Entre otros aspectos, de acuerdo con la Comunicación²¹, en Europa, los factores clave de la seguridad energética son «la realización del MIE y un consumo de energía más eficiente. Ello depende de una mayor transparencia, así como de una mayor solidaridad y confianza entre los Estados miembros».

Además de las recientes medidas mencionadas, la legislación desarrollada para garantizar la seguridad energética en la UE tiene como exponentes principales las Directivas que se reflejan en el gráfico a continuación, que también incluye la legislación española sobre la materia.

²¹ COM (2015) 80 final-<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2015:80:FIN>

Figura 3.1 Legislación principal sobre Seguridad Energética: UE y España



- En amarillo, la legislación sobre electricidad y en azul sobre hidrocarburos fósiles
- Con fondo verde legislación que atañe a las energías renovables, combustibles alternativos y eficiencia energética

Fuente: Elaboración propia

En el caso concreto de España, la política energética a seguir debe también atender a los principios del «trilema energético», mediante el establecimiento de una matriz energética que tenga en cuenta un correcto balance oferta-demanda, que asegure la continuidad del suministro y el acceso de todos los consumidores a un precio razonable, y todo ello garantizando la sostenibilidad medioambiental.

En este sentido, y conociendo las particularidades del sistema energético español, las siguientes opciones deben ser convenientemente analizadas y combinadas para conseguir el objetivo previsto de seguridad de suministro:

- Diversificación de las fuentes de energía.
- Reducción de la dependencia energética del exterior: fomentando la producción autóctona de las energías primarias y secundarias que sean competitivas.
- Estabilidad de los suministros desde el exterior: mediante la diversificación de los orígenes, eligiendo áreas que aporten mayores seguridades en su geopolítica y en las rutas de transporte.

- Mantenimiento correcto y desarrollo necesario de las infraestructuras de producción: evitando sobredimensionamientos que encarezcan los precios de los productos energéticos.
- Aumento y multiplicidad de las interconexiones con otros países, sobre todo con Francia, con el objetivo de crear un verdadero Mercado Único de la Energía y permitir la desaparición del carácter de isla, caso de la Península Ibérica.
- Optimización económica de la cobertura de la discontinuidad de las energías que lo precisen.
- Fomento de la tecnología y materiales que permitan nuevas fuentes de energía limpias y competitivas.
- Promoción de una adecuada gestión de la demanda y de la eficiencia energética, como el sistema que aporta mayor competitividad, menor dependencia del exterior y mejor sostenibilidad medioambiental.

En España, además, con el objetivo de garantizar la seguridad de suministro, se ha limitado legalmente el porcentaje máximo de importación de petróleo y gas natural desde un único país origen y se han desarrollado, modernizado y diversificado las infraestructuras de almacenamiento, producción y transporte de combustibles derivados del petróleo, así como las de gas natural. Por lo que respecta a la producción de energía eléctrica, se han diversificado sus fuentes y se ha avanzado en la seguridad de suministro, gracias a una mayor contribución de las energías autóctonas, principalmente la eólica, a pesar de la necesidad de otra energía de respaldo.

3.2 Elementos que afectan a la seguridad de suministro

El *Institute for 21st Century Energy*²² publicó un estudio en el que tuvieron en cuenta diversos factores para conocer el grado de seguridad de suministro de un país: situación de las reservas y la producción de los combustibles fósiles; importación de dichos combustibles; gastos en energía, precios y volatilidad de los mercados; intensidad energética²³; sector eléctrico; sector del transporte; medio ambiente; e Investigación y Desarrollo -I+D-.

El análisis realiza una comparación, en el periodo que va desde 1980 a 2012, de los riesgos asociados a la seguridad energética, entre los Estados Unidos -EE.UU.- y los otros 24

²² *Institute for 21st Century Energy* • U.S. Chamber of Commerce (www.energy XXI.org): «International Index of Energy Security Risk» 2013 Edition

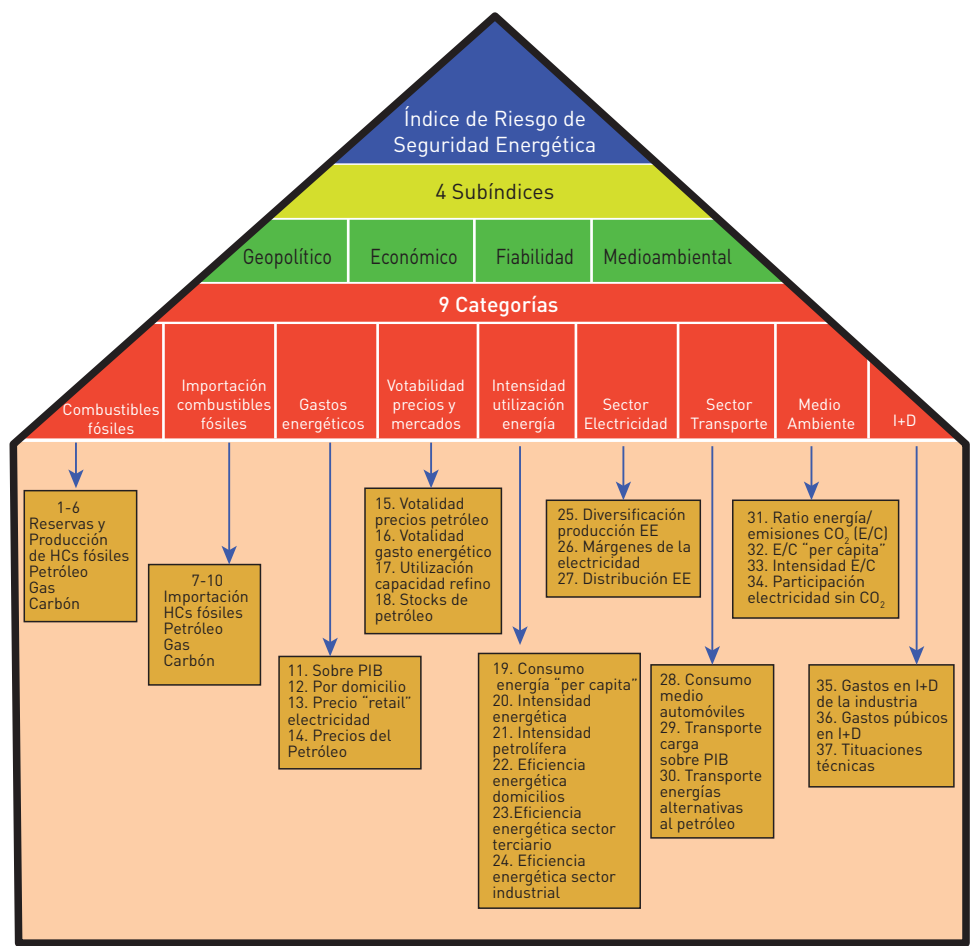
²³ Entendida como la relación entre la cantidad de energía consumida para proporcionar un servicio o utilidad y la cantidad de servicio o utilidad recibida. Normalmente, la intensidad energética de un país se calcula como el cociente entre el consumo energético de su economía y su producto interior bruto (PIB).

países de mayor consumo energético, entre los cuales está incluida España. Cada país plantea sistemas diferentes para garantizar su seguridad de suministro energético.

Noruega encabeza la lista de países como el país de mayor seguridad, mientras que España ocupa la posición decimotercera (en 1980 ocupaba la décima posición), siempre por debajo de la media de la OCDE.

El mencionado estudio identifica 37 elementos críticos que afectan a la seguridad de un sistema energético, partiendo de cuatro subíndices y 9 categorías.

Figura 3.2 Elementos críticos que afectan a la seguridad de un sistema energético



La situación de España en el *ranking* de los países grandes consumidores de energía se debe a la baja producción de energías fósiles, casi ausente en el caso del petróleo y gas natural, y muy pequeña en el caso del carbón. El empeoramiento de nuestro país con respecto a la posición en 1980, se debe a que otros países han ascendido en el escalafón (Dinamarca, Alemania y Francia) gracias a una menor exposición a la importación de energía y a una mejor intensidad energética, entre otros.

3.3 La seguridad de suministro de los crudos de petróleo y de sus productos derivados

La seguridad de suministro del petróleo va a venir dada por los nuevos descubrimientos, por la aplicación de nuevas tecnologías de producción y de recuperación de los yacimientos existentes, por los acontecimientos geopolíticos que se sucedan mundialmente y por las infraestructuras necesarias para el refinado y la puesta en el mercado de productos finales.

Actualmente, uno de los puntos clave para analizar la seguridad de suministro de los crudos del petróleo y de sus productos derivados tiene que ver con el gran **desbalance producción-consumo**, como se puede observar en el siguiente cuadro correspondiente al año 2014.

Tabla 3.1 Producción - Consumo en países OCDE y no OCDE, y la Unión Europea (Mb/d)

Millones barriles/día	Producción (*)	Consumo (**)	Desbalance	Ratio Reservas/Producción
Países OCDE	22,49	45,06	-22,57	30,3
Países no OCDE	66,18	47,03	19,15	60,1
Unión Europea	1,41	12,53	-11,12	11,2

(*) Incluye todo tipo de crudos de petróleo y condensados de gas natural. Excluye otros combustibles líquidos a partir de fuentes como la biomasa y derivados del carbón y petróleo.

(**) Demanda interna más búnkers internacionales de aviación y barcos, así como combustibles de refinerías y pérdidas. Los consumos de biocombustibles y derivados del carbón y gas natural también están incluidos.

Fuente: BP *Statistical Review of World Energy*, June 2015

La producción se concentró en diez países²⁴, los cuales representaron el 66,58% del total en el año 2014. Por lo que respecta a la UE, su producción representó el 1,59%. Existen manifiestos excedentes en Oriente Medio, Rusia y Oeste de África, así como notorios défi-

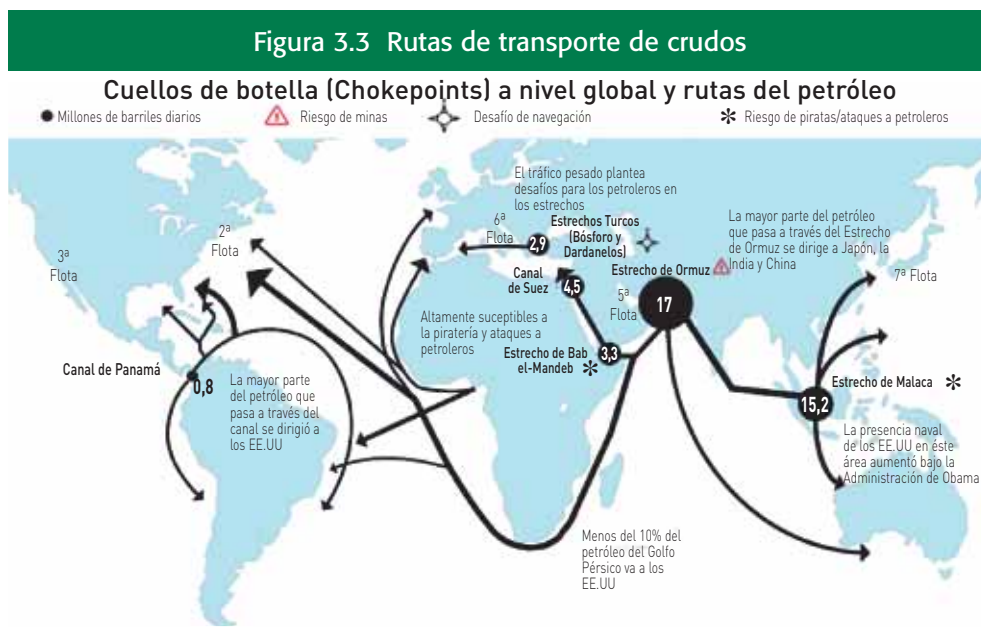
²⁴ EE.UU, Arabia Saudí, Rusia, Canadá, China, Emiratos Árabes Unidos, Iran, Iraq, Kuwait y México

cits en la Unión Europea y Extremo Oriente (China, Japón y Corea del Sur), mientras que en América del Norte se tiende hacia un equilibrio gracias a los aumentos de producción en EE.UU. y Canadá debido a la explotación de crudos no convencionales.

Por lo que respecta a **la capacidad de refino** de petróleo, otro aspecto fundamental para la seguridad de suministro y que se analizará en mayor detalle en el capítulo 6, América del Norte presenta déficit (8,2%) y la UE superávit (15,4%). No obstante, en lo que respecta a los tipos de combustibles consumidos, mientras que en América del Norte el ratio destilados medios (gasóleo y queroseno)/destilados ligeros (gasolina) es 38/62, en la UE es 71/29, lo que influye en el tipo de unidades de proceso y en los déficits-excedentes de los diversos tipos de productos. En ambas regiones el ratio se define por el tipo de combustible utilizado en el transporte, ya que el consumo en la industria y para necesidades de calefacción, está en franco retroceso en estas zonas.

Esos desbalances regionales requieren de grandes infraestructuras que, en el caso del petróleo, están dominadas por los oleoductos (cerca de 750.000 Km) y los buques-tanque (unos 10.000 petroleros). El tráfico internacional, entre las regiones productoras netas y las consumidoras netas, se mueve por tubería y por vía marítima, la gran producción de productos intermedios y finales de Rusia y de las macrorrefinerías de Oriente Medio, acrecienta, en el caso europeo, ese tráfico. Por tanto, **el transporte** es otro elemento crítico para mantener la seguridad de suministro, resultando de vital importancia que se mantengan seguras las áreas geográficas de producción, las líneas marítimas de navegación y los centros de almacenamiento de los países productores y consumidores, así como las refinerías de petróleo.

Los grandes movimientos entre regiones y países atraviesan puntos críticos cuya seguridad geopolítica es vital para que el suministro sea seguro y el coste de transporte competitivo, ya que existen alternativas de desvío pero que conllevan unos costes superiores y unos tiempos de viaje sustancialmente más largos. Los principales puntos estratégicos críticos o *chokepoints* son el estrecho de Ormuz y el estrecho de Bab el Mandeb en Oriente Medio, el Canal de Suez en Egipto, el estrecho de Malaca entre la Península Malaya y la isla de Sumatra, el canal de Panamá en América, los estrechos del Bósforo y Dardanelos que separan Europa de Asia, y el de Gibraltar entre Europa y África.



La AIE tiene un papel como garante de la seguridad del suministro de energía, y así requiere de sus países asociados que cumplan con dos obligaciones: mantener unos niveles de almacenamiento de petróleo de al menos 90 días de sus importaciones netas (aspecto que se desarrollará en detalle para España en el capítulo 7), y disponer de medidas de respuesta de emergencia que contribuyan a una acción colectiva en el caso de una drástica interrupción del suministro. La AIE promueve, además el diálogo y el intercambio de información, en materia de seguridad de suministro, con aquellos países que no son miembros de la Agencia.

En definitiva, garantizar la seguridad de suministro en el ámbito del petróleo dependerá principalmente de:

- Orígenes de crudo y productos intermedios, políticamente estables.
- Posibilidad de tratamiento (físico y económico) de calidades diversas y procesos de producción crecientemente sensibles a las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Rutas de transporte seguras y con costes y tiempos aceptables.
- Procesos de refinado que permitan atender de manera sostenible a la demanda de combustibles con especificaciones gradualmente más exigentes.
- Mercados receptores para colocar los excedentes de los mercados propios.

Por las diversas razones a las que se ha hecho referencia, la necesidad de disminuir la dependencia energética del exterior, y en especial de los países geoestratégicamente inestables, es por tanto fundamental a la hora de establecer una política energética adecuada para un determinado país.

España, por lo que respecta a su seguridad de suministro centrada en el ámbito del petróleo, tiene unas reservas y producción de crudo que pueden considerarse irrelevantes, por lo que debe importar la casi totalidad de sus necesidades²⁵. Los orígenes de los crudos importados en España, muestran que ningún país alcanza una cuota del 15%.

Tabla 3.2 Orígenes de los crudos importados en 2013 y 2014 en España (%)

Origen	% 2013	% 2014	Riesgo
Arabia Saudí	14,1	12,3	Origen y Transporte
Nigeria	13,2	16,8	Origen
Angola	6,2	8,9	
Argelia	5,5	3,5	
Libia	4,9	2,4	Origen
Venezuela	4,1	4,9	Origen
Irak	3,5	3,2	Origen y Transporte
Ecuador	0,4	0,2	
Total OPEP	51,8	52,2	
México	15,4	14,5	
Rusia	14,0	12,0	Origen
África (no OPEP)	6,3	5,1	Origen
Colombia	5,3	6,7	
Noruega	1,5	2,0	
Reino Unido	0,7	2,3	
Brasil	1,4	1,9	
Otros	3,6	3,3	
Total no OPEP	48,2	47,8	

Fuente: CORES y elaboración propia

²⁵ En el año 2013, la producción de petróleo fue de 368 kt para un grado de autoabastecimiento del 0,67%. El crudo importado alcanzó la cifra de 57.871 kt. En el año 2014, la producción de petróleo fue de 317 kt y el crudo importado alcanzó las 59.055kt. Fuente: CORES.

Se observa que el riesgo de suministro es equilibrado y diversificado entre los países pertenecientes a la Organización de Países Exportadores de Petróleo –OPEP- y los no pertenecientes. Por lo que respecta al riesgo, debido a las condiciones de inestabilidad política o riesgo en las zonas comerciales de las rutas utilizadas para el transporte (marinas o por tubería), se sitúa ligeramente por encima del 56% de las cantidades importadas en el año 2014. Sin embargo, se observa una dependencia del 41,1% concentrada en solo tres países, incluidos en el grupo de riesgo potencial de suministro: Arabia Saudí, Nigeria y Rusia.

Por último, cabe mencionar que la Ley 8/2015 del Sector de Hidrocarburos que modifica la Ley 34/1998 del mismo nombre, incluye novedades en relación con la normativa relativa a la Seguridad de Suministro en nuestro país. Esta Ley expresa en su contenido:

Preámbulo IV: «Las actividades de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos contribuyen a la riqueza del conjunto de la sociedad mejorando la seguridad de los suministros energéticos, creando riqueza mediante la generación de actividad económica y pago de impuestos y garantizan la sostenibilidad medioambiental mediante la aplicación de unos estrictos estándares de protección medioambiental.»

Art 2, Nueve. «Por el que se modifican los apartados 1,6 y 9 del artículo 52 de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, en su calidad de Entidad Central de Almacenamiento, tendrá por objeto la adquisición, constitución, mantenimiento y gestión de las reservas de hidrocarburos, incluidas las de gas natural en la forma y por la cuantía que se determine reglamentariamente, el control del mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad previstas en esta ley, así como la obligación de diversificación de suministros de gas natural.»

4. Exploración y producción

La actividad de exploración se refiere principalmente a aquella relacionada con la búsqueda de hidrocarburos, incluyendo los trabajos geológicos, geofísicos y de exploración de pozos hasta que se comprueba la existencia de cantidades comercialmente explotables. A partir de ese momento, entra en operación la producción de crudo. Esta actividad corresponde a la fase en la que se perforan pozos de desarrollo y los hidrocarburos se extraen de los mismos, se separan, se les elimina el agua, se almacenan y se transportan a los puntos de venta.

En estas dos actividades (comúnmente conocidas como E&P o *Upstream*), influyen tres factores, principalmente, que serán analizados en este capítulo. El primero de ellos, se refiere a las características geopolíticas propias de los países o regiones donde se encuentran los recursos y su regulación. El segundo, a las particularidades técnicas necesarias para llevar a cabo estas actividades. Y, en tercer lugar, al papel que juegan las Compañías en estas actividades, diferenciando si se trata de Compañías Internacionales–IOC²⁶ por sus siglas en inglés -(compañías privadas con actividades en diferentes países) o Compañías Nacionales–NOC²⁷ por sus siglas en inglés-(compañías estatales normalmente de países con grandes recursos). Explicar estos tres aspectos, constituye el objetivo principal de este capítulo.

4.1 La inestabilidad política y la incertidumbre regulatoria en determinados países y regiones.

El petróleo es un recurso no renovable, en manos de muy pocos países productores, cuya extracción futura cada día será más cara, requiriendo inversiones millonarias, con una demanda creciente muy poco elástica.

A los retos meramente técnicos y financieros, consecuencia de la necesidad de buscar yacimientos en aguas cada vez más profundas, como en Brasil, Angola o en las áreas polares; o de extraer el crudo de yacimientos cada vez más complejos, como los no con-

²⁶ International Oil Companies

²⁷ National Oil Companies

vencionales de EE.UU. o las arenas bituminosas de Canadá, se unen las incertidumbres políticas, particularmente en el Medio Oriente y norte de África, o en Rusia.

Fue en 1993 cuando por primera vez se refirió Richard Auty²⁸ a la denominada «paradoja de la abundancia», también llamada la maldición de los recursos naturales.

Hay países y regiones con una notable abundancia de hidrocarburos, pero con un limitado grado de crecimiento, y un desarrollo económico considerablemente inferior al de otros países, con menos recursos de este tipo.

Entre las razones que barajan los estudiosos²⁹ se indican motivos tan diferentes como: la disminución de la competitividad de otros sectores económicos derivada de una sobre apreciación de la moneda local; la volatilidad de los ingresos provenientes de estos recursos naturales lo que dificulta establecer programas a medio y largo plazo; la deficiente gestión de los excesivos recursos que hacen los respectivos gobiernos; la corrupción; el endeudamiento excesivo, derivado de una expectativa inagotable de estos recursos; y la falta de diversificación de las rentas generadas, haciendo del recurso extraordinario un monocultivo.

A la hora de analizar cuáles son los factores que inducen a la inestabilidad política de un Estado, o por qué unos Estados gestionan sus recursos mejor que otros, Anita Demkiv³⁰ realizó una clasificación de los Estados petroleros basada en dos criterios diferenciadores:

- Un nivel de producción superior o inferior a los 2 millones de barriles por día, y
- Una participación de la renta petrolera superior o inferior al 10% del PIB

Estos criterios³¹ permiten clasificar los denominados petroestados en tres tipos:

Tabla 4.1 Criterios de clasificación de los petroestados			
Criterios de Clasificación	Tipo I	Tipo II	Tipo III
1. Producción superior a los 2 millones de barriles por día	SI	NO	SI
2. Renta petrolera superior al 10% del PIB	SI	SI	NO

Fuente: Demkiv (2012)

²⁸ Auty, Richard M. 1993. «Sustaining Development in Mineral Economies: The Resource Curse Thesis». London.

²⁹ Sachs, Jeffrey D., and Andrew M. Warner. 1997. «Natural resource abundance and economic growth». Harvard.

³⁰ Anita Demkiv. 2012. «Political Instability in petrostates: the myth or reality of oil revenue as petrostate stabilizer». New Jersey

³¹ Si un estado produce menos de 2 millones de barriles por día y su renta petrolera es inferior al 10% del PIB no se considera un petroestado.

La clasificación de los países con los anteriores criterios arroja alguna luz sobre el tema:

Tabla 4.2 Clasificación de los petroestados según tipo		
Tipo I	Tipo II	Tipo III
Arabia Saudita	Guinea Ecuatorial	Estados Unidos
Rusia	Republica del Congo	China
Irán	Libia	Canada
Emiratos Arabes	Gabón	México
Nigeria	Azerbaiyán	Brasil
Kuwait	Angola	Noruega
Iraq	Chad	
Venezuela	Oman	
Argelia	Kazajstán	
	Republica del Yemen	
	Turkmenistán	
	Bahrain	
	Sudán	
	Ecuador	
	Qatar	
	Siria	
	Trinidad & Tobago	
	Países que han sufrido en su territorio un conflicto armado	

Fuente: Banco Mundial, Demkiv (2012) y elaboración propia

Una primera conclusión derivada de la tabla anterior es que la diversificación de la renta es un elemento estabilizador, más que el nivel de producción en sí mismo. En el mismo sentido, la tabla confirma la llamada «maldición de los recursos naturales» al observar cómo casi el 50% de los países tipos I y II han sufrido en su territorio un conflicto armado en los últimos 30 años. No cabe duda que ser un país de tipo I o II, significa un factor de riesgo para la estabilidad política.

La otra conclusión es que existe una elevada probabilidad de que la volatilidad en los próximos años sea un elemento consustancial al mercado de crudos y, consecuentemente, un país como España, dependiente y sin recursos petroleros, deberá, entre sus políticas prioritarias, asegurar su abastecimiento de crudo en el medio y largo plazo.

La incertidumbre regulatoria, entendida como riesgo de nacionalización, no afecta en el medio y corto plazo a los mercados internacionales de crudos. Las nacionalizaciones se ejercen sobre campos en producción desarrollados, con la inversión ya realizada. Sí afec-

tan en el largo plazo, siendo generalmente ese tipo de acciones fuertemente desincentivadoras de la inversión a riesgo, como es la exploración. En la historia petrolera se dispone de numerosos ejemplos al respecto: México, Venezuela, Libia, Bolivia, Argelia o Argentina.

Muchos de los países en los que se han nacionalizado los hidrocarburos, ante la caída de la producción derivada de la ausencia de inversión exploratoria, han promovido medidas incentivadoras, en algunos casos volviendo a privatizar la industria de la exploración y producción de los hidrocarburos. Un caso paradigmático es el de Bolivia con tres nacionalizaciones de los hidrocarburos y dos privatizaciones intermedias.

En los años 2006 y 2007, coincidiendo con la escalada del precio del barril de crudo hasta los más de 140 dólares alcanzados en 2008, multitud de gobiernos obligaron a las compañías a renegociar los contratos para permitir a las autoridades fiscales locales capturar el exceso de renta. Por este motivo, y porque los actuales contratos (la mayoría del tipo de reparto de producción o reparto de beneficios) tienen la estructura adecuada para que el fisco capture el exceso de renta, no son probables futuras nacionalizaciones, con el coste político y económico que tiene para la inversión extranjera.

4.2 La importancia del desarrollo tecnológico en la recuperación de petróleo

Otro de los importantes retos de la industria de los hidrocarburos en el ámbito de la E&P es conseguir el continuo reemplazo de la producción y de reservas, capaz de hacer frente a la doble dificultad de una demanda creciente y al constante e ineludible declino de los yacimientos explotados, como corresponde a un recurso no renovable.

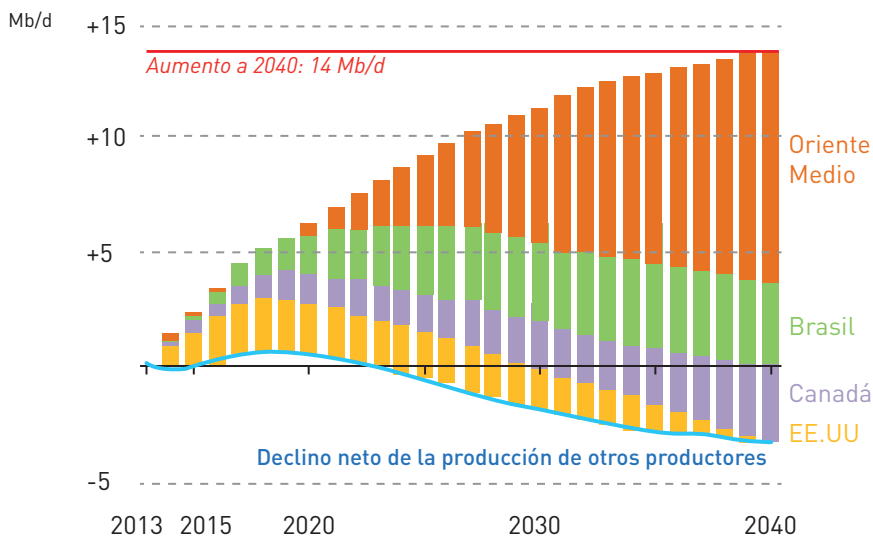
Al preguntarse de dónde vendrán las nuevas reservas probadas, hay que tener en cuenta que en el mundo están inventariadas unas 1.600 cuencas sedimentarias con posibilidad de generar hidrocarburos, de las cuales alrededor de 1.400 han sido ya exploradas en un grado notable. Quedan unas 200 cuencas poco o nada reconocidas, por encontrarse en lugares remotos (zonas polares, aguas ultra profundas, etc.) o inaccesibles (zonas protegidas, áreas en conflicto, etc.).

Más concretamente, se prevé que las nuevas reservas y la nueva producción provengan, en el horizonte 2040, de:

- a) Los yacimientos en áreas convencionales que se encuentran en esas 1.400 cuencas ya exploradas. Algunos elementos relevantes en este ámbito serán:
 - Las innovaciones tecnológicas que hagan más eficiente su exploración y posterior extracción, mejorando los factores de recuperación, tanto a escala de yacimiento como de cuenca.

- El inexorable alza de los precios (siendo poco probable que la coyuntura que hoy se vive continúe en el medio plazo), estimulará la búsqueda y puesta en producción de campos marginales pero que, gracias a las nuevas tecnologías, pueden pasar a la categoría de reservas.
- Los líquidos asociados a la explotación de grandes yacimientos de gas (Catar, Australia, Angola, y otros).
- La incorporación de áreas de petróleo convencional, ahora inaccesibles, pero a las que la necesidad y la ausencia de conflicto permitirá previsiblemente acceder (Alaska, Iraq, Siria, Sudán.).
- El incremento de la producción de crudo proveniente de Oriente Medio, previsto en un 19% en 2040 respecto a los niveles de 2014³² y ³³, aunque la exportación de crudo será de unos 21 mb/d, solo un millón de barriles más que los niveles actuales, debido al incremento del consumo local.

Figura 4.1 Previsiones en el crecimiento de producción de petróleo en EE.UU, Canadá, Brasil y Oriente Medio



Fuente: WEO 2014, AIE

32 BP World. Energy Outlook 2014

33 AIE. World Energy Outlook 2014.

- La aportación por parte de los grandes países suministradores (EE.UU., Rusia y Arabia Saudí³⁴) de un tercio de los hidrocarburos fósiles líquidos producidos.
 - El mantenimiento por parte de la OPEP de una participación del 40% en la producción mundial de líquidos en 2040, aproximadamente la misma que en 2013.
 - La dependencia, en la futura producción³⁵ de crudo, de la capacidad de Arabia Saudí para aplicar las tecnologías de recuperación mejorada de petróleo – EOR³⁶ por su siglas en inglés-, teniendo en cuenta que los campos saudíes de petróleo son extremadamente maduros. Se están ensayando opciones como inyección de gas, barrido con vapor, inyección de CO₂ y fluidos miscibles, y por supuesto la inyección masiva de agua. Con las tecnologías de EOR se pueden incrementar el factor de recobro hasta el 40% aunque con un coste adicional entre 20 y 60 dólares por barril. El petróleo fácil y barato de Arabia Saudí ha sido ya extraído. Hay quien piensa que sus reservas son uno de los secretos³⁷ mejor guardados por el Reino Saudí. Sus campos son muy maduros y la capacidad de la producción excedente no será fácil de mantener en el futuro. Eso sin descartar que el campo supergigante de Ghawar que lleva varias décadas produciendo en el entorno de los 5 Mb/d alcance su ocaso.
- b) Los yacimientos de crudo ligeros y semipesados en áreas convencionales, dentro de las 200 cuencas no reconocidas o insuficientemente reconocidas, y que fundamentalmente se encuentran en las zonas marinas (*offshore*) de aguas profundas y ultra profundas, tales como los márgenes este y oeste de Atlántico (Brasil, Angola, etc.), y en las zonas polares (particularmente del Ártico) donde existe un importante potencial exploratorio semejante al de los países más prolíficos de Oriente Medio.
- c) Los procesos de conversión de otros productos en combustibles líquidos, cuya aportación, importante en términos absolutos, será poco relevante en términos relativos:
- Biocombustibles: bioalcoholes y biodiesel
 - Gas a líquidos (GTL³⁸, por sus siglas en inglés)
 - Carbón a gas (CTG³⁹, por sus siglas en inglés) o carbón a líquidos (CTL⁴⁰, por sus siglas en inglés)

³⁴ AIE

³⁵ *The Waning Era of Saudi Oil Dominance. Current challenges and future threats to Saudi Arabia's influence over oil markets.* Febrero 2012

³⁶ *Enhanced Oil Recovery*

³⁷ M. Simons 2006. *The twilight in the desert.* New Jersey

³⁸ *Gas to Liquids*

³⁹ *Coal to gas*

⁴⁰ *Coal to Liquids*

d) Los aportes de yacimientos no convencionales de crudos pesados y extrapesados, junto con los petróleos ligeros de rocas compactas, conocidos con acrónimo LTO (*light tightoil*).

- Crudos extra-pesados (faja del Orinoco en Venezuela)
- Arenas bituminosas (Alberta en Canadá)
- Crudos ligeros provenientes de pizarras y lutitas (EE.UU., Estonia, Argentina, China y Oriente Medio...)

Resulta relevante detenerse brevemente en algunas cuestiones relacionadas con los recursos convencionales y no convencionales. La diferencia entre estos dos tipos de yacimientos de hidrocarburos, estriba fundamentalmente en que los no convencionales se encuentran en rocas generadoras, también denominadas rocas madres, cuyas características principales son: su elevado contenido en materia orgánica y que fueron sometidas a un proceso de maduración térmica.

Los hidrocarburos convencionales, requieren adicionalmente de un complejo proceso de migración del hidrocarburo, gas o petróleo, hasta alcanzar una trampa geológica conformada por una roca almacén, porosa y permeable, junto con una roca sello que mantenga preservados los hidrocarburos así almacenados hasta nuestros días.

Los hidrocarburos convencionales y no convencionales son del mismo tipo, y dentro de la natural diversidad de los hidrocarburos tienen una composición similar. Su diferencia es la roca que los alberga. En un caso están en la propia roca generadora, que por su constitución es de extremada baja permeabilidad, del orden de los 10^{-9} darcy⁴¹, y en otro caso se encuentran en una roca permeable, del orden de los 10^{-2} darcy. En esta notable diferencia de permeabilidades radica la necesidad de tecnologías de extracción diferentes.

Las tecnologías utilizadas en la producción de los hidrocarburos no convencionales se basan en tres técnicas ampliamente utilizadas en la industria convencional: la perforación horizontal, la fracturación hidráulica y la microsísmica. En este ámbito, existen tres consideraciones a tener en cuenta:

- Va a ser considerablemente difícil extender la técnica de extracción no convencional a los crudos ligeros en formaciones de baja permeabilidad o LTO fuera de los EE.UU., en los países de la OCDE, por la presión medioambiental que sufre la técnica de fracturación hidráulica.
- Es preciso tomar con cautela y espíritu crítico cualquier previsión a futuro, venga de donde venga, ya que normalmente suelen tener sesgos y no ser neutras. En el caso que nos ocupa, el establecimiento de las previsiones para ajustar un equilibrio entre

41 Unidad que mide la permeabilidad o facilidad con la que circula un fluido por los poros o fisuras de una roca

la oferta y la demanda de crudo debe tener en cuenta que, ésta última, está sujeta a menos incertidumbres que la primera. Es frecuente que la variable de ajuste en la estimación de la oferta sea la producción de Oriente Medio, y particularmente de Arabia Saudí, aprovechando el considerable desconocimiento que se tiene al respecto.

- Las estimaciones de recursos globales de hidrocarburos no convencionales están en una etapa muy temprana, se habla de recursos no de reservas, lo cual es indicativo de la incertidumbre de cualquier cálculo. Si bien, son ciertos dos aspectos:
 - Los recursos no convencionales están mejor repartidos que los convencionales, fruto de que la roca madre es al mismo tiempo la roca almacén, sello y trampa. No precisan del complicado proceso de migración hasta alcanzar una trampa y que se mantenga preservada.
 - En Oriente Medio hay unas excelentes rocas madres que han dado lugar a prolíficos yacimientos convencionales. Sin duda esas excelentes rocas madres darán lugar también a excelentes yacimientos no convencionales. Curiosamente su estimación raramente aparece en las estadísticas globales de recursos no convencionales.

4.3 El papel de las compañías nacionales y las internacionales (NOC/ IOC)

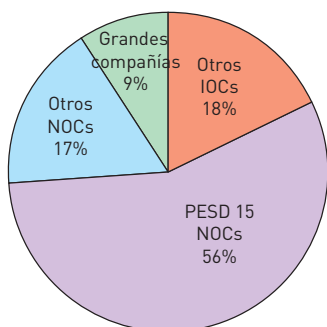
Pudiera parecer cada vez más difusa la línea que separa las NOC de las IOC, en cuanto que ambas comparten el objetivo de incrementar los beneficios y el tamaño de la compañía. Pero no es así.

Las NOC tienen o pueden tener otros objetivos, que consigan llegar a desdibujar la finalidad de maximizar su beneficio en el medio y largo plazo, como:

- Contribuir de un modo importante al presupuesto del Estado (Arabia Saudí, Argelia, India, México, Nigeria, Venezuela, etc.)
- Subsidiar los combustibles locales (Iraq, Irán, Venezuela, etc.)
- Servir de vehículo para establecer programas sociales que combatan el desempleo (Venezuela)
- Suministrar garantía de abastecimiento a la nación (Brasil)
- Contribuir a la política exterior del Gobierno de la nación (Rusia o Venezuela)
- Extender la vida de los recursos para las siguientes generaciones (Arabia Saudí, Catar, etc.)

Figura 4.2 Distribución de las reservas y producción de crudo entre las principales NOC e IOC

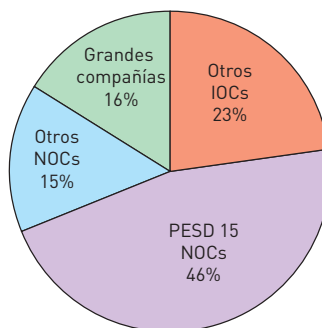
**Reservas de petróleo* a octubre de 2009
(primeras 1460 compañías petroleras)**



Total= 1,5 trillones de barriles

*Comercial Wood Mackenzie + reservas técnicas
(Todas las cifras de reservas y producción en base a los intereses del trabajo)

**Producción de petróleo 2008
(primeras 1460 compañías petroleras)**



**Total: 77 millones de barriles /día
(94% del total mundial)**

Las NOCs controlan el 73% de las reservas mundiales de petróleo y el 61% de la producción total

Fuente: Wood Mackenzie 2009 y Mark Thurber 2012. Stanford

Resulta bastante elocuente la Figura 4.2 en relación con el creciente papel protagonista que van a tener las NOC en el futuro, a pesar de que su propia naturaleza de algún modo las limita, fundamentalmente en materia de disponibilidad de capital y en los conocimientos aplicados de las últimas tecnologías. Ello no deja de ser preocupante si consideramos las notables inversiones que deben de abordar para mantener las previsiones de la oferta que realizan las agencias y compañías.

4.4 La normativa de la UE vs EE.UU.: contratos, regalías y fiscalidad

La mayoría de los contratos petroleros de E&P en el ámbito de la UE son del tipo contratos de concesión, también conocidos como *Tax & Royalty*.

Son dos las principales figuras impositivas que utilizan las autoridades fiscales para gravar los contratos:

- Una regalía sobre la producción en el entorno de 10 al 15%
- Un impuesto de sociedades sobre los beneficios obtenidos

Adicionalmente, cada Estado miembro de la UE es soberano para establecer políticas fiscales tendentes a estimular la inversión exploratoria, facilitar la puesta en producción de campos marginales, o a capturar lo que se puede considerar renta excesiva.

La gran diferencia entre el derecho anglosajón, que rige en los EE.UU., y el derecho latino, que impuso el Código Napoleónico en la Europa Continental, es que, en el primero, el propietario del terreno lo es también del subsuelo, y en el segundo, el propietario del terreno lo es hasta donde llega el arado, siendo el subsuelo propiedad del Estado.

Esta diferencia legislativa ha sido determinante en el éxito de la extracción de hidrocarburos no convencionales en EE.UU, al estar incentivado el propietario del terreno para que se perforara en su predio, al cobrar regalías y rentas de alquiler.

En España, recientemente, como se ha comentado, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo ha publicado la Ley 8/2015 del sector de Hidrocarburos que modifica la ley 34/1998 del mismo nombre. Una de las novedades incluidas, consiste en la introducción de incentivos a los propietarios y a los municipios afectados, lo cual puede ayudar a la exploración y producción de hidrocarburos autóctonos.

5. Suministro y trading: transporte, mercados y precios

El suministro comprende el conjunto de operaciones de compraventa y transporte, a gran escala, de petróleo y productos intermedios y finales. En estas actividades, al igual que en el *upstream*, la situación geopolítica de las áreas donde se encuentran los hidrocarburos juegan un papel fundamental, por lo que será uno de los principales aspectos analizados en este capítulo, en el que también se considerarán las vías de transporte de petróleo.

Además, con el objetivo de facilitar al lector la comprensión de esta actividad, se hace un acercamiento al funcionamiento de los mercados de petróleo y sus principales agentes, así como a los precios del mismo, otro elemento fundamental en este campo.

Todo ello se hace teniendo a Europa y España como referencia, ya que dependiendo del lugar de destino del suministro, las circunstancias pueden variar notablemente.

5.1 El contexto geopolítico y su influencia en el transporte de petróleo

Ya se ha visto que la estructura oferta-demanda de los diferentes mercados regionales exige el transporte desde las áreas geográficas con excedentes hasta las deficitarias. Es evidente que la situación política de los países de origen y destino, así como de los países y zonas de tránsito, juega un papel determinante a la hora del suministro estable y continuo a las refinerías y puntos finales de consumo.

En la actualidad, entre las grandes áreas excedentarias, Oriente Medio es, sin lugar a dudas, la más importante por sus mayores remanentes, calidades y bajos costes de extracción, lo que convierte a esta zona en determinante a la hora de regular los precios. Además, su ubicación geográfica equidistante de las dos grandes zonas deficitarias (Europa y Extremo Oriente), le permite poder realizar arbitrajes geográficos y mover sus petroleros hacia la zona de precios más altos con el fin de maximizar el beneficio. Por el contrario, la inestabilidad política y las constantes amenazas terroristas en la zona, dificultan o impiden las operaciones de carga y de transporte.

Rusia es otro de los grandes suministradores de petróleo a la UE, además de productos intermedios que sirven para completar las cargas a las unidades que componen los procesos de conversión de las refinerías. Es el tercer productor mundial de petróleo (tras EE.UU. y Arabia Saudí) y el segundo de gas⁴² (tras los EE.UU.) además de un gran exportador de productos intermedios y gasóleo.

El Norte de África, Argelia y Libia, principalmente, son de gran importancia a la hora de suministrar crudos ligeros a los países mediterráneos de la UE. La situación en Libia, que se puede considerar como de estado fallido en guerra civil, es especialmente preocupante. Argelia tiene una situación actual de mayor estabilidad.

El Oeste de África se ha convertido en uno de los suministradores principales de la UE y de España. Nigeria desde hace ya años y, últimamente, Angola, rivalizan en ser agentes importantes en lo que a suministros de crudos de calidad se refiere, especialmente ricos en destilados medios (queroseno y gasóleo).

La situación de los EE.UU. ha evolucionado enormemente en los últimos años, gracias a la producción de crudos de petróleo no convencionales; así, la producción doméstica unida a la creciente obtención de condensados en la producción de gas natural, les permitirá alcanzar en el corto plazo una situación de equilibrio entre oferta y demanda, además de ser exportadores de gasóleo.

Es, por tanto, necesario que los países europeos, cuya dependencia del exterior es creciente –y más teniendo en cuenta el declino de la producción en el Mar del Norte– adopten medidas de diversificación del riesgo en lo que respecta a países de origen del petróleo y productos intermedios y terminados, busquen alternativas para el transporte por zonas más seguras, optimicen la producción de productos terminados vía mayores conversiones en las refinerías e intensifiquen las medidas de eficiencia energética para reducir los consumos. En concreto, respecto a Rusia, dada la elevada dependencia que la UE tiene de su gas natural, sería conveniente analizar la posible instalación de gasoductos desde otros orígenes, la construcción de plantas de regasificación que permitan la recepción de gas natural licuado (GNL) y el aumento de interconexiones entre los diversos países europeos, para reducir dicha dependencia. Los aspectos relacionados con la seguridad de suministro ya se han analizado con mayor detalle en el Capítulo 3.

5.2 El funcionamiento de los mercados y sus principales actores

En los mercados del petróleo y sus productos derivados confluyen los agentes que hacen posible su funcionamiento:

- **Productores:** países productores de petróleo y condensados de gas natural o refinerías con excedentes de productos intermedios o finales.
- **Traders:** llevan a cabo las actividades de compra-venta, asumiendo riesgos pero sin capacidad física de utilización.
- **Brokers:** su misión es poner en contacto a compradores y vendedores, sin tomar riesgos sobre la mercancía; a cambio cobran una comisión.
- **Compradores:** son las refinerías, que suelen comprar petróleo y productos intermedios y vender productos terminados, y los consumidores finales ya sean industria, proveedores de servicios o clientes particulares.

Existen varios tipos de mercados:

- **Físico:** cargamentos⁴³ de crudo o productos, que se manifiesta en dos modalidades *spot* (puntual) y bajo contrato (a plazo).
- **Forward:** cargamentos en cantidades y bajo términos contractuales estandarizados, para entrega física o no, en un mes futuro. Se realizan, generalmente, a un precio fijo determinado. Si no hay entrega física se pueden compensar con pago en efectivo (*bookout*). Estas transacciones se realizan en mercados no regulados OTC (*Over-The-Counter*).
- **Futuros:** operaciones en cantidades y bajo términos contractuales estandarizados, que se efectúan a través de reconocidos mercados regulados o *exchanges* NYMEX (*New York Mercantile Exchange*) e ICE (*Intercontinental Exchange* en Londres). Raramente se realiza una entrega física ya que se suele cerrar la posición o compensar en efectivo (*cash settlement*).
- **Derivados u Opciones:** son mecanismos de gran variedad y complejidad que suelen utilizarse en aquellos casos en los que no existe un mercado de futuros directamente ligado a un producto determinado (por ej. fuelóleo para *bunker* marino ligado a crudo de petróleo Brent o queroseno de aviación ligado a gasóleo), o cuando el mercado donde se realiza la adquisición no tiene suficiente liquidez para realizar una operación de compra/venta en sentido contrario. Se trata de mercados no regulados OTC.

⁴³ «Cargamento o Cargo», se refiere a cantidades o volúmenes elevados que se transportan por vía marítima en buques tanques de gran tonelaje

Con frecuencia los mercados no físicos se utilizan para la cobertura de cargamentos físicos, con el fin de limitar el riesgo de cambio de precios del petróleo y sus productos derivados.

5.3 Los precios internacionales del crudo y la difícil predicción sobre su evolución

A pesar de ser un *commodity*⁴⁴, no existe un precio absoluto para cada tipo de petróleo, sino que hay una aplicación relativa de precios ligada a tipos de crudos que podríamos definir como de referencia (Brent, WTI, Dubai) en función de su calidad (ésta define la tipología de productos terminados que se van a obtener en función de las unidades de proceso de las refinerías donde se vayan a tratar) y el área geográfica de producción, que determina la seguridad de suministro así como el coste de transporte.

Por lo que se refiere a su economía, tanto la exploración y producción de crudo, como su refino para transformarlo en productos acabados, está ligada a elevados costes fijos y, proporcionalmente, costes variables muy reducidos (entre los que destacan como más importantes los energéticos), lo que determina que, atendiendo a estos fundamentos ortodoxos, a corto-medio plazo la elasticidad del precio de la oferta sea baja, si bien las grandes diferencias en los costes de extracción actuales permiten a algunos países, utilizar la herramienta de movimientos bruscos del precio (arriba y abajo) como arma política o para mantener su cuota de mercado. Asimismo, las enormes cargas fiscales que se aplican sobre petróleo en origen o productos acabados en los puntos de consumo, amortiguan enormemente la variación de los precios al consumidor final en su tramo descendente.

Los modelos de precios del petróleo han sufrido diversas vicisitudes a lo largo de su historia, partiendo de una primera época en la que las grandes multinacionales, integradas verticalmente, dominaban todas las etapas del mercado, siguiendo por un periodo de precios fijados unilateralmente por los países productores en base a contratos plurianuales, y control físico de la oferta por la OPEP. En la actualidad, las operaciones *spot* o puntuales dominan el mercado de las transacciones físicas, lo que es posible gracias a un exceso de oferta de capacidad de transporte. Por otra parte, asistimos a una posición hegemónica de los mercados de futuros que aportan una vertiente financiera que interactúa con los mercados físicos, y no solo para reducir el riesgo de las operaciones mediante su cobertura, por cambio de precios en los diferentes momentos de la compra y la venta (*hedging* en el argot), realizando una operación en sentido contrario (si compra, vende, y si vende, compra), sino que la actuación es, con frecuencia, puramente especulativa y la participación de grandes entidades bancarias es cada vez mayor.

⁴⁴ *Commodity*, se define como un producto o grupo de productos que tienen calidades similares y mercados internacionales transparentes y de fácil acceso para los agentes de compra y venta; por tanto, no existe valor asociado a una marca. En el caso del petróleo y de sus productos (intermedios o finales) existen múltiples mercados centralizados en varias áreas geográficas. Se trata no solo de compra/venta del producto físico, sino que también existen mercados financieros ligados a los mismos.

El precio del petróleo no es, en absoluto, predecible. Su evolución depende de múltiples factores entre los que se incluyen los relativos a la oferta y la demanda, pero también todos aquellos relacionados con la geopolítica del petróleo, ya que su papel relevante como energía en la matriz primaria mundial le reviste de una especial característica de elemento geoestratégico.

Actualmente, existe un exceso de oferta de petróleo debido principalmente a la desaceleración económica de los países importadores, como la UE y China, y al incremento en un 15,9% (2014 vs 2013) de la producción⁴⁵ en el país mayor consumidor del mundo, los EE.UU. (1/5 del total del consumo mundial en 2014), gracias a las nuevas técnicas de extracción de hidrocarburos no convencionales.

Según algunos expertos, el descenso de precios por debajo de los 50 USD/b se debe simplemente a estos movimientos de los mercados. Sin embargo, estas mismas circunstancias ya existían hace dos años. Cabe, sin embargo, aclarar que los países pertenecientes a la OPEP no han recortado la producción para ajustar la oferta y la demanda, pudiendo haber evitado el descenso de los precios⁴⁶. Además, estos niveles de precios podrían poner en dificultad, a medio y largo plazo, la producción de hidrocarburos con mayores costes, como son aquellos en aguas ultraprofundas y los extraídos por métodos no convencionales, lo que sin duda perjudica a determinados países.

En cualquier caso, la previsión de los analistas es que, en un periodo de 6 a 18 meses, el precio se estabilice en un entorno ligeramente por debajo de los costes de la banda alta de producción del *shaleoil* en los EE.UU.: 60-80 USD/b. A más largo plazo ese precio dependerá del incremento de la demanda.

Ya se ha citado que existen tantos precios de crudo como variedades o calidades del mismo, si bien se vinculan entre sí por utilizar referencias de crudos base (Brent, WTI, Dubai) que establecen precios relativos cuya variación determina el margen que pueden obtener los *traders* o compañías comercializadoras. Por otro lado, en los dos mercados de futuros de mayor importancia, NYMEX e ICE, se negocia diariamente varias veces la producción mundial de crudos.

Del total de crudo de petróleo consumido en el ejercicio 2014 (92,09Mb/d), alrededor del 42% (37,68 Mb/d) corresponde a transacciones internacionales. Ese mismo año, las transacciones internacionales de productos totalizaron 911,5 Mt/a (19,05 Mb/d). Estas cantidades son relevantes a efectos de formación de precios, ya que constituyen la base para la fijación de los mismos en los distintos mercados internacionales y nacionales.

⁴⁵ Pasando de ser el 11,63% al 13,13% de la producción mundial. *BP Statistical Review of World Energy, June 2015*.

⁴⁶ En este sentido, cabe citar declaraciones explícitas recientes del Ministro de Petróleo de Arabia Saudí, Ali al-Naimi, en las que ha reafirmado el compromiso de su país de no alterar los niveles de producción y el objetivo de mantener su cuota de mercado.

La información diaria sobre los precios de los cargamentos físicos de buques y de movimiento en barcas, se pueden encontrar en diversas publicaciones especializadas: Platts, Argus, OPIS, ICIS.

Los costes de transporte por vía marítima, «fletamentos», se negocian bajo dos modalidades:

- Contractual a plazo (acuerdos *time charter*).
- Puntual *spot* como porcentajes de las tarifas *WorldScale*, establecidas en función de la capacidad del buque tanque y de la distancia entre los puertos de carga y descarga.

La UE importa el 90% de su consumo de petróleo y España cerca de la totalidad.

Las principales exportaciones provinieron de:

Tabla 5.1 Importaciones de petróleo en 2014 en la UE y en España (Mt)

	EE.UU.	Canadá	México	América Central y Sur	Antigua URSS	Oriente Medio	África Norte	África Oeste	Resto	Total
Europa	32,3	3,6	9,5	18,2	295	102,6	74,1	72,9	14,6	622,8
España		0,2	8,6	16,7	7,1	9,1	3,9	10,3	3,2	59,1

Nota: Los datos para Europa se refieren tanto a crudo de petróleo como a productos petrolíferos. Los datos de España sólo se refieren a crudo de petróleo.

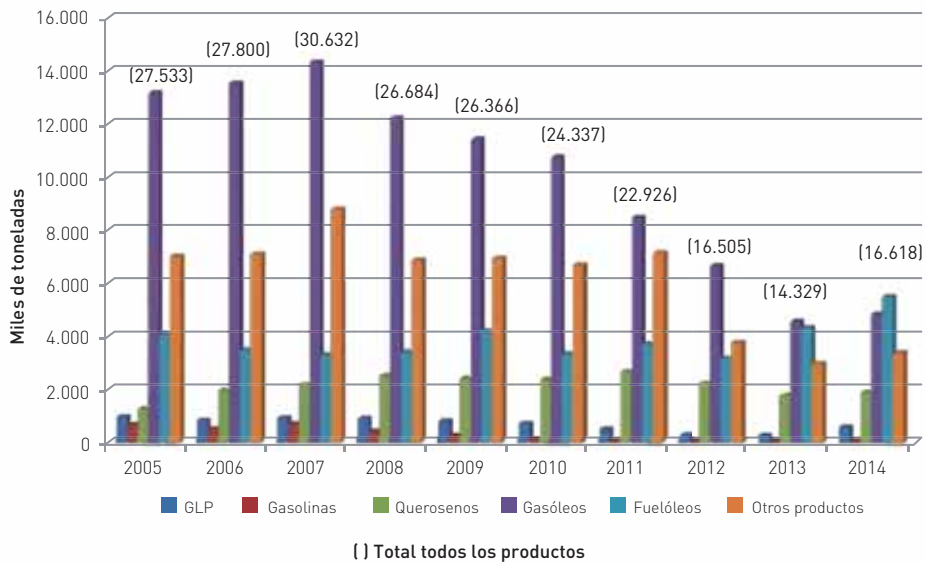
Fuente: BP Statistical Review of World Energy, June 2015 (Europa) y CORES (España)

En Europa, 446,9 Mt corresponden a crudo importado y 173,5 Mt a productos importados. Las exportaciones de Europa de crudo y productos fueron 11,6 Mt y 98,6 Mt respectivamente.

En España, además de los 59,1 Mt importadas de crudo de petróleo, se importaron 16,6 Mt de productos, de los cuáles 33% fueron fuelóleos, 29,6% gasóleos, 11,7% queroseno, 20,7% otros productos, siendo irrelevantes las importaciones de GLP y gasolinas. Además, se exportaron 19,34 Mt de productos terminados, de los cuales 33% fueron gasóleos, 18% gasolinas, 16% fuelóleos, y 30% otros productos, siendo las exportaciones de GLP y queroseno irrelevantes.

En la siguiente figura, se muestra la evolución de las importaciones de los distintos productos petrolíferos desde el año 2005.

Figura 5.1 Importaciones de productos petrolíferos 2005-2014



Fuente: Elaboración propia y CORES

6. Refino de petróleo

El refino es el conjunto de procesos de transformación del petróleo crudo en productos en especificación comercial.

La industria del refino tiene, por tanto, como objetivo principal satisfacer una demanda de productos petrolíferos en especificación de calidad, de la manera más eficiente, rentable y respetuosa con el medio ambiente - bien en su propio entorno o mercado interno, o bien en otros más alejados o internacionales- partiendo de una materia prima compuesta por crudos de petróleo y, a veces, completada por productos intermedios no acabados, tratando de obtener un beneficio económico representado por el «margen de refino»⁴⁷.

Por ello, es fundamental para esta industria conocer las demandas de productos de los mercados a los que ha de servir, junto con los diferenciales de precios de éstos respecto de los de la propia materia prima utilizada.

Como la elaboración de las bases de los diferentes productos es conjunta, para cumplir con la demanda de los mercados propios (en calidad y cantidad), se producen inevitablemente, la mayoría de las veces, unos excedentes de algunos productos que han de venderse en mercados considerados no propios. Alternativamente, en ocasiones, cabe importar aquellos otros productos requeridos que completen la producción propia, buscando, en los dos casos, cumplir con el mercado al que se sirve y balancear la producción de la manera más económica posible.

El presente capítulo describe la situación actual del sector refino y su evolución previsible a nivel mundial, europeo y español, haciendo además hincapié en la incidencia de la política europea sobre dicho sector.

⁴⁷ El margen de refino (MR) puede definirse como el valor de los productos obtenidos (V_p), menos los costes del crudo y otras materias primas utilizadas para obtenerlos (C_{mp}), puestos en refinería, menos los costes variables de producción (CV), es decir, $MR = V_p - C_{mp} - CV$

6.1 Situación actual del sector

Conviene reiterar algunos de los factores que se han ido mencionando a lo largo del presente documento, que permiten conocer la situación del sector del petróleo y cómo éstos influyen específicamente en la actividad de refino.

Como se ha puesto de manifiesto en el Capítulo 2, los indicadores de consumo energético en general, y también en el caso de los productos petrolíferos, continúan manteniendo una tendencia al alza a nivel mundial. Sin embargo, éstos últimos, tienen crecimientos diferenciados según las grandes áreas de consumo, lo que se refleja en la estructura de producción de las refinerías que los proporcionan.

La mayor parte de las refinerías se han instalado en la costa para facilitar el transporte tanto de las materias primas como de los productos acabados. Así cada refinería sirve a su *hinterland*⁴⁸ prioritariamente, y exporta o importa productos sobrantes o requeridos, respectivamente, según sus necesidades. Es el mercado el que manda, siendo además la razón más importante para la existencia de una refinería, porque siempre será más económico traer crudos para refinar que productos acabados, por razón del coste del transporte de unos y otros (para el crudo, pocos barcos y grandes, y para los productos, muchos barcos y más pequeños).

El sector refino tiene que adaptarse a la **estructura de los productos** demandados en cada área geográfica y, principalmente, a la demanda de la cesta de combustibles para el transporte. Así, por ejemplo, las refinerías americanas, a causa de la demanda de su parque móvil, han estado enfocadas a la producción de gasolinas por lo que han contado principalmente con unidades de conversión de lecho catalítico fluido - FCC, por sus siglas en inglés⁴⁹- que maximizan estas fracciones. En Europa, por su parte, la mayor demanda de gasóleo ha obligado a instalar en sus esquemas de refino unidades de conversión de hidrocrackeo que transforman fracciones pesadas, mayoritariamente, en destilados medios, tipo gasóleo y queroseno. Además, las refinerías deben ajustarse a la calidad de las materias primas, a la adecuación, versatilidad y requisitos medioambientales de las unidades de proceso y a las posibilidades de exportación de los excedentes generados en sus instalaciones.

A pesar de las mencionadas previsiones de aumento de consumo de productos petrolíferos a nivel global, en los últimos años, acuciada por la crisis económica, Europa ha visto estancarse y, en muchos casos, reducir los consumos de combustibles en niveles importantes.

⁴⁸ *Hinterland*: en este caso, zona de influencia geográfica del mercado de una refinería

⁴⁹ *Fluid Catalytic Cracking*

En el caso de España, desde 2008 se han sucedido años de constante **disminución del consumo**, siendo los productos petrolíferos más afectados las gasolinas, los gasóleos (en mayor proporción el de calefacción, sustituido por gas natural) y los gases licuados. También se han visto afectados fuertemente los lubricantes, asfaltos y el coque.

En la Tabla 6.1 se observan los decrecimientos que han tenido lugar tanto en España como en Europa entre los años 2008 y 2014. Los tres últimos productos citados en el párrafo anterior están recogidos en el epígrafe «Otros» de la tabla.

Si se comparan las reducciones en el conjunto de consumos de productos petrolíferos en España y en Europa en esos años, se observa que el porcentaje de caída en España ha sido mayor que en Europa (25,1 % frente a 15,0 %), siendo la contribución española al consumo total de Europa, inferior al 10% en los últimos años.

Tabla 6.1 Consumo de productos petrolíferos en España y Europa (2008-2014)
(Ktep/a y %)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	%2014 /2008
Gases Licuados (GLP)	1.980	1.840	1.852	1.654	1.602	1.588	1.654	-16,5
Gasolinas	6.296	6.013	5.677	5.299	4.923	4.656	4.617	-26,7
Queroseno	5.630	5.133	5.246	5.596	5.278	5.130	5.267	-6,4
Gasóleos	35.378	33.345	33.218	31.108	29.162	28.229	28.331	-19,9
Fuelóleos	11.637	11.147	10.408	10.475	10.161	8.628	8.646	-25,7
Otros	11.614	10.967	10.696	10.158	8.858	6.411	5.536	-52,3
TOTAL ESPAÑA	72.535	68.445	67.096	64.291	59.983	54.643	54.350	-25,1
TOTAL EUROPA	742.913	708.023	698.872	678.254	654.325	642.099	631.384	-15,0

Fuente: Elaboración propia con datos de CORES y BP Statistical Review of World Energy, June 2014

Por lo que respecta a las importaciones y exportaciones de productos derivados del petróleo, el año 2014 presenta un saldo favorable a las exportaciones de 2.719kt (16.618kt de importaciones y 19.337kt de exportaciones) con un saldo neto positivo en gasolinas, gasóleos y otros productos (fundamentalmente coque) y negativo en querosenos y fuelóleos. El desglose de las importaciones en los diferentes productos puede verse en la figura 5.1.

Como se ha mencionado, otra característica importante en esta industria es que se está produciendo un **desequilibrio en el consumo** entre las diferentes regiones del mundo.

Aunque el consumo global neto va en aumento, hay áreas que disminuyen su contribución como, por ejemplo, los países de la OCDE, mientras que otras presentan aumentos significativos, como los países asiáticos, hacia donde se está desplazando el centro de gravedad de los consumos petrolíferos. Todo ello tiene su reflejo en la evolución de la industria del refino en el mundo, particularmente, en la instalación de nuevas refinerías.

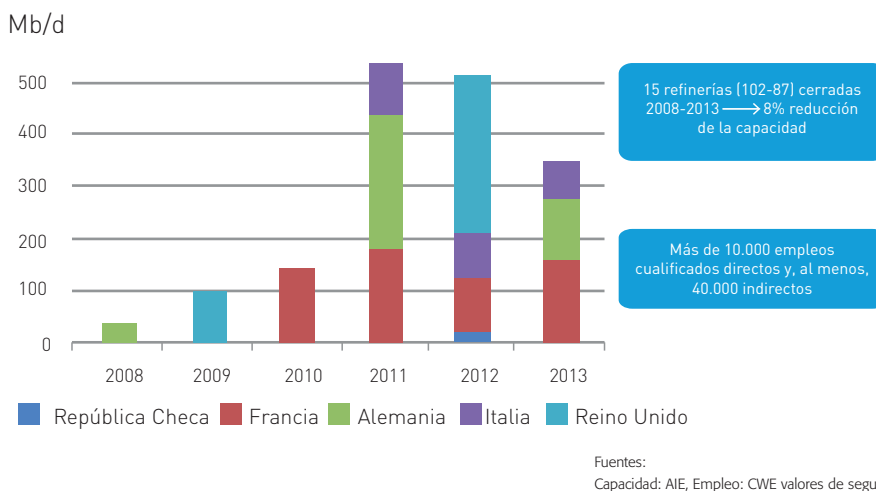
En relación con los **precios del crudo**, en el refino, su influencia no es tan relevante. Al refinador no le preocupa el precio absoluto de su materia prima, que tendrá sus implicaciones financieras, sino que lo que le importa es el margen del refino, derivado de la relación entre precio de crudo y los productos que de él obtiene. Sin embargo, con precios bajos del crudo sí se abarata el principal coste de producción, que es la energía consumida en sus procesos.

Otro asunto importante para la industria del refino está relacionado con el reto de **reducir las emisiones de GEI** y otras también que afectan al entorno local. Las nuevas políticas que se abren paso reclaman medidas eficaces, necesarias para evitar un incremento global de la temperatura media superior a los 2°C, en relación a los niveles de la era preindustrial, con una repercusión importante en el sector refino; que sean equilibradas entre todas las regiones y que, al mismo tiempo, sean compatibles con el desarrollo económico y la garantía de suministro, como se ha puesto de manifiesto en el Capítulo 2. De lo contrario, influirán notablemente en esta industria y encarecerán seguramente sus costes de producción.

Se destacan, en resumen, algunos hechos importantes que están afectando al refino en Europa, y en España, y que previsiblemente sus efectos se agudizarán en los próximos años:

- Desplazamiento de la demanda de productos petrolíferos hacia Asia y Oriente Medio, con participación mayoritaria global del gasóleo en el consumo para el transporte público, fundamentalmente.
- Depreciación de las cotizaciones internacionales de la gasolina con respecto al crudo y al gasóleo, con tendencia a que se sigan intensificando esas diferencias.
- Exceso de producción de productos refinados en Europa y desplazamiento de la capacidad de refino hacia la región asiática, particularmente a China, India y Oriente Medio, con las refinerías europeas en situación de mayor vulnerabilidad.

Figura 6.1 Cierre de refinerías en Europa (2008-2013)



Fuente: Presentación Chris Beddoes, FuelsEurope, 30 septiembre 2014

- Caída de los márgenes de refino en todos los esquemas siendo imposibles de mantener en refinerías de baja conversión⁵⁰, situación que se agravará en el futuro próximo.
- El porvenir de las refinerías europeas que no se hayan modernizado invirtiendo en su adaptación a unidades de mayor conversión (no es el caso de las españolas) será, como ya lo viene siendo, la transformación en parque de tanques de almacenamiento, la especialización en productos generalmente no energéticos (asfaltos, lubricantes, parafinas, petroquímica de base, etc.) o el cierre definitivo.
- Los esquemas de refino ya se han adaptado a las estrictas especificaciones de productos de la normativa internacional y europea, sobre todo en contenido de azufre⁵¹.
- La cesta de crudos refinados en Europa tiende a ser más pesada y más agria, es decir, de menos °API y mayor proporción de azufre⁵², que son más baratos aunque su procesamiento sea algo más caro y complicado y requiera más capacidad de desulfuración.

⁵⁰ Se entiende por refinerías de baja conversión aquellas que no disponen de unidades (tipo FCC e Hck) que transformen fracciones pesadas del petróleo en fracciones ligeras.

⁵¹ Faltan los combustibles marinos que pasarán de 3,5% a 0,5% de azufre -S- y en áreas de control de emisiones de SOx (SECA por sus siglas en inglés), de 1% a 0,1% S

⁵² El grado API es una medida tradicional de la densidad de un crudo (cuanto más bajo °API, más pesado es el crudo). En cuanto al azufre, a mayor contenido de azufre menos apreciado es un crudo, ya que es un elemento indeseable que ha de eliminarse en el proceso para cumplir las especificaciones de los productos.

- La caída de la demanda de productos petrolíferos, en Europa, en el horizonte considerado de 2040, puede llegar a ser elevada respecto de la actual, debido principalmente: al incremento de eficiencia en los motores de combustión, al desarrollo de los vehículos híbridos y eléctricos, a la contribución de los biocombustibles en el *blending* y a la sustitución de fuelóleo y *bunker* por gas natural.
- La obligación de utilizar biocombustibles en mayor proporción en los combustibles de automoción, aumentará los excedentes de gasolinas⁵³ en un momento en que la exportación de éstas a EE.UU. está en franco declive.
- Las refinerías tendrán que adaptarse a una nueva dieta de crudos y de productos intermedios. Crudos más pesados y mayores cantidades de condensados (fracciones ligeras del petróleo) así como crudos no convencionales, tanto ligeros como extrapesados. Los extrapesados requerirán un tratamiento *in situ* para mejorar sus características en relación con el transporte (fluidificación) y la eliminación parcial de azufre y nitrógeno e, incluso, mejorar su relación hidrógeno/carbono (para hacerlos más atractivos en el proceso).

6.2 Evolución previsible de la industria del refino

El sector global del refino tiene que realizar importantes inversiones para poder acomodarse a la nueva demanda geográfica y al cambio de composición de las alimentaciones disponibles, particularmente en Europa que continúa teniendo un amplio exceso de capacidad de refino sobre el consumo interno previsto.

En concreto, en España, el sector del refino ha invertido cerca de 7.000 mil millones de euros en los últimos años, para la adaptación de sus refinerías (9 en total con una capacidad de producción de cerca de 1 millón y medio de b/d - ver Figura 6.2 - situada en tercer lugar de la UE, por detrás de Italia y Alemania), dotándolas de nueva capacidad de conversión, en coherencia con la demanda de productos y calidades. Otro tanto ha ocurrido en la vecina Portugal.

⁵³ Aumentarán en la misma proporción en que se añadan los biocombustibles. Si en el caso de la UE se añaden, por imperativo legal, un 10% de biocombustibles, las gasolinas aumentarán en esa proporción o rebajarán las cantidades de gasolina fósil procedente de las refinerías.

Figura 6.2: Refinerías existentes en España y capacidad total de total de producción



Capacidad de refino en España (2014) de 1.556.000 b/d, equivalente a 77,9 Mt/año

Fuente: Memoria AOP 2014

En el contexto mundial, la procedencia del suministro de productos petrolíferos también está cambiando. Una mayor parte de productos llegará al mercado, y cada vez más, sin tener que pasar por refinerías. Los líquidos derivados del fraccionamiento del gas natural húmedo, las gasolinas y gasóleos (producidos vía CTL o GTL, con la tecnología *Fischer-Tropsch*) y los biocomponentes incorporados a las gasolinas, van a hacer disminuir la contribución de la industria del refino a la composición de los productos acabados. En cualquier caso, es todavía prematuro establecer una predicción para la producción de combustibles con origen en el gas natural – GTL- o en el carbón –CTL-, dada la aún falta de competitividad frente a los combustibles generados en el refino del petróleo. Si se produjera un desarrollo mayor que el actual, que se encuentra en un estado incipiente, y la viabilidad económica lo permitiera, la dependencia se trasladaría hacia aquellos países que disponen de abundantes reservas de gas natural de bajo coste de extracción.

Como resultado, mientras el total de la demanda global de líquidos está previsto que crezca en 17 Mb/d, entre 2013 y 2040, la de productos procedentes de refinería lo hará solamente en 10 Mb/d. En la tabla siguiente se presenta este desglose.

Tabla 6.2 Demanda total global para líquidos, crudo y productos en el escenario de nuevas políticas (Mb/d)

	2013	2020	2040
Demanda total de líquidos	91.4	98.1	108.5
Biocombustibles	1.3	2.2	4.6
Demanda total de petróleo	90.1	96.0	103.9
CTL/GTL y aditivos	0.9	1.1	3.1
Uso directo de crudo	1.4	1.0	0.4
Demanda total de productos petrolíferos	87.8	93,8	100.4
Productos de fraccionamiento (procedentes de GNL)	7.7	9.1	10.2
Demanda de productos de refinería	81.1	84.8	90.0

Fuente: Elaboración propia con datos del WEO 2014, Agencia Internacional de la Energía

Con respecto a la **capacidad de refino**, incluyendo separación de condensados, está previsto que aumente 16 Mb/d, entre 2013 y 2040, en términos netos⁵⁴. China acumula un tercio de la nueva capacidad, seguida de cerca por India y Oriente Medio. África, Brasil y el Sudeste asiático también adicionan una capacidad significativa.

Globalmente, se prevé que para 2040 se excedan los 108 Mb/d de demanda total de líquidos, mientras el funcionamiento específico del sector de refinerías sólo llegará a 87 Mb/d en dicha fecha, lo que provocará una mayor presión sobre los márgenes de refino y obligará a la eliminación de subsiguientes capacidades, particularmente en Europa.

La evolución de la capacidad neta de refino trae consigo cambios en los que, en determinadas regiones, se produce una reducción significativa y en otras, un aumento notable. Analizando por regiones, se observa que la utilización de la capacidad de refino disminuye más de 7,8 Mb/d, en conjunto, en Europa, Norteamérica, OCDE Asia y Rusia, y aumenta cerca de 17,4 Mb/d, especialmente en China, India y Oriente Medio. La razón de estos movimientos está en la correspondiente trayectoria de la demanda local que es el principal vector que domina estos cambios. En la siguiente tabla se recoge esta evolución.

⁵⁴ Nuevas instalaciones, por 19 Mb/d, y bajas de 3 Mb/d, principalmente correspondientes a refinerías de nulo o bajo rendimiento económico

Tabla 6.3 Capacidad de refino mundial total y utilizada en el escenario de nuevas políticas (Mb/d)

	Capacidad en 2013	Capacidad neta adicional en 2040	Capacidad utilizada			Capacidad en riesgo	
			2013	2020	2040	2020	2040
Europa	16.8	(0.6)	13.3	12.0	10.0	2.3	4.6
Norteamérica	20.8	0.9	18.3	18.8	16.5	0.1	2.7
China	11.6	5.6	9.4	12.1	14.6	0.4	0.2
India	4.4	3.2	4.3	4.9	7.4	—	—
OCDE Asia	8.0	(1.4)	6.6	5.7	4.7	0.5	1.1
Sudeste asiático	4.8	1.8	3.9	4.2	6.0	0.2	0.1
Rusia	6.2	0.3	6.0	6.1	5.2	—	0.1
Oriente Medio	7.7	4.0	6.6	8.5	10.6	—	—
Brasil	2.0	1.3	2.0	2.4	3.1	—	—
África	3.5	0.8	1.9	2.4	3.4	0.6	0.4
Otros	6.8	0.2	5.0	5.3	5.5	0.6	0.7
Total	92.6	16.1	77.3	82.4	86.9	4.7	10.1

Nota: la «capacidad en riesgo» se define, para cada región, como la diferencia entre la capacidad de refino instalada y la capacidad de utilización, con inclusión en esta última de un 14 % de asignación a tiempo de paradas y disfunciones.

Fuente: Elaboración propia con datos del WEO 2014, Agencia Internacional de la Energía.

Como se ha dicho, la industria del refino europea tiene una situación desfavorable para competir en un mundo en el que la demanda de petróleo se desvía hacia los mercados asiáticos, por varios motivos. Por una parte, el consumo local europeo está en declino estructural, mientras el refino de Rusia y EE.UU. puede exportar productos en grandes volúmenes cuyos márgenes están soportados por crudos locales propios. Así, la industria del refino europea está compitiendo con refinadores de otras regiones en su propia casa y en los principales mercados, como los del norte y oeste de África. Por otro lado, China e India, cuya producción de crudo previsiblemente estará por debajo de sus niveles de demanda, están aumentando su capacidad de refino y utilización, soportados por el crecimiento de sus mercados internos y el coste del transporte de larga distancia del producto refinado.

Frente a estas desventajas, también cabe mencionar algunas fortalezas del sector refino europeo como: estar estrechamente integrado con el sector de la petroquímica; contar con excelencia tecnológica y muy buenos niveles de eficiencia energética; y mano de obra altamente cualificada (la segunda entre todas las industrias manufactureras de la UE); además de ser una de las industrias más innovadoras en términos de productos y procesos.

En relación al **consumo final por sectores**, como ya se adelantaba en el capítulo 2, la mayor utilización del petróleo está previsto sea para el transporte y la petroquímica. Sin embargo, según la AIE, la demanda de petróleo para el transporte, en 2040, aumentará solamente un 25%, a pesar de que el número de vehículos se duplicará en esa fecha,

en parte consecuencia de la mejora de la eficiencia del motor de combustión interna, los biocombustibles y la hibridación de motores, entre otros.

Cabe destacar también los importantes cambios en la estructura de la demanda de productos petrolíferos en el sector transporte. El principal producto petrolífero usado en este sector a nivel mundial, es la gasolina, con una demanda de 22 Mb/d, seguido del diesel (gasóleo de automoción) con 18 Mb/d. Esta situación se prevé que se revierta a mediados de los años 2030 por el relativo menor incremento de la demanda de gasolina, como consecuencia del impacto de los requisitos de mayor eficiencia de los nuevos vehículos ligeros y el creciente consumo en la navegación.

La demanda de queroseno para aviación se verá incrementada. Se vislumbra difícil la sustitución del *jet fuel* por biocombustibles, ya que se necesitan procesos adicionales de acabado (hidrogenación) que encarecen mucho el producto y lo hacen poco competitivo. La densidad energética superior del *jet fuel* hace muy poco probable la utilización de otras energías alternativas.

En lo relativo a la navegación marítima, el GNL va a jugar un importante papel en la sustitución del fuelóleo de elevado contenido en azufre. Otra opción será el diesel marino de bajo azufre o la instalación de *gas scrubbers*⁵⁵ para limpiar el azufre del *bunker* marino pesado.

Conviene aclarar que, entre los países no OCDE en vías de desarrollo, la evolución del cambio energético seguirá pautas diversas que no serán, necesariamente, las señaladas anteriormente.

Por último cabe destacar, que los combustibles fósiles no convencionales —tales como el LTO, GTL, arenas bituminosas, etc.—, jugarán un importante papel para cubrir las necesidades hasta 2040, lo que requerirá también grandes inversiones y adaptación de los centros de refino a sus peculiaridades y tratamientos.

6.3 La incidencia de la política europea en el sector de refino europeo

A los retos relacionados con la evolución previsible del sector refino descrita, hay que añadir aquellos relacionados con el impacto producido por la normativa europea y nacional que le atañe, y que requiere de un apartado por sí mismo.

Es un sentir muy generalizado que en la UE hay un exceso de normativa así como una falta de adecuación a los sectores a los que se aplica, que trae como consecuencia una mayor lentitud en el desarrollo de los procesos regulatorios, además de causar un coste

■ 55 Depuradores o lavadores de gases

económico importante. En el informe «Hiperregulación en la Unión Europea»⁵⁶, elaborado por el Foro Europa Ciudadana, en el que ha contribuido un grupo de profesores de la Universidad Complutense de Madrid, a cuya cabeza se encuentra el doctor D. José Carlos Cano Montejano, profesor de Derecho Constitucional de la mencionada Universidad, se pone de manifiesto que, según datos de la propia UE, «las instituciones europeas aprueban 3.076 normas jurídicas al año, entre reglamentos, directivas y dictámenes». Esto supone una media de 280 normas al mes y 18 al día. Así, desde el año 2000 hasta 2013, las Instituciones Europeas han producido 39.832 normas jurídicas: 27.568 reglamentos, 2.098 directivas y 10.654 decisiones, lo que explica que más del 70% de las leyes de los Estados miembros procedan de Bruselas. «Una directiva de la Unión Europea implica entre 30 y 300 medidas de transposición para que el Derecho nacional pueda adaptarse a los requisitos comunitarios», señala el documento.

Tanto en el ámbito europeo como nacional, se han empezado a cuantificar los efectos económicos y de otro tipo de este exceso de normativa. Un informe del *think tank* «Foro Europa Ciudadana» estima que la reducción de cargas regulatorias en la UE «podría generar un aumento del 1,5% en el PIB comunitario, lo que supondría más de 150.000 millones de euros».

Afortunadamente, las administraciones correspondientes están tomando cartas en el asunto, poniendo en marcha distintos programas con la finalidad de establecer las bases a las que debe ceñirse toda regulación existente y futura, lo que en inglés se conoce como *fit for purpose*.

Así, en la Unión Europea se ha puesto en marcha la *Smart Regulation Policy*⁵⁷, basada en la idea principal de que toda norma jurídica, entre otros aspectos, debe ser más eficaz y eficiente en la consecución de los objetivos de interés público; aportar verdadero valor añadido al sector que regula; provocar beneficios amplios a costes mínimos; respetar los principios de subsidiariedad y proporcionalidad; y lograr un marco simple, claro, estable y predecible para todos: empresas, trabajadores y ciudadanos.

Dentro de este marco, la Comisión ha iniciado un programa denominado «*Regulatory Fitness and Performance Programme*» -REFIT⁵⁸-, que es un proceso en continuo que afectará al ciclo global de cualquier normativa y que da gran importancia a la obtención de información y a la participación de todas las partes interesadas.

En España, se aprobó la Ley 20/2013⁵⁹, que establece los principios y normas básicas que garantizan la unidad de mercado, esencialmente a través de una mejora de la regulación, al objeto de crear el entorno más favorable a la competencia y a la inversión.

56 http://www.cen7dias.es/BOLETINES/422/Informe_FEC_Hiperregulacion.pdf

57 http://ec.europa.eu/smart-regulation/index_en.htm

58 http://ec.europa.eu/smart-regulation/refit/index_en.htm

59 Ley 20/2013, de 9 de diciembre, de garantía de la unidad de mercado.

Para ello, la ley define un modelo de refuerzo de la cooperación entre el Estado, las Comunidades Autónomas y las Entidades Locales. Esta ley podría suponer un incremento de 1,52% del PIB en diez años por la actividad económica que generará (estimada en unos 1.500 millones anuales). Además, facilitaría la creación de empresas, sin necesidad de pedir hasta 17 licencias distintas para operar, eliminando los costes derivados de ello.

Entrando en el sector que nos ocupa en este capítulo —el refino—, cabe en primer lugar, hacer una breve mención, aunque sea esquemática, al amplio marco regulatorio europeo existente que se aplica y que, de alguna manera, está afectando a su competitividad. Para ello, se ha representado en la siguiente figura los asuntos más relevantes de este sector que se ven afectados por distintas normativas a nivel comunitario.

Figura 6.3: Asuntos más relevantes del refino afectados por la regulación comunitaria



Fuente: Elaboración propia

Las refinerías y otras infraestructuras relacionadas con la actividad están en el ámbito europeo reguladas, entre otras, por las siguientes medidas, cuya finalidad principal es la

protección del medio ambiente: la Directiva 2010/75/EU (emisiones industriales) —IED por sus siglas en inglés—; la Directiva 2001/80/EC (grandes instalaciones de combustión)— LCP por sus siglas en inglés—; la Directiva 2012/18/EC (control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas, SEVESO⁶⁰); la Directiva Marco 2000/60/CE (agua); así como el Registro de Emisiones de Contaminantes y Transferencia —PRTR por sus siglas en inglés—.

En esta área de protección medioambiental, también existe regulación específica para el **control de la calidad del aire**. Concretamente, cabe destacar la Directiva 2001/81/EC (sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos- NEC por sus siglas en inglés-), así como la Estrategia temática de contaminación del aire (COM (2005) 446), dentro de la revisión de la política europea sobre el aire, creada para cumplir el mandato establecido en el Sexto Programa de Acción Ambiental.

Todas estas medidas están afectando de alguna manera al coste del refino en Europa, y por tanto a su competitividad, así como a las decisiones sobre nuevas inversiones en nuestro territorio, principalmente porque no existen medidas equiparables en otras regiones del mundo.

Asimismo, hay normativa que afecta a los **productos finales y a sectores como el transporte**, principal consumidor de los mismos. Destacan en este campo: el Reglamento nº 1907/2006 REACH (registro, evaluación, autorización y restricción de productos químicos); el Reglamento nº 1277/2008 (clasificación, envasado y etiquetado de sustancias y mezclas); la Directiva 2009/28/EC (fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables); o la Directiva 2014/94/UE (relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos), por citar solo algunos ejemplos.

En cuanto a **fiscalidad**, cabe mencionar, por un lado, la revisión de la *Energy Taxation Directive (2003/96/EC)*, lanzada por la CE en abril de 2011, y que actualmente se encuentra en discusión; y por otro, la propuesta de la CE para la Regulación de la suspensión de los derechos de aduana, aplicables a los residuos de destilación atmosféricos y productos similares (COM (2015) 38 final).

A todo lo mencionado, se une la política europea sobre **energía y clima**, con el mencionado nuevo marco hasta 2030, que establece objetivos concretos en diferentes áreas que le afectan directamente, como la disminución de emisiones de CO₂ o la mejora de la eficiencia energética, que además cuentan con regulación concreta, las Directivas 2012/27/EU y 2003/87/EU, sobre eficiencia energética y comercio de derechos de emi-

⁶⁰ Breve explicación del por qué se conoce la Directiva como SEVESO y su trayectoria:

Hace casi 30 años (9 de Julio de 1976), y tras el grave accidente de una planta química en Séveso (Italia), al norte de Milán, y otros similares, la Comunidad Económica Europea aprobó la Directiva 82/501/CEE conocida como Directiva SEVESO. En 1996, y tras una revisión, se publicó en diario oficial de la comunidad europea la directiva, 96/82/CE - SEVESO II. Y así llegamos al 24 de julio de 2012, fecha en la que se publicó la directiva 2012/18/UE (SEVESO III), relativa al control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas y por la que se modifica y ulteriormente deroga la Directiva 96/82/CE.

sión, respectivamente. En este sentido, cabe volver a hacer referencia a los esfuerzos acometidos por el sector, llegando algunas compañías a disminuir el nivel de emisiones de CO₂ por barril equivalente de petróleo refinado en un 42% desde 1990 hasta 2012.

Un esquema más completo de todo el marco regulatorio europeo puede verse en el Anexo 2. El objetivo perseguido con este apartado no es dar a conocer y mucho menos explicar todas y cada una de las Directivas, Reglamentos, etc. comunitarios, que a su vez, en España, como Estado miembro, están reflejadas en numerosas normativas, sino poner de manifiesto el amplio, estricto y complejo marco regulatorio al que está sometido el refino europeo y que está afectando a su competitividad, crecimiento y nivel de empleo.

Dentro del programa europeo citado, el REFIT, en particular para el sector del refino, la Comisión ha lanzado un proceso denominado *Refining Fitness Check*, que se inició en el 2012 cuya finalidad última es mejorar la industria del refino en general y en particular en lo que concierne a los aspectos económicos. Para ello se ha centrado en un número específico de Directivas, entre las que se incluyen algunas de las mencionadas anteriormente.

Los objetivos del *Refining Fitness Check* del refino europeo se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Análisis cuantitativo del impacto de la legislación y las políticas relevantes, sobre los costes y los ingresos del sector de refino de petróleo
- Análisis cualitativo de la eficacia, eficiencia, coherencia y relevancia de las medidas
- Conclusiones y recomendaciones: inconsistencias, lagunas y solapamientos

Mientras se dispone de los resultados de dicha iniciativa, la industria europea de refino ha tratado de evaluar económicamente cómo se verá afectada por la regulación en marcha y, a través de su asociación sectorial FUELS EUROPE-CONCAWE, ha realizado un análisis publicado en diciembre de 2014, bajo título «*The estimated forward cost of EU legislation for the EU refining industry*»⁶¹ (informe nº 11/14). El informe deja ver la repercusión económica y la complejidad burocrática que algunas directivas conllevan, con el mencionado Reglamento REACH a la cabeza.

El periodo de análisis ha sido el comprendido entre 2010 y 2020, y se han considerado las Directivas europeas que más repercusión van a tener en la industria., Además del citado REACH, éstas son: la Directiva 2010/75/EU (emisiones industriales), la Directiva 1999/32/EC (contenido de azufre en los combustibles líquidos), la Directiva 2009/28/EC (energías renovables), Directiva 2009/30/EC (calidad de combustibles), y la Directiva 2009/29/EC (EU-ETS).

61 https://www.concawe.eu/uploads/Modules/Publications/rpt_14-11-2014-03705-01-e.pdf

De este detallado documento se pueden extraer numerosas conclusiones, pero las más relevantes y significativas son las que se refieren a la estimación de la inversión necesaria en el sector europeo y a la repercusión en los costes de operación fijos y variables de las refinerías, como consecuencia de las directivas mencionadas. Así:

- La inversión puede oscilar entre 24,3 y 47,2 miles de millones de euros dependiendo de la exigencia de los escenarios contemplados en el informe, correspondientes a cada Directiva.
- Los costes de operación se verán aumentados entre 2,4 y 4,1 USD/b de crudo, en los mismos escenarios. Esto significa que, si partimos del valor medio europeo del periodo 2000 – 2012 de 7 USD/b, se puede llegar a operar las refinerías con unos costes de operación entre 9,4 y 11,1 USD/b.

6.4 Biorrefinerías y biocombustibles

Para el sector, las biorrefinerías se consideran industrias que transforman biomasa y materias de base biológica en productos biocombustibles, utilizando diferentes tecnologías. Hasta la fecha, los biocombustibles se pueden clasificar en dos grandes grupos según sean considerados de primera o segunda generación.

En los biocombustibles de primera generación, la biomasa se obtiene de cultivos que tienen también un fin alimentario y, por tanto, podrían entrar en conflicto de intereses con ese sector. Su tecnología está muy desarrollada y no plantea problemas.

La segunda generación utiliza biomasa no empleada con fines alimentarios, como materiales lignocelulósicos y algas marinas. La tecnología está en fase de pruebas, resulta compleja y tiene barreras tecnológicas en la separación y aprovechamiento de la lignina y celulosa, con escaso interés económico por el momento.

Además, en un futuro relativamente próximo se abren oportunidades a través de las tecnologías de gasificación, pirólisis y *Biogas to Liquid* —BtL— (proceso *Fischer-Tropsch*) que permitirán obtener hidrocarburos de diferentes fuentes distintas del crudo, incluyendo los biocombustibles.

Por el momento, el biocombustible empleado para las gasolinas es el etanol utilizado directamente o, por vía indirecta, como ETBE —Etil TerButil Eter—.

Para el gasóleo se emplean como biocombustibles el biodiesel, procedente de ésteres metílicos de ácidos grasos —FAME, por sus siglas en inglés— y el hidrobiodiesel —HVO, por sus siglas en inglés— que es un aceite vegetal hidrogenado y, por el momento, el biodiesel de mejor calidad.

Dentro del marco europeo de clima y energía para 2020, la UE quiere que el 10% de la energía de los combustibles para transporte por carretera sea de origen renovable. En España se pretende ir más lejos, y se marcó como objetivo, para ese año, el 13,6% (Plan de Acción de Energías Renovables 2011-2020, PANER)

La utilización de biocombustibles en España ha descendido debido a la reducción de la demanda de carburantes y a la rebaja⁶², provisional, de los objetivos de incorporación de estos componentes en el *blending*, a partir de 2013, siendo los FAME y el HVO los más utilizados al ser el gasóleo el combustible de mayor presencia en el transporte en el país.

Como se ha mencionado anteriormente, los biocombustibles irán teniendo una incidencia cada vez mayor sobre el sector refino, en particular por su creciente utilización en el transporte, sin embargo existen una serie de retos a solucionar para que su desarrollo se haga de la forma más adecuada, ya que presentan ventajas, pero también algunos inconvenientes en su utilización. Entre las ventajas se pueden destacar que son renovables, con bajas emisiones de CO₂ en su ciclo de vida, no contienen azufre y sustituyen, en su proporción, a componentes de origen fósil. Los inconvenientes hacen referencia a su manejo, su menor poder calorífico y la pérdida de otras características como la mayor densidad, los altos puntos de congelación y la estabilidad en el almacenamiento. Además, cabe mencionar al respecto, la dificultad de su empleo en proporciones mayores que deben acompañarse con las tecnologías de motores, evitando el perjuicio de la flota circulante y teniendo en cuenta las limitaciones de una producción sostenible.

En definitiva, la utilización de biocombustibles aumentará ligeramente, pero para ello se requerirá una sustancial mejora en su calidad con el fin de adaptarse a las necesidades de los modernos motores térmicos, así como a las necesidades de no competir con la alimentación, ni generar una degradación de los terrenos elegidos para su cultivo. Los biocombustibles producidos mediante hidrogenación aportan ventajas a las refinerías de petróleo, dado que éstas disponen de unidades de proceso para realizar esa actividad así como experiencia en el tratamiento de aceites vegetales y grasas animales. Por lo que respecta a los biocombustibles más avanzados, aún es pronto para saber si su desarrollo a corto-medio plazo será económicamente viable.

⁶² En 2013 la Administración Española rebajó la obligatoriedad de utilizar biocombustibles en las cantidades que se habían fijado, reduciendo esos límites de manera provisional de 6,5% a 4,1% (RD Ley 4/2013).

6.5 Comentarios y reflexiones

Es muy difícil hacer un pronóstico de lo que puede pasar en los próximos 25 años partiendo, además, de una situación en la que se aventuran profundos cambios tecnológicos, estructurales y geopolíticos en el mundo del petróleo.

- El sector del petróleo, y por ende el del refino, va a requerir una enorme imaginación para pervivir antes de que su materia prima se acabe o llegue a mínimos insostenibles u otras tecnologías, radicalmente distintas, se hagan cargo de las aplicaciones actuales del petróleo, especialmente del transporte. Hoy por hoy, el refino europeo juega un papel vital en los suministros de productos, en cuanto a seguridad y costes de los mismos. Es posible que sus últimas aplicaciones vayan a estar relacionadas con la petroquímica y sus derivados.
- Parece que la industria del refino se concentrará en países productores con menores preocupaciones medioambientales, junto a mano de obra barata y consumo de productos petrolíferos creciente con especificaciones posiblemente más relajadas. Se apunta con claridad a los países asiáticos liderados por China, India y Oriente Medio.
- En todo caso, y es importante resaltarlo, es de interés estratégico, para la UE y para España, **disponer de una industria propia de refino** ajustada y moderna para servir, como mínimo, al propio mercado interno y encuadrada dentro de la política de rearme industrial y de creación de empleo en este sector. Todo ello justifica una atención especial por parte de los gobiernos, que no ha sido muy tenida en cuenta hasta la fecha.
- La pervivencia de refinerías en áreas desarrolladas sólo será posible si se puede utilizar energía, principal coste variable de producción, de manera muy eficiente (se dice que existe todavía un potencial de 2/3 de aprovechamiento energético), si se controlan los gastos de mantenimiento de las instalaciones y si hay capacidad para alcanzar altos rendimientos en los procesos y se maximiza la función económica, vía modelos fiables y arquitectura de control precisa. El desarrollo de nuevos catalizadores que permitan mayores conversiones, mayor tiempo de utilización y más rápidas y sencillas regeneraciones, será otro factor importante.
- No todo son desventajas, ya que la industria del refino en Europa es la número uno en inversión de procesos y entre las más innovadoras en productos (coopera en el desarrollo de tecnologías en motores de combustión interna; forma parte de plataformas conjuntas combinadas usos-productos; etc.).
- Con todo, las inversiones que se perfilan para que la estructura de refino se adapte a las necesidades, tanto de alimentaciones (crudos y otras materias) como de productos demandados, serán cuantiosas y de difícil justificación económica o, simple-

mente, defensivas. Se insiste en la necesidad de una atención especial por parte de los gobiernos para facilitar y propiciar la adaptación con una normativa adecuada y coherente, con el fin de lograr los objetivos estratégicos en este sector de la energía.

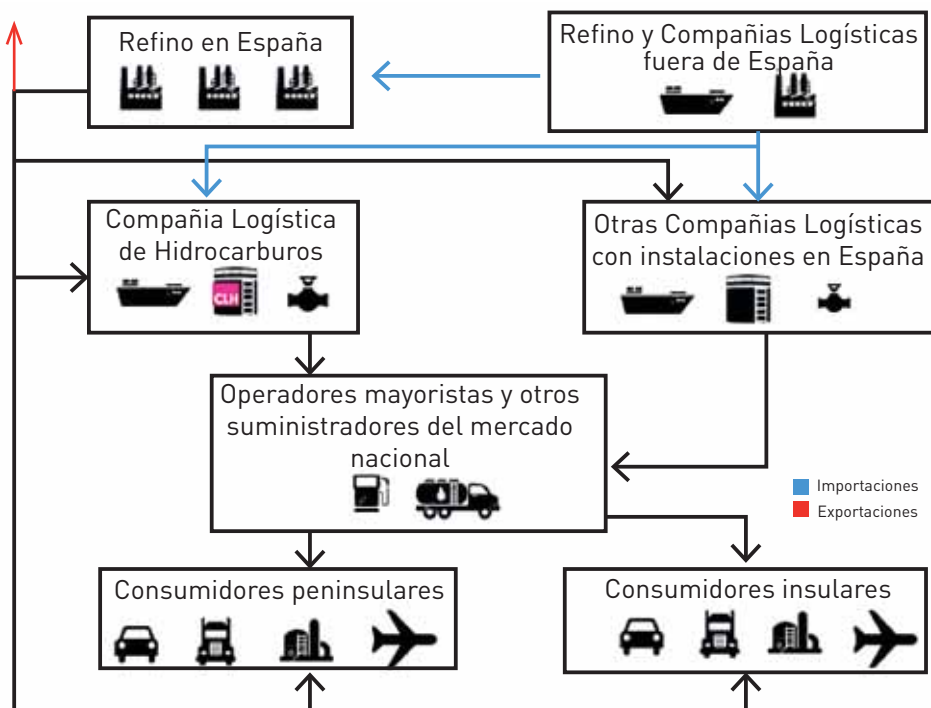
- Cada vez se estará más cerca de que la materia prima sean moléculas de carbono y de hidrógeno separadas, provengan de donde provengan, y que convenientemente manipuladas, formen «ladrillos» elementales con los que poder construir nuevos «edificios» de productos necesarios y requeridos por el consumidor.
- Habrá que luchar en los mercados con una competencia que dispone de determinadas ventajas difíciles de igualar y buscar, con imaginación, la potenciación de nuestras fortalezas en los mercados naturales propios como: especificaciones más estrictas en los productos a utilizar, condiciones más rigurosas en defensa del medio ambiente local, ventajas en el transporte, etc.
- En los procesos de conversión, el hidrógeno es de vital importancia. Obtenerlo por vías más económicas puede ser un factor determinante y diferenciador para competir.
- En último caso, si la normativa y las especificaciones fueran más estrictas, las refinerías europeas podrían modificar su estructura y convertirse en «afinadoras» de características para cumplir las propias especificaciones, alimentándose de productos fuera de especificación procedentes de otros mercados, al menos, en productos de mayor consumo. Junto a ello, completar su acción con el acabado de biocombustibles y otros componentes necesarios para el *blending* de productos.
- Dado el desequilibrio, cada vez más acusado, en el *mix* de productos obtenidos, sobre todo entre gasolina y gasóleo, debería pensarse en una política fiscal común que permitiera equilibrar ambas producciones a las demandas internas, huyendo del «efecto péndulo» ya que, como se ha dicho anteriormente, se han llevado a cabo inversiones cuantiosas recientemente, sobre todo en España.
- Es esperable que, en este tiempo, la UE acabe configurando un verdadero mercado de la energía europeo completamente integrado, con una fuerza importante frente a proveedores e importadores de productos procedentes del exterior. ¿Será cierto que el poder se está desplazando de los productores a los consumidores, de los vendedores a los compradores?
- Desde otro punto de vista es difícil aventurar qué va a pasar con las actuales empresas petrolíferas europeas en los próximos 25 años. ¿Se fusionarán, serán absorbidas por otras, se formarán unas pocas grandes empresas de ámbito europeo que presenten la fortaleza de su mercado interno? ¿Desaparecerán o cambiarán su función hacia un horizonte energético más amplio y diverso?

7. Distribución y comercialización de productos en España

El presente capítulo se centra en las actividades de distribución y comercialización en España de los productos obtenidos en la destilación de los crudos de petróleo y en el procesamiento adicional de los productos resultantes de aquella destilación y de otras materias primas y/o productos añadidos. Estas actividades se desarrollan de manera similar en todos los países de nuestro entorno, si bien adaptadas a las características particulares y necesidades de cada uno de ellos.

En términos generales, estas actividades de la cadena del petróleo abarcan el conjunto de procesos mediante los cuales un producto llega desde su lugar de fabricación hasta su consumidor final, que lo empleará para la consecución de la utilidad pretendida con su adquisición, ya sea mediante su consumo directo o bien con su aplicación en otras finalidades. Existe una gran similitud de dichos procesos con los que se aplican a otros productos que son demandados por la práctica totalidad de la población, tanto en lo que respecta a la cuantía del consumo (se transportan, almacenan y comercializan anualmente decenas de millones de toneladas o de metros cúbicos de productos), cuanto en su penetración en todo el territorio suministrado. Sin embargo, también resultan remarcables las características específicas de la distribución y comercialización de productos petrolíferos. Por una parte, provienen de la propia naturaleza de éstos (se trata de sustancias líquidas en condiciones normales de presión y temperatura y, casi siempre, potencialmente inflamables y peligrosas). Por otra parte, proceden de la disponibilidad mayor o menor de vías naturales para su transporte (cursos fluviales navegables) y/o infraestructuras construidas *ad hoc* (oleoductos, instalaciones de almacenamiento, material móvil terrestre y marítimo, etc.) para su envío desde las refinerías en donde se han obtenido hasta las instalaciones logísticas de almacenamiento o los puntos de consumo final. Con el objeto de facilitar la mejor comprensión de estos procesos se incluye a continuación la figura 7.1.

Figura 7.1 Diagrama de flujo de la Distribución y Comercialización de Productos Petrolíferos en España



Fuente: Elaboración propia

7.1 Distribución y logística

España es un país con muy escasos recursos de hidrocarburos identificados hasta la fecha, con características geográficas (de insularidad y de existencia de ciudades autónomas ubicadas fuera de la península) y orográficas no muy favorables para el transporte terrestre; sin apenas vías fluviales navegables; que vivió la autarquía y el monopolio durante décadas; y con predominio del transporte de bienes por carretera respecto del ferrocarril. Estas características sirvieron, sin embargo, de acicate para conformar un sistema logístico de transporte y almacenamiento del que podemos sentirnos más que satisfechos y que es referente mundial.

El agente principal es la Compañía Logística de Hidrocarburos - CLH -, sociedad de capital privado que procede de CAMPSA (la antigua Compañía Arrendataria del Monopolio de

Petróleos Sociedad Anónima creada en 1927), tras la escisión de ésta en 1992 de sus activos comerciales. CLH cuenta en la actualidad con una de las mayores y más eficientes redes integradas de transporte de productos petrolíferos del mundo. Una de sus características principales, y en esto es única en Europa, es su concepto global de red logística de almacenamiento y transporte, que permite la optimización de los recursos y activos disponibles. Un operador puede entregar sus productos en una determinada refinería o puerto, y simultáneamente lo puede estar retirando en cualquier otra instalación de la compañía, sin que para ello necesite disponer de ninguna infraestructura logística.

La infraestructura logística de CLH se muestra en la Figura 7.2, formada por más de 4.000 kilómetros de oleoductos, 39 instalaciones de almacenamiento (con capacidad total de almacenamiento de 7.952 miles de metros cúbicos) y 28 instalaciones aeroportuarias que ofrecen el servicio de almacenamiento, distribución y puesta a bordo en aeronaves o *service into plane*.

Figura 7.2 Infraestructura Logística de CLH



Estas infraestructuras se encuentran a disposición de todos los operadores de productos petrolíferos que actúan en España, compañías de aviación y organismos nacionales e internacionales responsables de la gestión de reservas estratégicas, como la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos - CORES-. La principal actividad de CLH es la logística básica de los combustibles (también denominada distribución primaria), que consiste en la recepción en sus instalaciones de los productos petrolíferos provenientes de las refinerías u otros puntos de entrada al sistema, así como en su transporte y almacenamiento. Realiza, además, la entrega final de los productos, desde las instalaciones de almacenamiento hasta los puntos de venta de los clientes de la compañía a través de sus instalaciones de carga de cisternas (también denominada logística secundaria o capilar). Durante 2014, las salidas de combustibles desde sus instalaciones alcanzaron los 33 millones de toneladas, cuyo detalle puede verse en la Tabla 7.1 siguiente, en la que también se muestra la actividad de los medios de transporte.

En relación a la composición del accionariado de CLH, el RD 6/2000 limita al 25% la participación en el capital social a cualquier accionista.

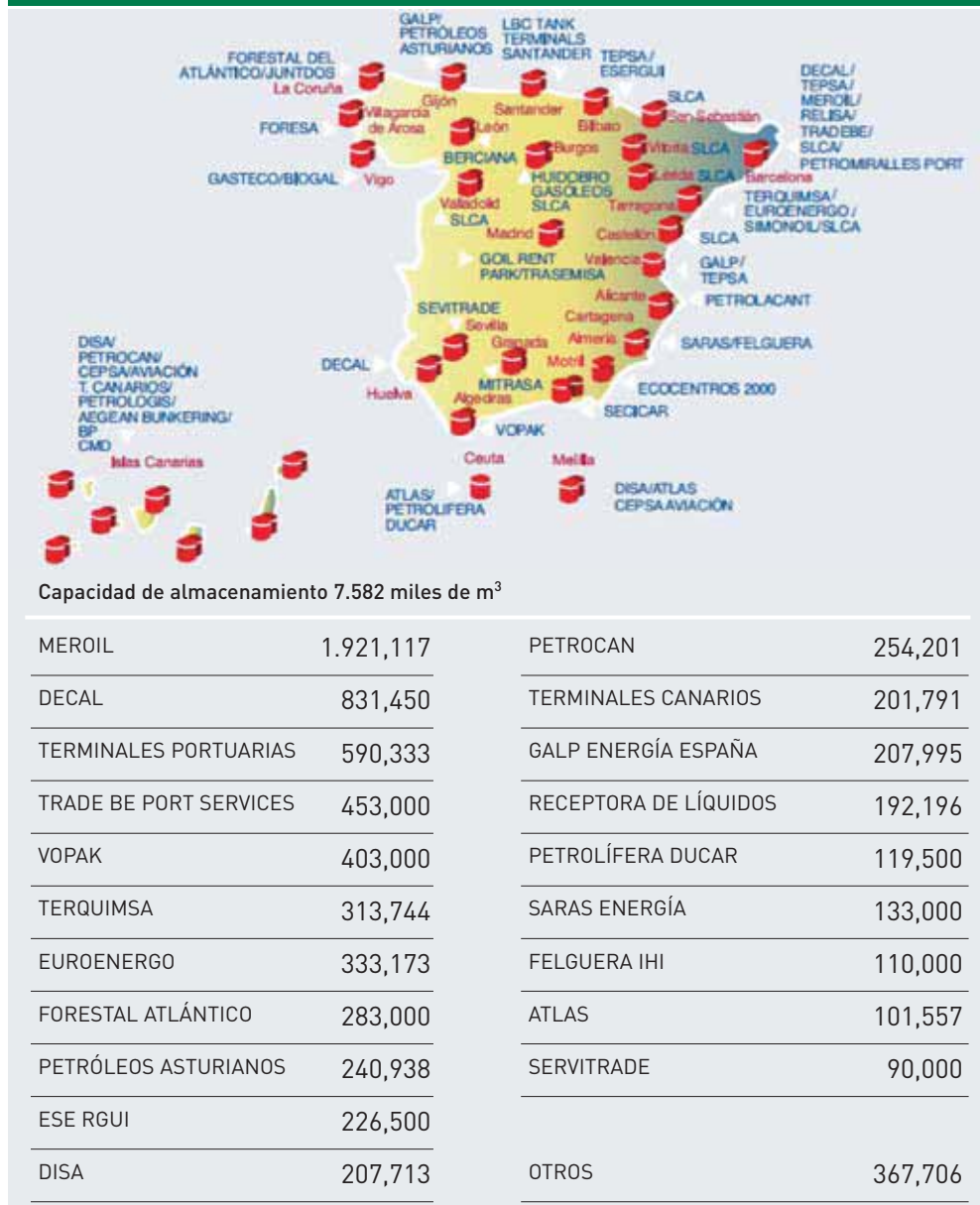
Existen también más de 30 sociedades que proporcionan alternativas de logística distintas a la de CLH. Dichas compañías disponen de instalaciones de almacenamiento y aeroportuarias, con una capacidad total de almacenamiento de 7.582 miles de metros cúbicos (ver detalle en la Figura 7.3).

Tabla 7.1 Datos de actividad de CLH (en miles de Tm)

Actividad	2013	2014	Variación (%) 2014/2013
Salidas de instalaciones	32.912	33.176	0,8
Retiradas operadores (Sector Terrestre)	27.279	27.486	0,8
Gasolinas auto	3.850	3.834	(0,4)
Gasóleos	22.784	22.977	0,8
Fuelóleos	384	461	20,1
Otros	260	214	(17,6)
Retiradas operadores (Aviación)	4.032	4.114	2,0
Queroseno de Aviación	4.029	4.112	2,1
Gasolinas aviación	2	2	(21,2)
Retiradas operadores (Marina)	1.500	1.511	0,8
Gasóleos	282	268	(4,8)
Ifos	1.218	1.243	2,1
Productos para re-exportación (ifos)	102	65	(36,8)
Actividad de los medios de transporte			
Buques tanque	2.533	2.474	(2,3)
Oleoductos	20.859	21.587	3,5
Camiones cislerna	503	486	(3,4)

Fuente: CLH

Figura 7.3 Otros sistemas logísticos



Nota: la información ha sido tomada de la Memoria AOP 2014 que utiliza datos de la CNMC

7.2 Comercialización

Los productos petrolíferos son consumidos en distintos sectores de actividad económica que, en razón de la intensidad relativa de su utilización, se clasifican en sus aplicaciones en transporte, industria y otros sectores⁶³.

Los productos son adquiridos por el cliente:

- A compañías comercializadoras que se ocupan de su entrega en el lugar de consumo. Ésta es la forma de compra más empleada en la industria y en otros sectores distintos del transporte, y también por grandes consumidores de este último sector tales como flotas de transporte urbano e interurbano, de mensajería, transporte de mercancías, etc.
- En puntos de venta directa al consumidor, de los cuales existían en España, a finales de 2014, 10.712. El detalle de la titularidad de los mismos se muestra a continuación en la Tabla 7.2.

Tabla 7.2 Puntos de venta en España a 31 de diciembre de 2014

Operadores mayoristas	7.699
REPSOL	3.585
CEPSA	1.477
BP	637
GALP	586
DISA	546
MEROIL	166
SARAS	105
ESERGUI	139
PETROCAT	81
REPOSTAR	80
PETROMIRALLES	61
BALLENOIL	53
Q8	50
IBERDOEX	49
TAMOIL	23
PETROLÍFERA CANARIA	20
TOPOIL	19
TGAS	11
PETROMAR	8
DYNEFI	3
Otras marcas	2.130
Híper/supermercados	323
Cooperativas de venta al público	560
Total	10.712

Fuente: Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP), Unión de Petroleros Independientes (UPI) y compañías

⁶³De conformidad con el criterio establecido por el Reglamento (CE) 1099/2008 del Parlamento Europeo y el Consejo de 22 de octubre de 2008, relativo a las estadísticas sobre energía.

Dichos puntos de venta, por su naturaleza, pueden clasificarse como sigue:

Tabla 7.3 Clasificación de los puntos de venta	
	31/12/2014
MAYORISTAS AOP	6.390
OTROS MAYORISTAS	1.309
OTRAS MARCAS	2.130
HIPER/SUPER	323
SUBTOTAL	10.152
COOPERATIVAS DE VENTA AL PÚBLICO	560
Total	10.712

Fuente: Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP)

Los titulares/gestores de los puntos de venta o terceros contratados por ellos para la prestación de este servicio retiran los productos de las instalaciones de las compañías de logística.

Como se mostró en el capítulo 6, el consumo de productos petrolíferos ha disminuido cada año desde 2008 hasta alcanzar en 2014, según las últimas estadísticas publicadas por CORES, 54.350 kt.

En la Tabla 7.4 incluida a continuación, se muestra la estructura del consumo por tipo de productos en toneladas y porcentajes.

Tabla 7.4 Consumo de productos petrolíferos en España (2014) (Kilotoneladas y %)		
	2014	Estructura (%)
Gases Licuados de Petróleo (GLP's)	1.654	3,0
Envasado	859	1,6
Granel	510	0,9
Automoción	35	0,1
Otros	250	0,5
Gasolinas	4.617	8,5
Gasolina 95	4.299	7,9
Gasolina 98	315	0,6
Bioetanol	0	0,0
Gasolinas Mezcla	0	0,0
<i>Subtotal gasolinas auto</i>	<i>4.614</i>	<i>8,5</i>
Gasolina Aviación	3	0,0
Otras Gasolinas	0	0,0
Querosenos	5.267	9,7
Aviación	5.266	3,7
Otros	0	0,0

Gasóleos	28.331	52.1
Gasóleo A	20.910	38,5
Biodiesel	7	0,0
Biodiesel Mezcla	16	0,0
<i>Subtotal gasóleos auto</i>	<i>20.932</i>	<i>38,5</i>
Gasóleo B	3.630	6,7
Gasóleo C	2.008	3,7
Otros Gasóleos	1.760	3,2
Fuelóleos	8.946	16.5
Fuelóleo BIA	2.100	3,9
Otros Fuelóleos	6.846	12,6
Otros productos	5.536	10.2
Lubricantes	373	0,7
Productos Asfálticos	1.382	2,5
Coque	1.771	3,3
Otros	2.010	3,7
TOTAL	54.350	100.0

Fuente: Elaboración propia con datos de CORES

Puede observarse que el consumo de productos de automoción ascendió a 25.581,69 kilotoneladas (kt), cantidad que representa el 47% del consumo total de productos petrolíferos. Los consumos de los distintos productos de automoción fueron, en kt, de: 1) Gases licuados de petróleo: 35,31 2) Gasolinas: 4.613,96 3) Gasóleos: 20.932,42.

Por lo que respecta a los querosenos de aviación, el consumo total ascendió a 5.266,31 kt, mientras que los consumos de gasóleos tipos B (usos agrícola y marítimo) y C (uso de calefacción) fueron, en 2014 respectivamente de 3.630,30 y 2.008,45 kt.

Por último y en lo que se refiere a propuestas de utilización de los gases licuados del petróleo distintas de la automoción, el consumo conjunto de envasado, granel y otros usos fue de 1.618,26 kt. El creciente empleo de estos productos en automoción requiere la adaptación de los puntos de venta para su suministro, de forma tal que el consumidor tenga garantía de su disponibilidad en toda la geografía nacional. En todo caso, la práctica totalidad de los vehículos que pueden utilizar estos productos, también tienen la opción de usar gasolina para su funcionamiento.

7.3 Existencias mínimas de seguridad y reservas estratégicas

La Agencia Internacional de la Energía y la Unión Europea han establecido la obligatoriedad a sus Estados miembros de mantener unos *stocks* mínimos equivalentes a 90 días de sus importaciones netas de petróleo. Los Estados, a su vez, han encomendado

el mantenimiento de dichos stocks obligatorios (existencias mínimas de seguridad), de forma conjunta y complementaria, a las compañías de refino y otros operadores al por mayor, así como a Agencias constituidas *ad hoc* para tal finalidad.

Las existencias mínimas de seguridad mantenidas por las compañías de refino y otros operadores al por mayor pretenden garantizar sus actividades productivas y comerciales sin interrupción. Por su parte, las reservas estratégicas son aquellas existencias mínimas de seguridad adicionales a las citadas anteriormente que los Estados deben constituir y mantener para cumplir con la normativa internacional arriba mencionada. En nuestro país, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos - CORES - tiene encomendada la constitución y mantenimiento de dichas reservas estratégicas. El papel de la AIE en materia de seguridad de suministro se trató con mayor profundidad en el Capítulo 2.

En España, el total de ambas existencias mínimas de seguridad se situó, a 31 de diciembre de 2014, en 15.714 Kt. Los citados *stocks* equivalen a 113 días de las importaciones netas habidas durante 2014, de los cuales 62 días fueron mantenidos por la Industria y 51 días por CORES.

Las reservas estratégicas mantenidas por CORES alcanzaron, en aquella fecha, el montante de 6.884 Kt, correspondiendo el 35% a crudo. La composición por producto de dichas reservas estratégicas se muestra en la Tabla 7.5.

Tabla 7.5 Reservas estratégicas en España a 31 de diciembre de 2014		
	kt	Estructura (%)
Gasolinas	506	7.4
Querosenos	340	4.9
Gasóleos	3.385	49.2
Fuelóleos	216	3.1
Crudo	2.437	35.4
Total	6.884	100.0

Fuente: CORES

Las reservas estratégicas se encuentran constituidas principalmente en almacenamientos de refinerías y de compañías logísticas y, en menor medida, de la propia CORES.

Por lo que se refiere al futuro del papel de las reservas estratégicas, la optimización de la colaboración de la Corporación con las compañías de refino y logísticas es un objetivo principal, en temas tales como la explotación de infraestructuras ubicadas en España para el cumplimiento de las obligaciones en esta materia de terceros países.

8. Retos y oportunidades

La combinación de los efectos del crecimiento económico mundial y la evolución demográfica probable, entre otros factores, hacen prever que **el petróleo jugará un papel relevante en la cobertura de la demanda de energía** tanto a nivel mundial, como en nuestro entorno europeo y, por supuesto, en España, en las próximas décadas. Así lo recogen los estudios e informes de mayor acreditación.

Este importante papel del petróleo dentro del panorama energético **no estará exento de amenazas, pero tampoco de oportunidades** que las políticas energéticas de los países, la acción de los gobiernos, la industria petrolera y los consumidores tienen la obligación de gestionar adecuadamente mediante el trabajo conjunto y la continua colaboración. Sólo así se podrá alcanzar un modelo energético cada día más seguro, económicamente competitivo y medioambientalmente sostenible. Esto es especialmente relevante en Europa, donde se dispone de escasos recursos propios de hidrocarburos.

Principales retos y algunas pautas para afrontarlos

- La **gestión y compromiso frente al cambio climático**, y su consiguiente necesidad drástica de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), es un reto global y, como tal, **debe abordarse a escala mundial**. El liderazgo europeo en esta materia debe ser proporcional y equilibrado al de otras regiones del mundo, ya que si sus esfuerzos son desproporcionados y no van acompañados por el resto de países, la industria europea, incluyendo la petrolera, se podría ver notablemente afectada, encareciendo los costes de producción y los de transporte de sus productos, afectando por tanto a su competitividad. Es fundamental que se consigan compromisos firmes de todos los países, principalmente de los mayores emisores (China, India, Rusia y EEUU). **Los mercados de derechos de emisión**, como el europeo, desempeñan un papel clave en este sentido pero, al igual que en otros mercados, es importante contar con **reglas claras en su funcionamiento**. Además, se requieren señales patentes de cómo se van a **coordinar los diferentes mercados** de emisión de distintas partes del mundo.

- El papel del petróleo seguirá siendo **principalmente relevante en los sectores del transporte**, debido a la elevada densidad energética de esta fuente, **y la petroquímica**, en los que la sustitución por otras alternativas es más complicada. Sin embargo, **irá disminuyendo su participación**, como consecuencia de la mayor penetración de otras fuentes energéticas como el gas natural, los biocombustibles y la electricidad, incluyendo además la hibridación de los vehículos, para el caso del transporte. En Europa y EE.UU, el gas natural ha sustituido casi completamente a los productos petrolíferos como combustible en la industria, también en la calefacción; en el caso de la navegación marítima, las exigencias de calidad del *bunker* marino, también llevarán, probablemente, a un reemplazo importante por el gas natural.
- En el **dominio de la E&P**, los retos están relacionados con la necesidad de reemplazar la producción actual y las reservas, hoy en manos de muy pocos países productores. Asimismo, el hecho que la extracción de petróleo vaya a ser cada vez más cara (consecuencia de la necesidad de buscar yacimientos en aguas más profundas o de extraer el crudo de yacimientos cada vez más complejos), requiere **inversiones millonarias para garantizar la cobertura de la demanda prevista**, caracterizada además por ser muy poco elástica. Para atraer el capital necesario, jugarán un papel fundamental los **aspectos regulatorios y las políticas** que cada país desarrolle. A los retos meramente técnicos y financieros, se unen las **incertidumbres políticas**, particularmente en Oriente Medio y norte de África, sin olvidar Rusia.
- La **seguridad de suministro** en el ámbito del petróleo dependerá de múltiples factores, como la estabilidad geopolítica de los países de origen de crudos y productos, los costes de transporte y la seguridad de las rutas principales, las infraestructuras necesarias para el refino y las unidades de proceso que permitan operar con menores emisiones de GEI y atender a una demanda con especificaciones cada vez más exigentes.

Es, por tanto, necesario que los países europeos - incluyendo España- cuya dependencia del exterior es muy elevada, **fomenten y apoyen la producción autóctona de energías que sean competitivas**, para lo cual resulta fundamental comenzar por el conocimiento de la existencia e importancia de estos recursos y los medios para obtenerlos, sin olvidar la necesidad de **concienciar a la sociedad sobre su relevancia**. Además, se deben adoptar **medidas de diversificación del riesgo** en lo que respecta a países de origen del petróleo y productos, **buscar alternativas para el transporte** hacia zonas más seguras (siempre con costes y tiempos aceptables), y proporcionar **políticas flexibles para los almacenamientos de seguridad** que permitan minimizar los costes. El **aumento de la capacidad de interconexiones energéticas** entre países, para la creación de un verdadero mercado único de la energía, también juega un papel clave en este sentido.

- El **refino europeo**, por su parte, se enfrenta a retos de gran calado para **competir en su propio territorio y mercado**, por una parte, con los productos excedentes que tengan su origen en Rusia y EE.UU., con márgenes soportados por crudos propios y, por otra, con los procedentes de las macrorrefinerías de Oriente Medio y Asia, menos afectados por regulaciones medioambientales y con menores costes de mano de obra. En lo referente a la regulación, cabe reiterar la **complejidad del marco normativo europeo y su incidencia en el sector**, lo que se está traduciendo en una disminución de los márgenes del refino y de la competitividad de la industria.

La pervivencia de refinerías en Europa dependerá de su **capacidad de conseguir un equilibrio entre las inversiones necesarias** para adaptarse al mercado propio, **con una política regulatoria, y en particular fiscal, adecuada** que impulse el consumo de productos excedentes sin desincentivar el de otros y, en segundo lugar, aunque no menos importante, **con políticas medioambientales** que acompañen y fomenten la necesaria **competitividad industrial europea**. En resumen, estableciendo **un mercado común europeo de la energía completamente integrado** y buscando los intereses del conjunto.

Por otra parte, **la reducción de costes de producción en el refino**, con respecto a la competencia, es vital para permanecer en el mercado. A este respecto, la **eficiencia energética** es prioritaria, seguida de los **gastos de mantenimiento** de las instalaciones, además de la continuidad de la **formación y entrenamiento multidisciplinar** idóneos del personal.

Además, para poder competir a nivel global, la UE **debe permanecer a la cabeza de la I+D+i en el sector del refino** promoviendo mejoras de proceso (como por ejemplo en los catalizadores de los procesos de conversión) y modelización y optimización económica de sus estructuras productivas, así como prestando **especial atención a la seguridad y a la calidad de sus productos**. Por último, sería bueno analizar la posible **integración dentro del refino** tradicional de la cada vez más numerosa cantidad **de líquidos no procedentes del crudo** de petróleo, así como de los **biocombustibles**, con la finalidad de poner a punto su acabado, obtener una rentabilidad añadida y convertir el *blending* de las propias refinerías en la fuente principal de los productos petrolíferos en especificación.

- En el ámbito de la **distribución y comercialización**, habrá que hacer importantes **esfuerzos para modernizarse e ir adaptándose a los nuevos productos**, en particular a la utilización de carburantes mezclados con biocombustibles, y tecnologías, como ya se viene haciendo durante los últimos años, incorporando medidas adicionales de sistemas de control automático y de protección del medio ambiente.

Destaca, además, la **preocupación por los largos periodos de maduración de las inversiones logísticas**, y el impacto que puede suponer para los comercializadores tradicionales el **aumento de la proporción de puntos de venta «no operadores»**, en particular de las grandes superficies, que tiende hacia políticas comerciales simbióticas que priman las mayores ventas de otros bienes.

Principales fortalezas y oportunidades

- El sector cuenta, actualmente, con **importantes fortalezas** como los **desarrollos tecnológicos** de las actividades de E&P, que están haciendo posible una recuperación mayor de los yacimientos existentes, la obtención de nuevas reservas comerciales, y la **optimización de los costes** asociados a sus diferentes actividades.
- En particular en Europa, y por ende en España, la **industria del refino** tiene la gran ventaja de estar **próxima a los centros de gravedad de los consumos** (renta de posición más elevada de posible transmisión al consumidor), lo que les hace más seguras y menos vulnerables a las situaciones geopolíticas y las rutas de tránsito, con una consecuente menor repercusión en los precios del componente de la logística. Además, está **estrechamente integrado con el sector de la petroquímica**, cuenta con una **excelencia tecnológica** y **muy buenos niveles de eficiencia energética**, así como **mano de obra altamente cualificada**. Asimismo, es la número uno en inversión de procesos y está entre las más innovadoras en productos.

En el **ámbito español**, destaca la **mayor flexibilidad de su refino**, respecto de otros Estados miembros de la UE, gracias a las cuantiosas inversiones realizadas en los últimos años, lo que le permite tratar un amplio espectro de calidades de crudos, incluyendo crudos más pesados y de mayor contenido en azufre, y le dota de mayor posición competitiva.

- Cabe destacar también que, ante las crecientes exigencias en términos de calidad y emisiones de GEI (en particular la Directiva sobre Combustibles Alternativos), el sector del petróleo tiene una gran **oportunidad para trabajar conjuntamente con los fabricantes de automóviles** y para hacer patente que la elevada densidad energética de gasóleos y gasolinas aporta mayor flexibilidad y menores costes de transporte de pasajeros y mercancías que otras alternativas, y reducir, significativamente, la emisión de partículas y óxidos de nitrógeno.
- Es relevante subrayar también el **importante papel que el petróleo desempeña en el desarrollo de nuestra sociedad**, tanto a través de sus usos energéticos como no energéticos, **y de nuestra economía** a través su contribución al PIB, al empleo,

y sin olvidar su aportación mediante los altos ingresos fiscales (17.000 millones de euros en 2014).

- **España cuenta con una muy sólida industria del petróleo**, con algunas de las compañías líderes en el mundo que desarrollan actividades en toda la cadena de valor, con unas infraestructuras logísticas, de transporte y de refino envidiables, **caracterizadas por su alta eficiencia y flexibilidad**, y con **personal altamente cualificado**.

El sector **ofrece a la Administración toda su experiencia** en el ámbito energético adquirida en las últimas décadas, para que, a través del diálogo y la **acción conjunta** se consiga, **la superación de los grandes retos** presentes y futuros y la potenciación de las oportunidades.

LISTADO DE AUTORES

Este documento ha sido realizado por el Club Español de la Energía, gracias a la colaboración de los siguientes autores:

Carmelo Mayoral de Lozoya (Coordinador)

Isaac Álvarez Fernández

Juan Bachiller Araque

Jesús Gabriel García Ocaña

Antonio Gomis Sáez

Ignacio Manzanedo del Rivero

Antonio Martín Pascual

José Sierra López

Por parte del Club Español de la Energía, han participado en la elaboración del documento su Director General, Arcadio Gutiérrez Zapico, y de la Secretaría Técnica, Pablo de Juan García y Ana Padilla Moreno

ANEXO 1. Productos y usos derivados del petróleo

Existen referencias del uso del petróleo y de sus derivados desde hace siglos. Así, por ejemplo, en La Biblia se relata que más de dos mil años antes de Cristo, Noé, siguiendo instrucciones divinas, construyó una embarcación enorme que impermeabilizó con alquitrán, obtenido probablemente del petróleo (Génesis 6:14). También se emplearon derivados del petróleo en los ladrillos de los babilonios, en las momificaciones egipcias y en los productos medicinales de muchos pueblos antiguos.

La utilización del petróleo y de sus productos supuso su pasaporte a la fama. Ya en el siglo XV, las lámparas de aceite funcionaban gracias al crudo extraído de algunos pozos poco profundos de Bakú, la actual capital de Azerbaiyán. En 1650, se perforaron en Rumanía depósitos superficiales de los que se obtuvo queroseno para iluminación.

En Estados Unidos, fue principalmente la búsqueda de un combustible de calidad para las lámparas lo que en el siglo XIX llevó a un grupo de hombres a concentrarse en el petróleo. Éstos llegaron a la acertada conclusión de que si deseaban producir suficiente queroseno para satisfacer la demanda, debían perforar la corteza terrestre para acceder a esta fuente energética. Así pues, en 1859 se logró abrir un pozo en Pensilvania, y con ello comenzó la fiebre del oro negro.

En la actualidad, los usos básicos de los productos derivados del petróleo son conocidos por todos. Pero sus aplicaciones van más allá, abarcando muchos otros aspectos de nuestra vida, no tan conocidos, estando presente en muchas de nuestras actividades diarias.

Usos energéticos de los productos petrolíferos

A continuación, se hace repaso a los distintos productos, obtenidos en las refinerías de petróleo, que de alguna manera tienen su origen en el crudo y su utilización deriva de su contenido energético.

- Propano y butano

Ambos forman parte de los denominados Gases Licuados del Petróleo - GLP-. Un producto ligero obtenido en la destilación primaria del crudo. Su uso principal es el doméstico, en calefacción y agua caliente principalmente, y también para dar servicio a industrias y explotaciones agrícolas.

- GLP (Autogas)

Se trata de una mezcla de propano y butano, con un máximo del 80% de butano, que es líquido a presiones relativamente bajas. Se utiliza en motores encendido por ignición (gasolina). Ofrece las ventajas de unas emisiones menores de CO₂ respecto a la gasolina, aunque tienen menor autonomía y menores puntos de abastecimiento en las estaciones de servicio, en las que se requiere instalaciones y bombas de carga específicas.

- Gasolinas

La gasolina es una mezcla de distintos componentes que se obtienen en la destilación del petróleo y es, junto con el gasóleo, el carburante más utilizado en el sector de la automoción. Las gasolinas más comunes son la Sin plomo de 95 octanos y Sin plomo de 98 octanos.

- Gasóleos

El gasóleo A o diésel, es una mezcla de hidrocarburos que se obtiene por la destilación del petróleo, que se utilizan como carburantes para motores de combustión interna. Al igual que en las gasolinas y con los mismos fines, se producen gamas mejoradas de gasóleo de automoción. También cabe mencionar los gasóleos agrícolas y para calefacción.

- Combustible para aviones

Son productos que están destinados a satisfacer las necesidades energéticas de la aviación. Dentro de este grupo se encuentra el queroseno, un producto obtenido de la destilación del petróleo que es la «base» para la fabricación de los distintos tipos de combustibles utilizados para los motores a reacción y la gasolina de aviación. La comercialización de estos productos va destinada a la aviación comercial, militar, privada, deportiva, etc.

- Coque de petróleo

El coque de petróleo es un sólido que se obtiene al final de la cadena de las unidades de proceso de refinería, mediante la coquización de residuo de vacío.

Aunque tiene otras aplicaciones no energéticas, la mayor producción del mismo tiene como destino la industria cementera donde es esencial como energía de bajo coste para mantener su competitividad y su potencial exportador. En el año 2013 las ventas en el

mercado español de coque combustible totalizaron 2.132 kt, de las que 1.152 kt fueron para la industria del cemento.

Usos no energéticos de los productos petrolíferos

Hay otros productos derivados del petróleo, que tienen su aplicación basada en otras propiedades no energéticas de los mismos y que se centran en el sector petroquímico, la lubricación, la pavimentación, etc.

Hacemos un repaso de los más destacados:

- Bases lubricantes y aceites industriales y marinos

Un lubricante es una sustancia que, colocada entre dos piezas móviles, no se degrada, y forma asimismo una película que impide su contacto, permitiendo su movimiento incluso a elevadas temperaturas y presiones. Por tanto, un lubricante es, principalmente, un agente antifricción, pero también tiene otras propiedades: sellantes, refrigerantes, antioxidantes, aislantes y detergentes. Los lubricantes de última generación permiten que en las máquinas industriales y en los motores de combustión interna actuales, se puedan lograr reducciones de consumo importantes y con ello un aumento de la eficiencia energética contribuyendo, además, a lograr combustiones más limpias, reduciendo las emisiones de partículas y de gases de efecto invernadero.

Dentro de los diferentes negocios que integran el sector petrolífero, los lubricantes son productos cercanos al cliente final, de los pocos que se pueden considerar diferenciados y de marca; es decir, «no *commodities*».

Aunque los aceites, tradicionalmente han sido productos líquidos derivados del petróleo, hoy se admiten como componentes de los lubricantes productos de diferente origen que constituyen lo que en el argot del negocio se llaman «bases no convencionales» o sintéticas por contraposición a las clásicas bases minerales obtenidas por medio de los procesos de destilación y refinado del petróleo.

Actualmente la mayor parte de los lubricantes que se utilizan en los motores de los automóviles son de base sintética o de base mineral hidrotratada o hidrocraqueada. Un lubricante se compone de una o más bases y de aditivos que son productos químicos específicos que mejoran y complementan sus propiedades; así, hay aditivos antioxidantes, antiespumantes, mejoradores de la variación de la viscosidad con la temperatura (índice de viscosidad), detergentes, dispersantes, antiherrumbre, antidesgaste, etc. El porcentaje de los aditivos en la fórmula final de un lubricante formulado, puede variar entre el 0,1 y el 30% en volumen.

Los aceites lubricantes usados se recogen para su posterior regeneración y obtención de nuevas bases lubricantes o para ser tratado y producir combustibles para la industria, principalmente la del cemento.

- Parafina

Es una sustancia sólida, untuosa, inerte e impermeable que ofrece gran plasticidad. Puede ser tratada manualmente a temperatura ambiente, es biodegradable y su combustión no libera gases nocivos. Ha sustituido con gran éxito a la cera de abeja por su menor coste y sus amplias aplicaciones. Entre las más conocidas, se encuentra la fabricación de todo tipo de velas. Además, en Medicina, la parafina sólida es un componente en diferentes fórmulas.

- Asfalto y telas asfálticas

Obtenido en la destilación del petróleo, el asfalto o betún no es un solo producto, sino una amplia familia de materiales con múltiples aplicaciones, aunque su uso más conocido es como ligante de materiales en la pavimentación de carreteras. Las características de las telas asfálticas las convierten en un producto muy adecuado para aislar terrazas, tejados o patios.

- Coque de petróleo

Dependiendo de la calidad del crudo de petróleo de origen y de si se calcina o no, se dan diversas calidades de coque y diferentes usos.

Se utiliza como materia prima para el carbono y muchos productos de grafito. Estos productos incluyen electrodos de hornos y las camisas y los ánodos utilizados en la producción de aluminio que, a su vez, se utiliza en la construcción de casi todos los aparatos de uso cotidiano.

- Productos petroquímicos

El sector de refino asegura un suministro fiable de materias primas al petroquímico que, para el entorno de la UE, representa más de 240.000 millones de € en ventas anuales y emplea a casi 800.000 personas. La producción de productos petroquímicos es muy extensa, pero dentro de la amplia gama se pueden destacar los más importantes como:

- Pinturas

La pintura es un material químico que se utiliza para recubrir o decorar todo tipo de superficies. Existe una gran variedad en el mercado y sus aplicaciones pueden ser industriales, artísticas y domésticas, entre otras. En su composición intervienen los disolventes, productos petroquímicos básicos que se producen en las refinerías.

Dentro de la gran variedad mencionada, podemos destacar la pintura en polvo, que es

el recubrimiento con mayor potencial de crecimiento, no solo por ser más ecológica que las pinturas convencionales líquidas, sino, porque al ser un recubrimiento nuevo, tiene mucho recorrido tecnológico por delante.

- Fibras de vidrio

Por sus características de buen aislamiento térmico, ser inerte ante ácidos y soportar altas temperaturas, se utiliza, entre otras aplicaciones, para la fabricación de cascos para veleros.

- Fibras sintéticas

La elaboración de fibras textiles sintéticas se puede realizar teniendo como materia prima el petróleo, que mediante transformaciones da lugar a resinas que, tras su hilado y solidificación, se convierten en fibras elásticas, ligeras y resistentes con aplicación en la industria textil utilizándolas solas o mezclándolas con las naturales (algodón, lana, lino).

El ciclohexano, un derivado del petróleo obtenido por la hidrogenación del benceno, está principalmente relacionado con la manufactura del nylon.

En la actualidad es imposible imaginar el mundo de los plásticos de ingeniería, polímeros y fibras de extrusión sin el nylon. Las aplicaciones van desde embalajes para productos alimenticios y farmacéuticos, redes de pesca, revestimientos de cables, fibras textiles para ropa y alfombras, paracaídas, hasta componentes ligeros para automóviles, como el depósito de la gasolina.

- Plásticos

Los plásticos son materiales que se obtienen de compuestos derivados del petróleo y del gas natural. Uno de sus usos es la fabricación de juguetes, ya que soportan bien los esfuerzos mecánicos y físicos, además de ajustar los costes de los productos.

Dentro de la amplia gama de plásticos uno de los más comunes es del tereftalato de polietileno —PET—, muy usado para fabricar envases para todo tipo de bebidas, bandejas para comida, envases para productos de limpieza y del hogar, para cosméticos, fibras textiles y otros usos como la producción de placas para radiología.

El desarrollo de este producto se ha debido sobre todo a sus propiedades de transparencia, buena resistencia y posibilidad de utilización para productos que estén en contacto con alimentos; se añade que es fácil de reciclar.

Es esta facilidad de reciclarse lo que llevó a Levi's Strauss a preparar el lanzamiento de una línea de tejanos llamada *Waste* (desecho). En esta nueva colección, que salió a la venta en la primavera de 2013, cada pieza individual incorporará como mínimo el 20% de materiales reciclados, lo que equivale a entre 12 y 20 botellas de PET por pantalón.

- Policarbonatos

Son un grupo de plásticos fáciles de moldear y resistentes que son utilizados en gran variedad de campos. Entre ellos en la electrónica, como materia prima de CDs, DVDs, como componentes de ordenadores, y en la industria del automóvil, permitiendo la producción de componentes para vehículos que aligeran su peso, produciendo por tanto un gran ahorro energético.

El fenol está presente en infinidad de artículos sin los cuales la vida cotidiana sería muy distinta, desde aspirinas hasta disolventes, pasando por implantes dentales, lentes intraoculares, teléfonos móviles y componentes para informática; su principal aplicación, el bisfenol A, base de los policarbonatos, es uno de los plásticos de ingeniería más utilizado actualmente, tanto en el interior como en el exterior de los automóviles, en el diseño y en la arquitectura.

En 1989, Finlandia vio la llegada del primer documento de identidad fabricado con policarbonato: el permiso de conducción finlandés. Desde entonces, el policarbonato se ha establecido como el material más adecuado para documentos de identidad electrónicos, gracias a sus excepcionales propiedades ópticas y físicas.

- Abonos y fertilizantes

Son sustancias que se utilizan para enriquecer los suelos, favoreciendo el crecimiento vegetal. En general, se pueden clasificar en dos tipos: los orgánicos y los minerales.

Dentro de los minerales se encuentran los químicos, en cuya composición interviene el azufre, que se obtiene como subproducto en las refinerías de petróleo.

- Fungicidas y herbicidas

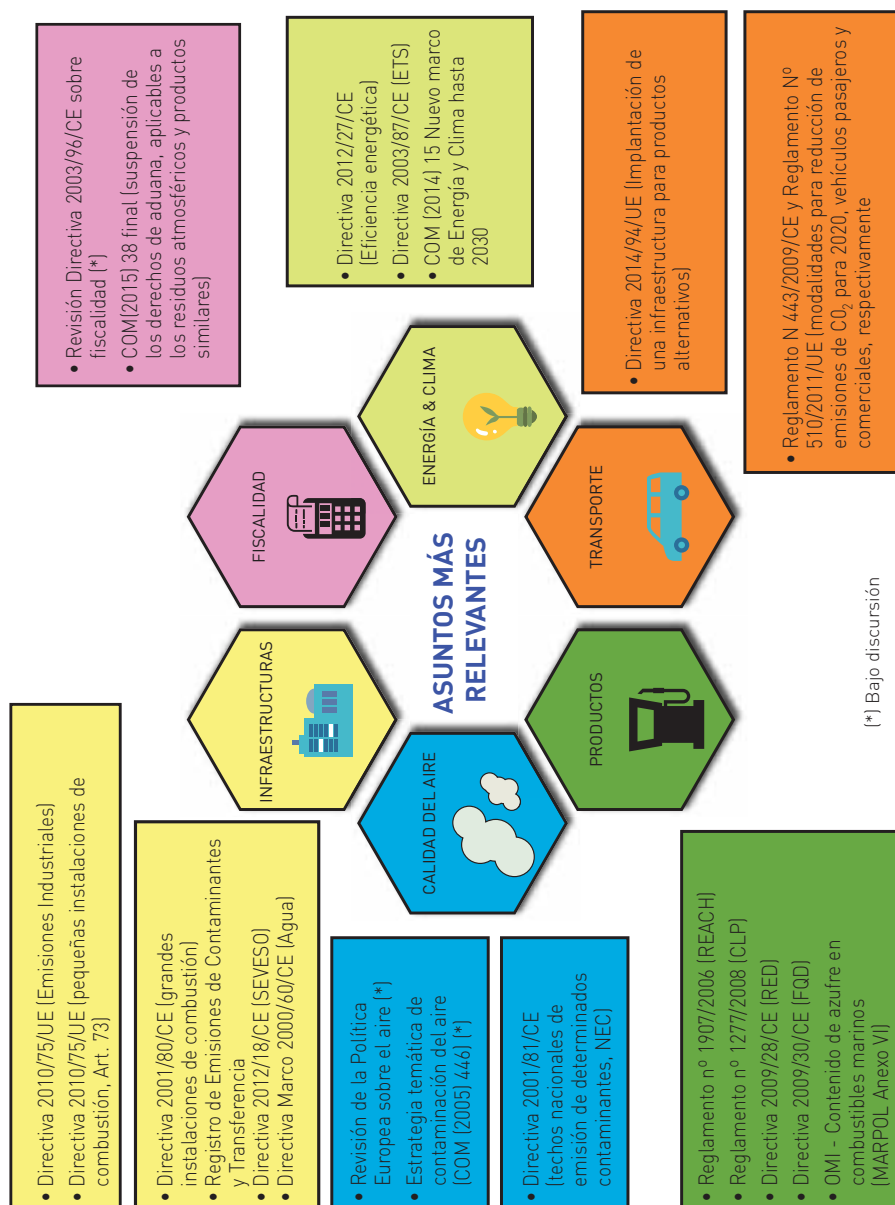
Son sustancias químicas utilizadas para controlar, prevenir o destruir las malas hierbas o para impedir el crecimiento de hongos perjudiciales que afectan a las plantaciones agrícolas, dañando las cosechas o causando enfermedades.

- Detergentes

Aunque el jabón es el agente de lavado más utilizado, en el siglo pasado y debido a la escasez de grasas usadas para su fabricación en las épocas de guerras, se desarrollaron síntesis químicas para la fabricación de otros productos que cumplieran el mismo objetivo.

En la actualidad, la materia prima más común para la obtención de detergentes biodegradables es el alquilbenceno lineal (LAB), producido a partir de productos procedentes de las refinerías de petróleo.

ANEXO 2. Esquema del marco regulatorio europeo que afecta al sector refino



ANEXO 3. Listado de acrónimos y abreviaturas

AIE	Agencia Internacional de la Energía
AOP	Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos
API	<i>American Petroleum Institute</i>
<i>b</i>	<i>Barrel</i> Barril
<i>BtL</i>	<i>Biomass to Liquid</i> Biomasa a Líquido
CLH	Compañía Logística de Hidrocarburos
COP	<i>Conference of the Parties</i> Conferencia de las Partes
CORES	Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos
CTL	<i>Coal to Liquids</i> Carbón a Líquido
CWE	<i>Central Western Europe</i>
E&P	Exploración y Producción
EE.UU.	Estados Unidos
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i> Técnicas de Mejora en la Recuperación de Petróleo
<i>ETBE</i>	<i>Etil TerButil Eter</i>
<i>EU-ETS</i>	<i>European Union - Emission Trading System</i> Sistema de Comercio de Emisiones- Unión Europea
<i>FAME</i>	<i>Fatty Acid Methyl Esters</i>
<i>FCC</i>	<i>Fluid Catalytic Cracking</i> Craqueo Catalítico en lecho Fluidizado
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GLP	Gases Licuados de Petróleo
GNL	Gas Natural Licuado
<i>GTL</i>	<i>Gas To Liquid</i> Gas a Líquido
<i>HVO</i>	<i>Hydrotreated vegetable oils</i> Aceites Vegetales Hidrotratados

I+D	Investigación y Desarrollo
I+D+i	Investigación, Desarrollo e Innovación
ICE	<i>Intercontinental Exchange</i>
IED	<i>Industrial Emission Directive</i> Directiva de Emisiones Industriales
IOC	<i>Internacional Oil Company</i> Compañía Internacional de Petróleo
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> Panel Intergubernamental para el Cambio Climático
LAB	Alquilbenceno lineal
LCP	<i>Large Combustion Plant directive</i> Directiva de Grandes Instalaciones de Combustión
LTO	<i>Light Tight Oil</i> Petróleos ligero de rocas compactas
LNG	Liquefied Natural Gas
Mb/d	Millones de barriles día
MIE	Mercado Interior de la Energía
Mtoe	<i>Million ton of oil equivalent</i> Millones de toneladas equivalentes de petróleo
NEC	<i>National Emission Ceilings</i> Techos Nacionales de Emisión
NGL	<i>Natural Gas Liquids</i> Líquidos de Gas Natural
NOC	<i>National Oil Company</i> Compañía Nacional de Petróleo
NYMEX	<i>New York Mercantile Exchange</i> Bolsa Mercantil de Nueva York
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo (<i>OPEC</i> , en inglés)
OTC	<i>Over the counter</i> Mercados no regulados
PESD	<i>Program on Energy and Sustainable Development</i> Programa sobre energía y desarrollo sostenible
PET	Tereftalato de Polietileno

PIB	Producto Interior Bruto
PRTR	<i>Pollutant Release and Transfer Register</i> Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes
REACH	<i>Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals</i> Registro, Evaluación, Autorización y Restricción de Sustancias Químicas
REFIT	<i>Regulatory Fitness and Performance Programme</i> Programa de Adecuación y Eficacia de la Reglamentación
SECA	<i>Sulphur emission control area</i> Área de control de emisiones de SOx
Tep	Toneladas equivalentes de petróleo
TPED	<i>Total Primary Energy Demand</i> Demanda total de energía primaria
TUSD	Trillones de dólares estadounidenses
UE	Unión Europea
UPI	Unión de Petroleros Independientes
URSS	Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas
USD	<i>United States Dollar</i> Dólar estadounidense
USD/b	Dólares estadounidenses por barril
WEO	<i>World Energy Outlook</i>

ASOCIADOS EJECUTIVOS



Edición y distribución:



CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA
INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

Paseo de la Castellana, 257- 1ª planta - 28046 Madrid
Tel.: 91 323 72 21 / www.enerclub.es