

Conociendo el "Gas Natural": **Actualidad y perspectivas**

EMILIANO MORENO LÓPEZ Y ELOY GARCÍA CALVO

Febrero 2014

instituto
imdea
agua

Conociendo el "Gas Natural": **Actualidad y perspectivas**

EMILIANO MORENO LÓPEZ Y ELOY GARCÍA CALVO

Febrero 2014

instituto
imdea
agua

ISBN: 978-84-616-8423-6

ÍNDICE

1. Resumen	7
2. Introducción	9
2.1 Conociendo el Gas Natural: conceptos fundamentales	10
2.1.1 Qué es	10
2.1.2 Yacimientos	11
2.1.3 Cadena de valor	12
2.2 Breve historia del gas natural	20
2.3 Referencias	22
3. Geopolítica y seguridad de suministro	23
3.1 En el mundo	23
3.1.1 Reservas de gas natural probadas en el mundo	23
3.1.2 Principales acontecimientos en la geopolítica internacional del gas natural	26
3.2 En Europa	28
3.2.1 Reservas de gas en Europa	28
3.2.2 Versatilidad del suministro	29
3.2.3 Corredores del gas	30
3.2.4 Hubs gasistas	32
3.3 En España	35
3.3.1 Las infraestructuras actuales de gas natural en España	35
3.3.2 Versatilidad de suministro: procedencia y distribución en el país	37
3.3.3 Las interconexiones	40
3.4 Referencias	43
4. El mercado del Gas Natural: estructura y desafíos	45
4.1 En el contexto de la política energética de la Unión Europea: hacia un mercado interior del gas	45
4.2 En el contexto de la política energética de España	48
4.3 Referencias	53



5. El papel de Gas Natural en el sistema energético español	55
5.1 Balance 2012 y perspectivas 2013	55
5.2 Seguridad de suministro	56
5.3 El papel de la cogeneración en la seguridad de suministro eléctrico	57
5.4 Referencias	59
6. El papel estratégico del <i>Shale Gas</i> en el marco de la independencia energética	61
6.1 Conceptos básicos: naturaleza y procesos de extracción	61
6.1.1 Gas no convencional	61
6.1.2 Shale gas o gas pizarra	62
6.2 Reservas de gas no convencional	64
6.3 Limitaciones medioambientales	67
6.4 Prospectiva: impacto sobre el mercado del Gas Natural	70
6.4.1 A nivel internacional y de la Unión Europea	70
6.4.2 En España	71
6.5 El papel del agua en el proceso de <i>fracking</i>	72
6.6 Referencias	76
7. Conclusiones	79
Anexo I. Glosario de términos	81
Anexo II. Figuras	83
Anexo III. Tablas	85
Anexo IV. Legislación de interés	87



El auge del petróleo y del gas no convencionales, así como de las energías renovables están transformando la concepción tradicional de los recursos energéticos mundiales. Hoy día, a pesar de que los recursos de gas son abundantes, su futuro está ligado al desarrollo del shale gas el cual, a su vez, está supeditado a dos restricciones: una de carácter político y social, que tiene que ver con la seguridad medioambiental inherente al proceso de extracción; y otra, puramente técnico-económica relacionada con la rentabilidad del citado proceso de extracción, así como con la disponibilidad de infraestructuras de transporte y transformación en el país de origen.

1. RESUMEN

La forma en que se ha venido desarrollando la economía mundial en la última década ha provocado la búsqueda exhaustiva de recursos energéticos que puedan sostener las exigencias y necesidades de las distintas naciones. En base a los análisis de la Agencia Internacional de la Energía, se prevé que las necesidades de energía aumentarán casi un tercio de aquí al año 2035, por efecto sobre todo de la mayor demanda de las economías emergentes, como China, India y Oriente Medio.

En este sentido, los combustibles fósiles seguirán cubriendo la mayor parte de las necesidades de energía mundiales; en particular, se espera que el gas natural cobre cada vez más importancia en términos relativos por diferentes motivos, lo que, unido al alza lógica de los precios en este contexto, está causando el aprovechamiento de fuentes no convencionales de gas más costosas de explotar: entre estas, el gas de esquisto o *shale gas*. Casi todo el aumento de la oferta de gas natural en los próximos años se deberá a la producción de gas de esquisto que, a su vez, se encuentra más repartido a lo largo del planeta que las fuentes convencionales de gas natural; y que, sobre todo, el petróleo.

Así, el rápido desarrollo de este gas en los Estados Unidos está favoreciendo la independencia energética de este mercado lo que, sin duda, está cambiando radicalmente el mercado global de la energía, atenuando el poder natural de los monopolios de los recursos energéticos (por ejemplo, OPEP). No obstante, las últimas estimaciones de la citada Agencia Internacional de la Energía indican que esta disrupción en el mercado energético es más coyuntural de lo que se



podría esperar a raíz de las altas expectativas iniciales puestas en estas fuentes no convencionales, retornando a una situación similar a la anterior de este boom en una década aproximadamente.

En cualquier caso, lo que no puede dudarse es que el gas natural ha cobrado un papel muy relevante en el panorama energético mundial así como en las relaciones geoestratégicas de los países. No en vano, uno de los aspectos clave en las políticas actuales es tratar de minimizar su dependencia energética de terceros mediante, por ejemplo, la diversificación geográfica de las fuentes de suministro (en el caso de los gasoductos), y de paso incrementando el uso de gas natural licuado (GNL) a través de buques metaneros y plantas de regasificación, el aprovechamiento de las fuentes no convencionales, etc.

En España, el sector gasista, que representa el 0,5% del PIB, es relativamente joven teniendo, todavía, un importante potencial de expansión. En esta línea, todos los agentes del sector están trabajando en diferentes vectores de crecimiento. Actualmente cuenta con dos rutas de suministro por gasoducto (desde el norte de Europa y desde el norte de África), y se está potenciando especialmente el uso de GNL, destacando en este aspecto sobre el contexto europeo.

El presente documento, basándose en los hechos y en la información disponible en fuentes de probada solvencia, examina con mayor detalle todo lo anterior, así como las implicaciones del gas natural en la transformación de los mercados energéticos y los principales retos a los que debe enfrentarse dicho mercado en España.

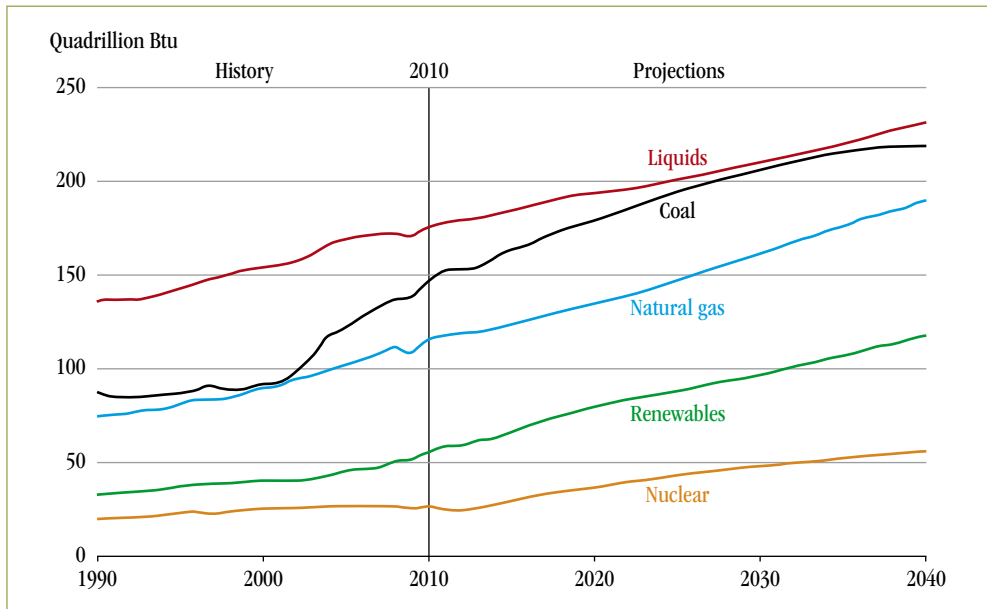
2. INTRODUCCIÓN

En los mercados energéticos, caracterizados por un marcado carácter global, confluyen múltiples aspectos geopolíticos, tecnológicos, económicos, ambientales y regulatorios que plantean numerosos retos de gestión.

La demanda de energía primaria a nivel mundial ha seguido una tendencia creciente durante las últimas décadas. El desarrollo industrial y económico, combinado con las altas tasas de crecimiento demográfico de los países en vías de desarrollo –con una intensidad energética muy superior a la de países desarrollados– explica una parte notable de este incremento de la demanda mundial de energía.

Las fuentes de energía fósiles constituyen (y constituirán en los próximos años según las previsiones de los principales organismos internacionales) alrededor del 80% de la base de energía mundial. Unas fuentes que se encuentran concentradas generalmente en áreas de baja estabilidad política y, cada vez más, en cuencas de acceso costoso.

Figura 1. Consumo mundial de energía por tipo de combustible 1990-2040



Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA)

Este incremento general de la demanda, y en particular de los países emergentes, puede estar reñido con la necesaria sostenibilidad ambiental y la garantía del suministro. Esto es especialmente importante en la medida en que el incremento de la demanda estaría en gran parte sustentado en energías fósiles incrementándose, en consecuencia, la competencia por los recursos naturales de Oriente Medio, Latinoamérica, la antigua URSS y África.

Como respuesta, la tendencia en las políticas energéticas responden al reto de reducir la dependencia energética (ya que alcanzar una “autosuficiencia energética” se antoja un objetivo utópico, al menos en el medio plazo), a la vez que contribuir a combatir el cambio climático y a fomentar la competitividad (y por tanto la estabilidad de precios), permitiendo un desarrollo económico sostenible.

En la actualidad, el gas natural se perfila con un importante papel en la respuesta a este reto debido a las ventajas que presenta. Actualmente disfruta de una buena posición en el mix energético, con un importante potencial de crecimiento para los próximos años ya que facilita la diversificación de las fuentes energéticas, ayuda a asegurar la satisfacción de la demanda y cumple con criterios de eficiencia y respeto por el entorno. De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency: IEA, en inglés), el gas natural está a punto de entrar en una “edad de oro” que dependerá, fundamentalmente, de la explotación exitosa de los recursos mundiales de gas no convencionales.

2.1 Conociendo el Gas Natural: conceptos fundamentales

2.1.1 Qué es

El gas natural es un gas de menor densidad que el aire, no tóxico, inodoro e inodoro, fácilmente inflamable, con un potencial de cambio climático 21 veces el CO₂, constituido por una mezcla de gases cuya composición es variable, aunque predomina mayoritariamente el metano¹.

1 El metano es un hidrocarburo alifático constituido por un único átomo de carbono enlazado con cuatro átomos de Hidrógeno, mediante sendos enlaces “covalentes”: CH₄.

Se origina a partir de restos orgánicos enterrados con otros sedimentos a grandes profundidades y sometido a altas presiones y temperaturas, por lo que forma parte de los denominados combustibles fósiles.

Tabla 1. Composición típica del gas natural

Methane	CH ₄	70-90%
Ethane	C ₂ H ₆	0-20%
Propane	C ₃ H ₈	
Butane	C ₄ H ₁₀	
Carbon Dioxide	CO ₂	0,8%
Oxygen	O ₂	0-0.2%
Nitrogen	N ₂	0-5%
Hydrogen sulphide	H ₂ S	
Rare gases	A, He, Ne, Xe	trace

Fuente: NaturalGas.org

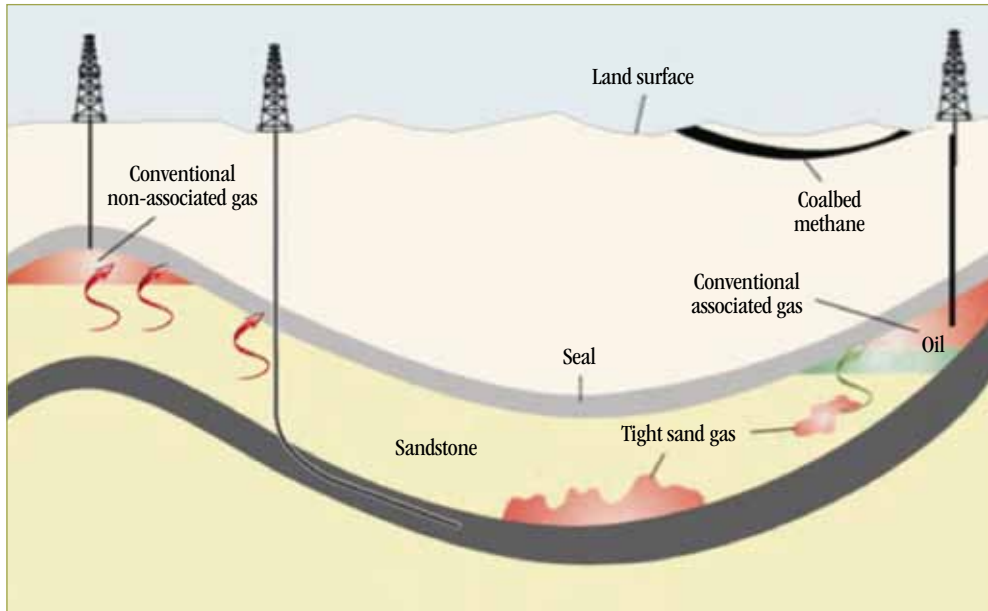
2.1.2 Yacimientos

Los yacimientos de gas natural suelen localizarse a altas profundidades en el subsuelo, bien en tierra firme (“onshore”) o bien bajo el mar (“offshore”). El gas natural puede aparecer independientemente o asociado a yacimientos de otros hidrocarburos (petróleo) o acompañado de pequeñas cantidades de otros hidrocarburos o gases. También puede encontrarse en capas más superficiales asociado al carbón.

Los yacimientos, por su parte, pueden catalogarse en convencionales o no convencionales:

- En un yacimiento convencional, el gas natural se encuentra atrapado en una estructura de roca porosa limitada por una capa de roca impermeable que evita que el gas escape a la superficie (trampas estratigráficas o estructurales).
- Los yacimientos no convencionales suelen ser continuos, consistentes en una acumulación de capas sedimentarias de baja permeabilidad saturadas de gas. Entre las principales fuentes de gas no convencional se encuentran el *Shale gas*, el Tight sand gas, el Coalbed methane (CBM) y el Hidrato de metano, que se tratarán más adelante.

Figura 2. Tipos de yacimientos de gas natural

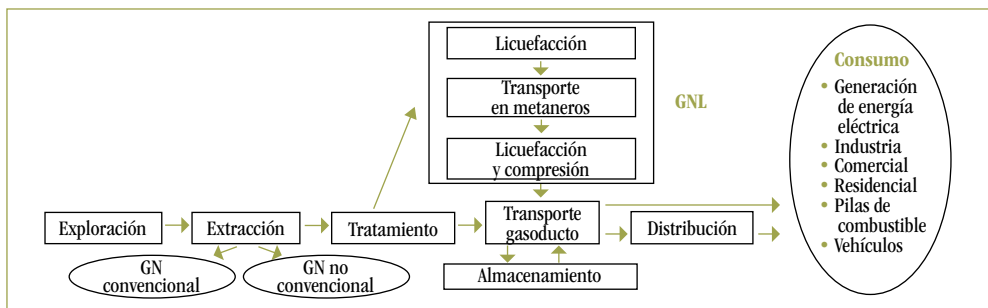


Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA)

2.1.3 Cadena de valor

Hasta el momento del consumo para los distintos usos finales de este combustible, para disponer de gas natural es necesario llevar a cabo las siguientes actividades: exploración, extracción del gas almacenado, producción, transporte, almacenamiento y distribución hasta los puntos de consumo.

Figura 3. Cadena de valor del gas natural



Fuente: Energía y Sociedad

a) Exploración

En líneas generales, puede afirmarse que las técnicas de exploración del gas natural son en gran parte comunes a las utilizadas en el caso del petróleo. Las técnicas de exploración más antiguas se basaban en la detección de la presencia de emanaciones en la superficie. Con el tiempo, y el incremento en la demanda de energía, los métodos de exploración han ido evolucionando hacia técnicas más avanzadas y en todos los casos se centran en el trabajo coordinado de geólogos y geofísicos que cooperan para conseguir el máximo conocimiento posible del subsuelo. Básicamente, los trabajos implican actividades de rastreo, recopilación de datos y tratamiento e interpretación de los mismos:

- Los geólogos son normalmente los primeros en intervenir, identificando áreas probables de existencia de “bolsas” con gas natural. Para ello, buscan formaciones anticlinales (zonas donde la tierra se ha curvado por movimientos internos dando lugar a una cavidad) donde es factible la acumulación de gas. Esta peculiaridad geológica puede “adivinarse” desde el exterior por la existencia de afloramientos (o protuberancias) de rocas. Lo anterior se complementa con la toma de muestras del terreno que mediante su análisis geológico aportará un dato más a la probabilidad de existencia de un yacimiento en el terreno objeto de estudio.
- Por su parte los geofísicos llevan a efecto diferentes pruebas encaminadas a conocer las características físicas del terreno, nuevamente en aras de identificar zonas de mayor probabilidad de concentración de gas. La principal innovación tecnológica a nivel de prospección ha sido aportada por la sismología que permite el análisis de las capas inferiores de la corteza terrestre sin necesidad de perforaciones. Se trata de excitar el terreno con energía en forma de ondas sísmicas, el cual, ante tal excitación, responde con una onda de vuelta que es detectada y registrada en un sismógrafo. Esta señal se somete a un proceso de análisis exhaustivo, ya que sus características están directamente ligadas a las propiedades del terreno. Gracias al estudio de las vibraciones en la corteza, los geólogos pueden determinar el tipo de roca presente en el subsuelo y la profundidad a la que esta se encuentra. Las últimas técnicas de cálculo han aumentado el valor de los datos sísmicos permitiendo al geólogo crear imágenes en tres y cuatro dimensiones que representan las distintas capas de roca presentes en el subsuelo. Para causar la onda se emplean diversos dispositivos desde el exterior, siendo muy habitual la utilización de vehículos pesados que están preparados para generar una fuerte percusión en el terreno, generalmente mediante un gran

pistón que impacta en un punto preciso de la zona a inspeccionar. En caso de prospecciones "off-shore", el fundamento es el mismo aunque en este caso es un barco el que genera la onda de inspección, normalmente mediante un impacto de aire comprimido que se transmite por el agua hasta incidir en un punto del fondo marino objeto de estudio. La onda de vuelta se transmite primero por el terreno y luego por el agua, hasta llegar a la superficie donde están dispuestos varios hidrófonos (equipos similares a los sismógrafos pero específicos para la captación de ondas transmitidas en un medio acuoso).

Además de las técnicas de exploración sísmica los geofísicos utilizan otras como las magnetométricas (basadas en dispositivos capaces de detectar ligeras variaciones en el campo magnético de la tierra debidas a cambios en las características del terreno subyacente), o las técnicas gravimétricas (en este caso se centran en medir ligeras variaciones en el campo gravitacional, causadas nuevamente por variaciones en las características del terreno).

Cuando en base a las técnicas anteriores se ha conseguido suficiente evidencia sobre la existencia de un pozo de gas, se procede entonces a realizar una pequeña perforación y se analizan las características del terreno mediante la toma de muestras y la realización de diversos test in situ (esto es, con instrumentación de medida que actúa en el interior del pozo que se va excavando). Estos análisis permiten conocer la densidad, conductividad, propiedades radiactivas, acústicas, etc. del material subyacente.

b) Extracción

Una vez detectada la existencia de un yacimiento y comprobado que se dan las condiciones técnicas y económicas que hacen viable la extracción del gas natural, se procede a la perforación del mismo.

Para ello se requiere una infraestructura de extracción que variará, en ciertos aspectos, según se trate de un yacimiento convencional o de un yacimiento no convencional; o ya sea en tierra (on-shore), o en el fondo marino (off-shore).

b.1) Yacimientos convencionales

Generalmente, se utiliza una técnica de perforación por rotación directa; es decir, la materia perforada se traslada a la superficie a través del interior del brazo perforador.

La herramienta rotatoria incluye incrustaciones de un material de gran dureza (tipo diamante) que facilita la perforación sin sufrir un desgaste excesivo. Se consigue la rotación de dicho elemento normalmente mediante un motor eléctrico accionado por una turbina de gas o bien puede tomar la energía directamente de la red eléctrica del entorno.

A medida que se va perforando se procede a la instalación de un tubo que evita que el pozo se vaya desmoronando, lo que a su vez favorece la conducción del gas ascendente y evita la contaminación del producto.

En el caso de aquellos pozos situados debajo de elementos que impiden la perforación directa, se cuenta con la técnica de “perforación dirigida”, que consiste en realizar pozos con ángulos diversos, alejándose de la línea recta y consiguiéndose así alcanzar yacimientos cuyo acceso requiere un giro de hasta 90 grados respecto a la vertical.

En el caso de los yacimientos off-shore, se requiere de una plataforma que permita apoyar toda la infraestructura de perforación al no estar disponible la tierra firme. Por su parte, las plataformas pueden clasificarse en fijas y móviles. Las plataformas fijas se implantan cuando la bolsa de gas es lo suficientemente grande como para justificar económicamente esta infraestructura. De no ser así se utilizarán plataformas móviles, e incluso barcos perforadores que se pueden desplazar de un lugar a otro.

El gas natural se extrae por expansión, esto significa que la misma presión del gas contenido en los depósitos de las rocas produce el impulso de los fluidos hacia las paredes del pozo, para luego subir al exterior. La presión de producción de gas del pozo disminuye gradualmente a lo largo de la explotación del yacimiento, sin embargo su vida útil se puede extender utilizando compresores para imprimir fuerza al gas que se encuentra bajo tierra ayudándole, de esta manera, a llegar hasta el gasoducto.

Finalmente la infraestructura de extracción se complementa con la instalación en la superficie de un sistema de regulación que prevendrá de posibles sobrepresiones, y permitirá adaptar la presión del producto a la deseada por el explotador.

b.2) Yacimientos no convencionales

En los últimos años se han investigado y desarrollado nuevas formas de extracción de gas natural denominadas “no convencionales”, especialmente en los

EE.UU., en parte debido, por un lado, a los elevados precios de los combustibles y, por otro lado, a su escasez en reservas convencionales de gas natural.

Las tecnologías actuales de extracción son dos y funcionan de manera complementaria: *horizontal drilling* (“perforación horizontal dirigida”) e *hydraulic fracturing* (“fractura hidráulica”). La primera tiene el propósito de atravesar y llegar a los yacimientos; por su parte, la segunda, a través de reacciones físico-químicas y presión de fluidos, aumenta la permeabilidad de la roca permitiendo la salida del gas natural. Más adelante se tratarán las fuentes no convencionales en un capítulo específico.

c) Tratamiento del gas

Una vez extraído el gas natural del yacimiento es necesario procesarlo para que pueda ser transportado y comercializado.

Por un lado, tanto para el transporte y distribución como para la comercialización del gas natural, deben cumplirse estándares de seguridad y calidad tanto en las infraestructuras como en los puntos de entrega (p. ej., filtrado de impurezas o un determinado poder calorífico).

Además, para facilitar su transporte en estado líquido (Gas Natural Licuado o GNL) deben eliminarse de la mezcla de gas natural componentes que puedan interferir en el proceso de enfriamiento del gas; mientras que para el transporte por gasoducto, será conveniente eliminar compuestos corrosivos que puedan deteriorar los materiales de los gasoductos: para ello, se procede a reducir el contenido en agua y a eliminar gases ácidos (sulfhídrico y dióxido de carbono), así como nitrógeno y mercurio del gas extraído del subsuelo.

c.1) Licuefacción del Gas Natural

Existen importantes reservas de gas natural situadas en zonas alejadas que carecen de demanda local y donde el transporte del gas natural, a través de gasoductos, puede no resultar viable.

Los avances tecnológicos de los últimos años han hecho técnica y económicamente posible el transporte del gas natural procedente de estas fuentes en fase líquida, lo que requiere una temperatura de -160°C . El gas transportado en fase líquida se conoce como gas natural licuado (GNL). Hoy día, se estima que para distancias superiores a los 2.500 km resulta rentable realizar su transporte en forma de GNL.

Otra ventaja adicional del GNL es que no vincula puntos de consumo con orígenes determinados de gas, por lo que facilita en gran medida la diversificación de orígenes, reduciendo el riesgo de suministro y favoreciendo la competencia en el mercado.

El gas natural se transforma en gas líquido en las plantas de licuefacción (instalaciones industriales que permiten enfriar grandes cantidades de gas natural). Una vez realizado el proceso de licuefacción, el GNL ocupa un volumen aproximadamente 600 veces menor que el gas natural. No obstante, no debe olvidarse que para conseguir el enfriamiento necesario se consume una cantidad de energía superior al 10% del gas trasegado.

El GNL se almacena en tanques ubicados en las plantas de licuefacción. Los principales países donde existen plantas de licuefacción en la actualidad son Qatar, Malasia, Indonesia, Argelia, Nigeria, Australia, Trinidad y Tobago y Egipto.

d) Transporte

Una vez tratado el gas, su transporte se podrá realizar en fase gaseosa, a través de los gasoductos, o bien licuado en buques metaneros.

d.1) Transporte de la fase gaseosa

El sistema clásico de transporte de gas entre dos puntos determinados está formado por gasoductos (tuberías de acero al carbono, de elevada elasticidad), bien enterrados en la superficie terrestre o bien en el fondo del mar. La capacidad de transporte de los gasoductos depende de la diferencia de presión entre sus extremos y de su diámetro (a medida que aumentan estas variables, aumenta la capacidad de transporte).

A medida que el gas circula por el gasoducto va perdiendo presión, por lo que es necesario aumentar en determinados puntos del mismo la presión del gas, acción que se realiza en las estaciones de compresión. El control de los flujos de gas se realiza desde instalaciones (centros de control) donde se reciben las medidas de presiones, temperaturas, caudales y poderes caloríficos del gas transportado.

d.2) Transporte del Gas Natural Licuado

Según se ha comentado, los avances tecnológicos de los últimos años han hecho técnica y económicamente viable el transporte del GNL mediante

buques específicamente diseñados para transportar y descargar el GNL: los buques metaneros. En la actualidad pueden ser de dos tipos, dependiendo de la clase de tanques de GNL que incorporen (bien de membrana o bien esféricos). La propulsión de estos buques se realiza mediante la combustión del propio gas evaporado de los tanques, aunque recientemente los motores han ido evolucionando para poder consumir también fuel-oil. La capacidad de carga de estos buques puede variar entre los 25.000 m³ y los 270.000 m³, siendo los volúmenes más comunes los comprendidos entre 90.000 m³ y 170.000 m³.

La descarga del GNL transportado en los puertos de destino se realiza a través de los brazos de descarga de los buques metaneros, con los que se bombea el GNL directamente a las plantas de regasificación en tierra firme.

Para su inyección en la red de gasoductos, el GNL se transforma en gas, en las plantas de regasificación, mediante un aumento de su temperatura (proceso conocido como vaporización, normalmente mediante el aprovechamiento de la temperatura del agua del mar en intercambiadores de calor). En 2013, según *Gas Infrastructure Europe* (GIE), hay en funcionamiento en Europa 18 plantas de regasificación de GNL, de las cuales 6 están ubicadas en España.

El GNL también se puede cargar directamente desde los tanques de GNL en camiones cisterna que transportan el gas líquido por carretera a las denominadas "plantas satélite", donde se regasificará el GNL. Estas plantas satélite alimentan a redes de distribución a las que no llega el transporte por los gasoductos de la red de transporte, o a consumidores industriales que disponen de suficiente volumen de consumo para mantener sus propias plantas satélite.

e) Almacenamiento (GN, GNL): externo y subterráneo

La fuerte dependencia de gas natural procedente del exterior, y las variaciones estacionales en la demanda de gas natural, debido a los usos industriales y al uso del gas para calefacción en periodos invernales, hace necesario almacenar gas natural. El tipo de almacenamiento más habitual y ventajoso desde el punto de vista económico y técnico es el almacenamiento subterráneo, en formaciones geológicas adecuadas, aprovechando la compresión del gas a bajas profundidades y la poca porosidad de estas formaciones.

Los almacenamientos subterráneos de gas natural se localizan en yacimientos de gas o petróleo ya explotados, en acuíferos o en cavernas salinas que cumplan las condiciones de porosidad y permeabilidad requeridas para al-

macenar el gas natural. Desde el punto de vista operativo, las distintas instalaciones de almacenamiento de gas natural se diferencian entre sí por la capacidad de almacenamiento total y por el volumen de “gas colchón” (o gas necesario para asegurar una presión y una capacidad de extracción constante), que determinan conjuntamente el volumen de “gas útil” (inyectable y extraíble), así como las tasas de inyección y extracción del almacenamiento que definen el tipo de servicios que pueden prestar las instalaciones (p. ej. ajustes de corto plazo, o servicios de almacenamiento a medio plazo de carácter más estratégico).

Otra alternativa para el almacenamiento de gas natural es el almacenamiento de GNL en los tanques de las plantas de regasificación. En el caso de España, la proporción de almacenamiento en estos tanques es muy superior a otros países, dado el elevado porcentaje de importaciones en forma de GNL y la relativa escasez de formaciones geológicas aptas para albergar almacenamientos subterráneos.

f) Distribución

En las proximidades a los centros de consumo, los gasoductos de transporte presentan derivaciones a las redes de distribución, o conjunto de tuberías de menor diámetro y presión de diseño, que llevan el gas natural hasta los consumidores finales. Las estaciones de regulación y medida (ERMs), situadas en los nodos que unen la red de transporte y las redes de distribución, adaptan la presión del caudal de gas en los gasoductos de transporte a la presión requerida en la red de distribución. En estos puntos de conexión, entre la red de transporte y la red de distribución, se añaden al gas natural sustancias odorizantes para facilitar su detección en caso de fuga, como el metilmercaptano que con bajas dosis confiere el característico “olor a gas”.

Las redes de distribución se diseñan en forma de ramal (cada usuario tiene una única línea de suministro o ramal), o de forma mallada (la red que suministra al usuario está interconectada en varios puntos con el resto de la red de distribución). El diseño mallado es más costoso, aunque ofrece mayor fiabilidad y garantía de suministro en caso de averías.

La presión a la que se entrega el gas natural depende del tipo de cliente, variando desde presiones menores a 0,05 bares para los consumidores más pequeños (los domésticos) hasta presiones superiores a 40 bares en las entregas a los ciclos combinados y grandes consumidores industriales, que frecuentemente se alimentan directamente desde el sistema de transporte.

2.2 Breve historia del gas natural

El descubrimiento del gas natural, en Oriente Medio, data de la antigüedad. Los primeros descubrimientos de yacimientos de gas natural fueron hechos en lo que hoy es Irán entre los años 6000 y 2000 A.C. Estos yacimientos de gas, probablemente encendidos por primera vez mediante algún relámpago, sirvieron para alimentar los “fuegos eternos” de los adoradores del fuego de la antigua Persia.

También se menciona el uso del gas natural en China hacia el 900 A.C., donde además se documenta la perforación del primer pozo conocido de gas natural, de 150 metros de profundidad, en el 211 A.C., cuando se perforaba a grandes profundidades a fin de buscar yacimientos de sal. También las civilizaciones griega y romana conocieron su llama.

En Europa no se conoció el gas natural hasta que fue descubierto en Gran Bretaña en el año 1659, aunque no se empezó a comercializar hasta 1790.

La primera utilización de gas natural en Norteamérica se realizó desde un pozo poco profundo en la localidad de Fredonia, Nueva York, en 1821. William Hart, considerado como el “padre del gas natural”, excavó el primer pozo norteamericano de gas natural. El gas era distribuido a los consumidores a través de una cañería de plomo de diámetro pequeño, para cocinar e iluminarse.

Durante el siglo XIX el gas natural fue casi exclusivamente utilizado como fuente de luz, cuando su consumo permanecía muy localizado por la falta de infraestructuras de transporte.

En 1890 se produjo un importante cambio con la invención de las juntas a prueba de fugas en los gasoductos. No obstante, las técnicas existentes no permitieron transportar el gas natural a más de 160 kilómetros de distancia. El transporte del gas natural a grandes distancias se generalizó en el transcurso de los años veinte del siglo XX, gracias a las mejoras tecnológicas aportadas a los gasoductos. Después de la segunda guerra mundial, el uso del gas natural creció rápidamente como consecuencia del desarrollo de las redes de gasoductos y de los sistemas de almacenamiento.

En los primeros tiempos de la exploración del petróleo, el gas natural era frecuentemente considerado como un subproducto sin interés que impedía el trabajo de los obreros, forzados a parar de trabajar para dejar escapar el gas

liberado en el momento de la perforación. Hoy en día, en particular a partir de las crisis petroleras de los años 70, el gas natural se ha convertido en una importante fuente de energía en el mundo.

En España, la historia del uso del gas empieza cuando, en 1841, Charles Lebon consigue, a través de subasta, el primer contrato de alumbrado público por gas con el Ayuntamiento de Barcelona. A raíz de esta concesión, un año más tarde, se construye la primera fábrica de gas de España en la Barceloneta y, en 1843, Lebon conjuntamente con los hermanos Gil y Serra y otros accionistas, fundan la Sociedad Catalana para el Alumbrado por Gas (SCAG). A partir de 1853, otras empresas de gas entran a competir en el mercado español.

Con la popularización del uso del gas en el siglo XIX para el alumbrado público, se pone en marcha la idea de construir una fábrica de gas en el municipio más grande y transportarla al resto de municipios de la zona. Fue así como, para conseguir ahorro en costes e inversiones, nace la distribución de gas a través de canalizaciones.

Con la entrada de la electricidad en 1894, el gas tuvo que competir con ella en el mercado del alumbrado que, finalmente, perdió en beneficio de esta última. Ante esta situación, el gas se vió obligado a buscar nuevos usos, enfocándose principalmente, en el uso doméstico (en particular, a la cocina).

Ya en el siglo XX, desde finales de los años 50 hasta inicios de los 70, se inicia un proceso de modernización de las instalaciones gasistas en el que tiene gran importancia el paso, en 1963, de producir gas manufacturado con carbón a producirlo con naftas. Tras el cambio se pasó a disponer de modernas plantas químicas, suficientemente automatizadas, que supusieron un aumento de la capacidad productiva de las fábricas. Para dar salida a esta mayor producción, debían buscarse nuevos usos del gas, por lo que empieza a promocionarse fuertemente la calefacción a gas.

Por su parte, el suministro de gas natural directo, sin necesidad de instalaciones industriales, se inició en España en 1969. Catalana de Gas y Electricidad constituyó, junto con otros socios, la sociedad Gas Natural S.A. para la importación de gas natural de Libia y construyó una planta de regasificación en el puerto de Barcelona así como el primer metanero español, “El Laietà”. En 1974 comenzó a suministrarse GNL procedente de Argelia en la citada planta de Barcelona. La crisis económica de comienzos de los años 80 provocó el retraso del desarrollo de las infraestructuras gasistas, obligando a renegociar los contratos de largo plazo de suministro de GNL. En 1985 se firmó el “Protocolo del Gas” cuyo objetivo era impulsar el crecimiento del consumo de gas natural, y del sector del gas natural en general, en España.

Entre los años 1985 y 1993 los aprovisionamientos por GNL (a través de la planta de Barcelona y de dos nuevas plantas de regasificación construidas en Huelva y Cartagena) se complementaban con la limitada producción de gas natural de los yacimientos de Serrablo y Gaviota, en Huesca y Vizcaya respectivamente (hoy convertidos en instalaciones de almacenamiento subterráneo). En 1993 se puso en funcionamiento la primera conexión internacional por gasoducto del sistema gasista español en Larrau (sur de Francia, cerca de su frontera con Navarra), a través de la cual se importa gas procedente de Noruega.

Posteriormente, en 1996, entró en operación el gasoducto del Magreb (conectado con la península en Tarifa), por el que se importa gas producido en Argelia. Este gasoducto supuso un hito importante al conectar España con los yacimientos de Argelia. Para su construcción se hizo necesario el acuerdo con Marruecos (país de tránsito) y un compromiso del sector eléctrico para garantizar el consumo de determinados volúmenes de gas.

En 2012, los aprovisionamientos de gas natural a España, tanto a través de gasoductos (aproximadamente un 40% del total) como a través de plantas de regasificación de GNL (aproximadamente un 60% del total), provienen de orígenes muy diversificados geográficamente.

2.3 Referencias

- U.S. Energy Information Administration (EIA) (2013). *International Energy Outlook 2013*. Disponible en www.eia.gov/ieo
- Energía y Sociedad (2010). *La cadena de valor del gas natural*. Disponible en www.energiaysociedad.es
- NaturalGas.org (2013). *Overview of Natural Gas*. Disponible en <http://www.naturalgas.org>
- Gas Infrastructure Europe (GIE) (2013). *LNG Map*. Disponible en <http://www.gie.eu>
- Asociación de Ingenieros del ICAI (2010). *Consideraciones técnicas sobre el sistema gasista (I): exploración y extracción*. Revista Anales de mecánica y electricidad. Noviembre-Diciembre 2010. Disponible en <http://www.revista-anales.es>

3. GEOPOLÍTICA Y SEGURIDAD DE SUMINISTRO

Una alta dependencia energética del exterior puede generar para el Estado un doble peaje: el económico y el político. Por una parte, las economías avanzadas tienen que transferir una partida importante de sus recursos a los países productores de hidrocarburos; por otra parte, las contrapartidas que se derivan de la necesidad de disponer de los recursos energéticos en manos de países potencialmente conflictivos, implican una mayor capacidad de influencia de estos últimos (en el mapa político mundial), y una condicionalidad subsecuente en el suministro. Ello hace muy relevante abordar un capítulo específico dedicado a la geopolítica y seguridad del suministro, cuando se habla de recursos energéticos.

Hay muy pocos países en el mundo que sean energéticamente autosuficientes y la característica de todos ellos es que, como es lógico, intentan rentabilizar esa ventaja maximizando su influencia y los beneficios de la situación de desequilibrio que se deriva. Ello ha guiado las relaciones internacionales y definido alianzas de conjuntos geopolíticos como Oriente Medio o el Cáucaso.

En este sentido, la creciente demanda de gas natural ya está jugando un papel importante en la estructuración de las relaciones entre los países productores y consumidores.

3.1 En el mundo

3.1.1 Reservas de gas natural probadas en el mundo²

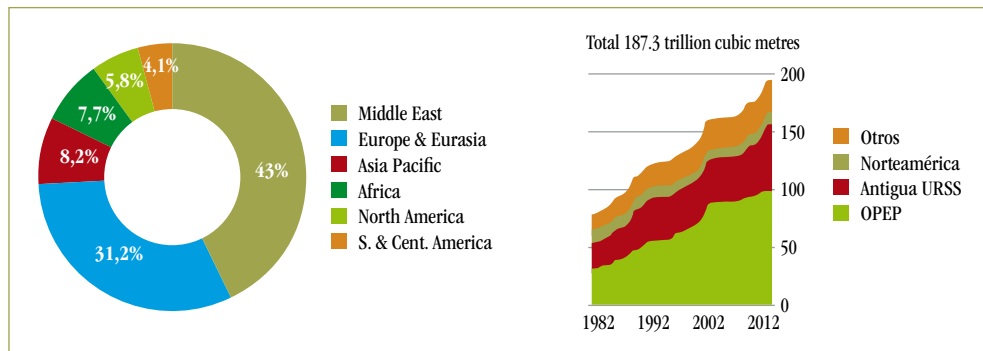
Según el BP *Statistical Review of World Energy* 2013, las reservas mundiales de gas natural a finales de 2012 se situarían en $187,3 \times 10^{12}$ de m³. Las reservas probadas³ de gas habrían ascendido un 21% en la última década y un 59% si se comparan con 1992.

2 En las gráficas procedentes de fuentes anglosajonas el término “billón” se refiere a “miles de millones o 10^9 ” y el término “trillón” a “millones de millones o billón o 10^{12} ”.

3 Las **reservas probadas** son aquellas listas para ser extraídas de manera rentable con la tecnología y los precios existentes hoy en día, mientras que los **recursos técnicamente recuperables** son volúmenes estimados en base a diferentes hipótesis, pendientes de confirmación mediante sondeos y pruebas de producción, y que podrían ser extraídos del subsuelo con la tecnología actual dejando al margen consideraciones de tipo económico. Ello significa que las estimaciones de recursos presentan, por definición, un alto grado de incertidumbre.



Figura 4. Reservas mundiales probadas de gas natural en 2012 (%)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2013

De acuerdo con el mencionado informe de BP, tras la disminución en un 10% de las reservas globales con respecto a 2011, que se debería casi enteramente a la reducción de las reservas atribuidas a Rusia, a nivel global se tendría cubierta la producción durante 56 años (7 años menos que con la anterior estimación).

Irán se convertiría en el país con las mayores reservas, con $33,6 \times 10^{12}$ de m^3 , desbancando así a Rusia, tras la severa revisión de sus datos, que pasaría de los $44,6 \times 10^{12}$ de m^3 (que se le asignaban al cierre de 2011) a $32,9 \times 10^{12}$ de m^3 , a finales del año 2012. Sin embargo, pese a que Irán cuenta en dicho informe con las mayores reservas, Estados Unidos seguiría siendo el mayor productor mundial, por delante de Rusia y también del propio Irán, habiendo incrementado su producción de gas en un 4,3% en el último año, hasta los 681,4 miles de millones de m^3 .

Figura 5. Reservas mundiales probadas de gas natural en 2012 (billones o 10^{12} de m^3)



Fuente: Expansión y BP Statistical Review of World Energy 2013

Figura 6. Producción de gas natural en 2012 (miles de millones o 10^9 de m^3)

Fuente: Expansión y BP Statistical Review of World Energy 2013

Por su parte, el Informe Anual 2012 de Sedigás⁴, establece que las reservas mundiales probadas de gas en el mundo habrían crecido un 0,7% respecto a 2011, situándose en $199,6 \times 10^{12}$ de m^3 . A principios de 2013 esta cantidad se situaría en $200,9 \times 10^{12}$ de m^3 . En todo caso, independientemente de la fuente citada, las reservas potenciales totales de gas natural, convencional y no convencional, supondrían una disponibilidad de entre 150 y 250 años para este recurso energético.

Según el informe de Sedigas, las mayores concentraciones de gas se localizarían en Oriente Medio, seguido del conjunto de países de la Comunidad de Estados Independientes (CEI), donde sigue sobresaliendo Rusia, que acogerían la cuarta parte de los recursos mundiales de gas natural.

Figura 7. Reservas mundiales probadas de gas natural. Evolución (billones o 10^{12} de m^3)

	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2012	2013	(5%)
América del Norte	9,5	8,5	8,0	8,4	7,7	6,5	6,5	7,0	9,4	10,6	10,8	1,9
América Central y Sur	2,0	2,4	4,4	5,4	6,9	7,8	7,7	7,4	7,8	7,9	7,9	-0,4
Europa(2)	3,9	4,1	4,4	5,7	5,7	6,2	8,1	6,5	5,9	5,0	4,9	-2,0
CEI	11,3	24,2	29,1	38,0	48,9	58,9	52,7	53,7	60,5	64,7	65,1	0,7
África	3,8	5,2	5,6	5,9	8,5	9,9	11,4	14,1	14,8	14,7	14,8	1,1
Oriente Medio	6,6	15,3	18,5	25,9	37,8	44,7	54,7	72,5	75,9	79,9	80,6	0,8
Asia-Oceanía	1,4	3,4	4,6	7,0	8,6	13,1	11,9	13,9	16,1	16,8	16,8	0,0
TOTAL MUNDIAL	38,5	63,1	74,6	96,3	124,1	147,1	153,1	175,1	190,4	199,6	200,9	0,7

Fuente: Sedigas

⁴ Datos referidos a principios de cada año.

En cuanto a Europa, las reservas continuarían con una tendencia a la baja, representando poco más del 2% de las reservas mundiales. Esta limitada capacidad permitiría hacer frente al consumo del continente durante unos ocho años.

A "senso contrario" la región del mundo que más habría visto aumentar sus reservas probadas de gas natural en los últimos años sería América del Norte; hecho que estaría relacionado, directamente, con los recursos no convencionales.

3.1.2 Principales acontecimientos en la geopolítica internacional del gas natural

Según el ya mencionado *BP Statistical Review of World Energy 2013*, dos tendencias dominaron la evolución de los mercados del gas natural en los últimos años: el rápido crecimiento del *shale gas* en EE.UU. y la expansión mundial del GNL. Estos cambios, junto con el efecto continuo del ajuste posterior al desastre de Fukushima en Japón, dieron forma a los mercados del gas en 2012 y crearon un importante ejemplo de competencia entre combustibles.

a) Revolución del gas no convencional

Es fácil deducir de todo lo anterior, que la explotación de nuevas y abundantes reservas de gas tiene el potencial suficiente para cambiar el mapa energético mundial. Las nuevas reservas de gas no convencional y el abaratamiento de las tecnologías de extracción juegan, por tanto, un papel clave en la geopolítica del gas natural.

Así, en Estados Unidos y Canadá se están explotando yacimientos de gas no convencional cuya viabilidad económica resultaba hasta ahora impensable, con lo que el aprendizaje y la expansión de estas tecnologías a otras regiones del mundo, permitirá la explotación de cuantiosas reservas. El gas no convencional es especialmente abundante en Norteamérica, Rusia, China y Latinoamérica, frente al gas convencional que se encuentra geográficamente muy disperso. Por su parte, las reservas de gas natural (convencional y no convencional), según se ha comentado, parecen ser suficientes como para garantizar el consumo durante más de 250 años.

De hecho, en la actualidad la producción de gas natural en Estados Unidos es, en su mayor parte, de gas no convencional (*shale gas*). Las proyecciones del *World Energy Outlook-WEO 2012* de la Agencia Internacional de la Energía, apuntan a que para 2035 Estados Unidos registraría un saldo exportador neto en gas natural cercano al 5% de su producción, siempre que haya infraestructuras de exportación disponibles. Aunque estas proyecciones pueden ser discutibles,

lo realmente significativo de la revolución del *shale gas* es que Estados Unidos se beneficia de precios del gas casi cinco veces por debajo de los europeos. La Agencia Internacional de la Energía prevé que los precios europeos se mantendrán por encima de los estadounidenses, al menos, hasta el 2035.

En el escenario de “Nuevas Políticas” del citado *WEO 2012*, el gas no convencional (sobre todo *shale gas*) pasará de representar el 16% de la producción mundial de gas en 2011 a un 26% en 2035, suponiendo casi la mitad de su aumento potencial en esos años. De ese incremento de producción no convencional, la mitad provendría de China (30%) y Estados Unidos (20%).

Según las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía, la proporción de gas en el mix energético ascenderá del actual 21% al 25%, en 2035. El gas no convencional, por su parte, supondrá el 20% de la producción total frente al actual 12%.

En cuanto a la Unión Europea, un estudio reciente concluye que el gas no convencional tendrá un impacto significativo en los mercados europeos sólo bajo supuestos muy optimistas⁵. Bajo el escenario más favorable en términos de producción y reservas, el gas no convencional distaría de hacer autosuficiente a la UE, aunque sí podría reemplazar el declive de la producción actual manteniendo la dependencia de las importaciones alrededor del 60%. Aún tratándose una contribución significativa, el 40% del consumo de la UE seguiría dependiendo básicamente del exterior.

Polonia es el país que más interés y apoyo gubernamental ha mostrado en la localización de áreas de potencial explotación. El Reino Unido también ha avanzado en la evaluación de sus recursos. Sin embargo, todavía no se han iniciado explotaciones a escala industrial en ningún país europeo. Por su parte, la Comisión Europea está promoviendo estudios y grupos de trabajo que conducirían, a medio plazo, a una regulación de la actividad de explotación del gas no convencional. En España, ha habido un descubrimiento reciente en tierras de Álava y se están iniciando prospecciones en diferentes lugares para evaluar la disponibilidad de este recurso.

La mayor disponibilidad de gas, la menor concentración geográfica frente al petróleo así como el aumento del comercio –debido a innovaciones en el transporte y a nuevas infraestructuras de almacenamiento–, facilitarán una moderación de la evolución de los precios y una generalización de su uso. Por ejemplo, China prevé en su plan quinquenal 2011-2015 una fuerte apuesta por el gas. La Agencia Internacional de la Energía, también prevé un incremento del uso del gas en el sector del transporte.

5 Institute for Energy and Transport (2012). *Unconventional Gas: Potential Energy Market Impacts in the European Union*. European Commission, Joint Research Centre, Petten.

b) Aparición de los consumidores emergentes

China ha duplicado su consumo de gas natural desde el año 2007. Por otro lado, India ha aumentado su consumo desde 2007, en un 50%. Ambos países, junto a Japón desde el tsunami de marzo de 2011 y la parada de la central nuclear de Fukushima, son dos de los grandes destinos de los buques de GNL y los principales causantes de unos precios más elevados en la zona asiática.

Así mismo, cabe resaltar que el alto nivel de contaminación en buena parte de las ciudades chinas está incentivando el transporte mediante vehículos de gas natural: de hecho, el consumo en transporte ha pasado de 2 bcm en el año 2000, a más de 10 bcm en 2010; en consecuencia, y teniendo en cuenta la proyección de consumo en este sector, el mayor importador de GNL de China (CNOOC) tiene previsto construir, al menos, 1.000 estaciones de servicio de GNL para automoción hasta 2015.

Por último, es de destacar que el consumo total estimado de gas en China ha superado los 150 bcm en 2012, con un aumento del 15% sobre 2011, esperándose que en 2015 alcance los 230 bcm, de acuerdo con las estimaciones de la Comisión Nacional de Desarrollo y Reformas.

3.2 En Europa

3.2.1 Reservas de gas en Europa

El Informe Anual 2012 de Sedigás⁶ establece que las reservas europeas probadas habrían disminuido un 2% respecto a 2011, situándose en 5×10^{12} de m³.

Por su parte el ya mencionado *BP Statistical Review of World Energy 2013* sitúa las reservas probadas de gas natural en Europa, a finales de 2012, en $1,7 \times 10^{12}$ de m³, un 5,9% menos que en 2011.

⁶ Datos referidos a principios de cada año. Los datos de reservas que publican las entidades especializadas, comprenden los recursos de gas natural evaluados por compañías especializadas y que puede ser posible poner en el mercado con los conocimientos técnicos actuales y a un precio competitivo. Se incluyen tanto el gas convencional como el gas no convencional, si bien en los dos casos no se contabilizan los recursos potenciales o posibles ya que se requieren informes técnicos precisos sobre la cuantificación de los mismos.

Tabla 2. Reservas europeas probadas de gas natural. Evolución por países (miles de millones o 10⁹ de m³)

	2005	2010	2011	2012	2013	(%)
Europa	6.462	5.899	5.679	4.994	4.892	-2,0
Noruega	3.159	2.819	2.762	2.685	2.769	3,1
Países Bajos	1.449	1.390	1.304	1.230	1.161	-5,6
Reino Unido	826	564	520	493	479	-2,8
Alemania	191	98	87	80	57	-28,8
Italia	125	64	66	62	60	-3,2
Rumanía	295	606	595	109	182	67,0

Fuente: Sedigas

3.2.2 Versatilidad del suministro

El gas natural está aportando, en los últimos años, aproximadamente la cuarta parte de las necesidades energéticas europeas, ocupando la segunda posición entre las energías primarias después del petróleo. El sector doméstico-comercial es el principal destino con casi el 40% de la demanda total. Le sigue la generación eléctrica (incluida cogeneración) con algo más del 30% y el mercado industrial, que absorbe el 20% de la oferta de gas. Los mayores consumidores de gas natural en Europa son Alemania, Reino Unido, Italia, Francia, Países Bajos y España.

El 47% de los aprovisionamientos netos de gas del mercado europeo proviene de las importaciones. De los aproximadamente 450 bcm que llegan a Europa, el 82% lo hace por gasoducto y el resto (18%) en forma de GNL. Rusia, por su parte, es el principal suministrador de Europa con una cuota de mercado del 23%.

Europa importa gas en forma de GNL de unos 10 países externos, sin contar los movimientos entre países europeos. Siete países cuentan actualmente con plantas de descarga y regasificación de GNL dentro de la Unión Europea, entre los que se encuentra España. Esto se traduce en una capacidad de regasificación de 150 millones de toneladas por año (unos 199 bcm), cifra que llegará, según Cedigaz⁷, a 185 millones de toneladas en 2015. En esta fecha alcanzará el 23,7% de la capacidad mundial (22,1% en 2012). En 2007 esa cuota era del 19,5%. Por gasoducto, la dependencia es mayor al importar gas de tan solo cinco países. Rusia, como se ha indicado, es el mayor suministrador ya que abastece a un total de 22 países del centro y este de Europa, principalmente Alemania. Entre los países europeos que

7 Cedigaz es una organización internacional dedicada a suministrar información sobre el gas natural. <http://www.cedigaz.org/>

importan gas ruso por gasoducto, solo Italia y Turquía se abastecen de gas, por esta vía, de otros países distintos de Rusia y de la propia Europa.

3.2.3 Corredores del gas

A tenor de lo expuesto hasta ahora, no es de extrañar que la construcción de gasoductos sea un objetivo estratégico en la actualidad. Fortalecer la capacidad de respuesta en caso de crisis de abastecimiento, diversificar riesgos y potenciar planes de ayuda mutua son algunas de sus ventajas potenciales.

En los últimos años se han ideado tres proyectos importantes de construcción de gasoductos en Europa, en los denominados Corredores Norte y Sur: el proyecto North Stream, que conectaría Rusia con Alemania atravesando el mar Báltico, con una capacidad total de 55 Bcm/año; el proyecto South Stream, que transportaría el gas ruso a través del Mar Negro y Bulgaria hacia Austria e Italia, con una capacidad total de 63 Bcm/año; y el proyecto Nabucco, que conectaría el gas de Asia Central con Austria a través de Turquía, con una capacidad total de 31 Bcm/año. Estos proyectos constituyen un ejemplo del papel de la geopolítica en el mercado del gas natural.

Con los proyectos North Stream y South Stream, Rusia diversificaría sus vías de suministro de gas a Europa reduciendo significativamente su dependencia de los países de tránsito, como Ucrania (por donde discurre aproximadamente el 80% del gas ruso hacia Europa y que ha sido origen de conflictos y de cortes de suministro a Europa, en 2006 y 2009). La puesta en marcha de estos dos corredores, en principio, aportaría una mayor seguridad de suministro a Europa aunque manteniendo su dependencia de Rusia.

Por otra parte, se ha propuesto, con el apoyo de Estados Unidos, el proyecto Nabucco tomando gas del único país sin influencia rusa de Asia Central (Azerbaiyán) y conectando este país centroasiático con el mar Negro, pasando por Turquía donde se ubicaría un centro de almacenamiento y extendiendo la conexión hasta Centroeuropa.

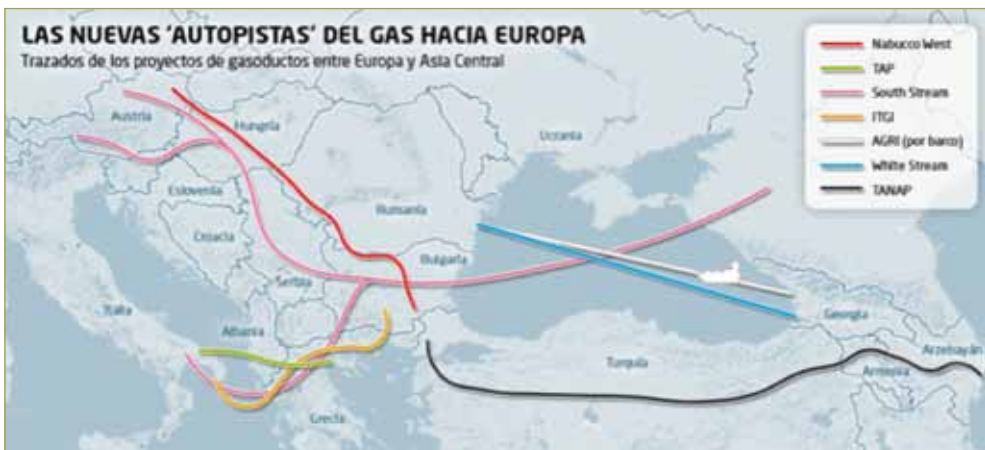
En 2012, el gasoducto North Stream estaba ya en pleno funcionamiento; y está previsto que el de South Stream se termine antes de 2015.

Sin embargo, el proyecto Nabucco parece en claro declive y su viabilidad, así como el inicio de su construcción, están en entredicho. Y es que la enorme competencia en el Corredor Sur ha hecho que Nabucco haya tenido que recortar su

trazado original, reducir el objetivo de suministro fijado e incluso que haya sufrido vaivenes en su accionariado. El ambicioso proyecto inicial contemplaba la unión de Austria y Azerbaiyán a través de 3.300 kilómetros de tubería. Sin embargo, recientemente Turquía y Azerbaiyán decidieron impulsar la construcción de su propio gasoducto, el Transanatolian (TANAP), para conectar el Caspio con el extremo sureste de Europa. La aparición del nuevo rival hizo que Nabucco decidiera reformular su trazado y centrarse sólo en su recorrido europeo: 1.300 kilómetros de tubería que conectarían Austria y Turquía, pasando por Bulgaria, Rumanía y Hungría. Desde entonces, el proyecto pasó a llamarse Nabucco West. La previsión de capacidad de transporte, además, pasó de los 31.000 millones de metros cúbicos por año a 10.000 millones (apenas un 2% de la demanda europea, y 15 veces menos que el gas importado por Europa desde Rusia).

Uno de los tropiezos más recientes del proyecto Nabucco tuvo lugar en septiembre de 2013, cuando el contrato de suministro que constituía la gran esperanza para relanzar el proyecto acabó en manos de otro competidor. El consorcio que explotará el yacimiento de Shah Deniz II, en Azerbaiyán, eligió al gasoducto TransAdriatic Pipeline Project (TAP) para el transporte de 10.000 millones de metros cúbicos anuales a partir de 2019 desde Komotini (Grecia) para llegar a Italia, vía Albania. No obstante, los analistas ven aún posible el proyecto y dan por hecho que puede firmar otros contratos de suministro, e incluso algunos expertos recomiendan que oriente su actividad a captar gas a través del Mar Negro en lugar del Caspio. De momento, el gasoducto TAP será el encargado de unir el mercado europeo con el proyecto TANAP que impulsaron Turquía y Azerbaiyán.

Figura 8. Trazado de los proyectos de gaseoductos entre Europa y Asia Central



Fuente: Expansión

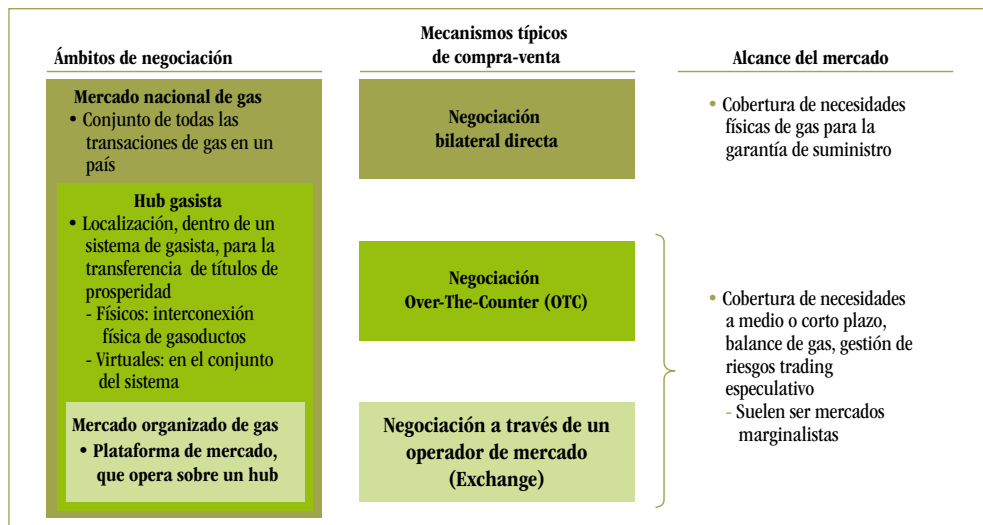
Por último, destacar que en julio de 2009, Argelia, Níger y Nigeria firmaron un acuerdo para la construcción del Gasoducto Transahariano (TSGP) cuya finalización está prevista para 2015, año en el que debería poder transportarse gas desde Nigeria hasta Europa, a través de Níger y Argelia conectando, en este último país, directamente con el gasoducto submarino Medgaz (entre Argelia y España). Este gasoducto podrá transportar entre 20.000 y 30.000 millones de metros cúbicos de gas natural anuales.

3.2.4 Hubs gasistas

A medida que ha crecido el consumo de gas natural se ha ido desarrollando un importante mercado de compra-venta de gas. A esto han contribuido los procesos de liberalización del sector gasista, en Estados Unidos y en Europa. Estos procesos de liberalización han sustituido modelos de sector regulados, cerrados y generalmente monopolistas, por otros liberalizados y abiertos a la competencia que han permitido el acceso de terceras partes al aprovisionamiento, a la comercialización de gas, a las infraestructuras de regasificación y de almacenamiento, así como a las redes de transporte y distribución.

Los diferentes tipos de negociaciones para la compra-venta de gas se realizan, fundamentalmente, en tres ámbitos (de negociación) relativos a la propiedad del gas, donde cada uno de ellos se inserta dentro del anterior (Figura 9).

Figura 9. Ámbito de negociación de la propiedad del gas

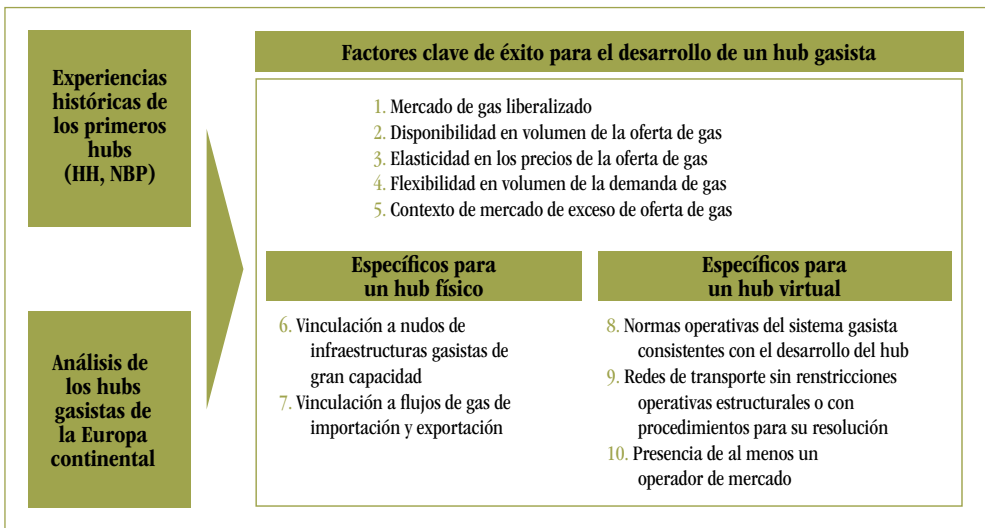


Fuente: Orkestra (Instituto Vasco de la Competitividad) y The Boston Consulting Group (BCG)

Los hubs gasistas son puntos físicos o virtuales alrededor de los cuales se desarrollan mercados que permiten la compra-venta de gas natural, entre los distintos agentes que operan en el sistema gasista, promoviendo la competencia.

Para que se desarrollen los hubs gasistas es necesario que se den una serie de condiciones (Figura 10).

Figura 10. Factores clave de éxito para el desarrollo de un hub gasista



Fuente: Orkestra (Instituto Vasco de la Competitividad) y The Boston Consulting Group (BCG)

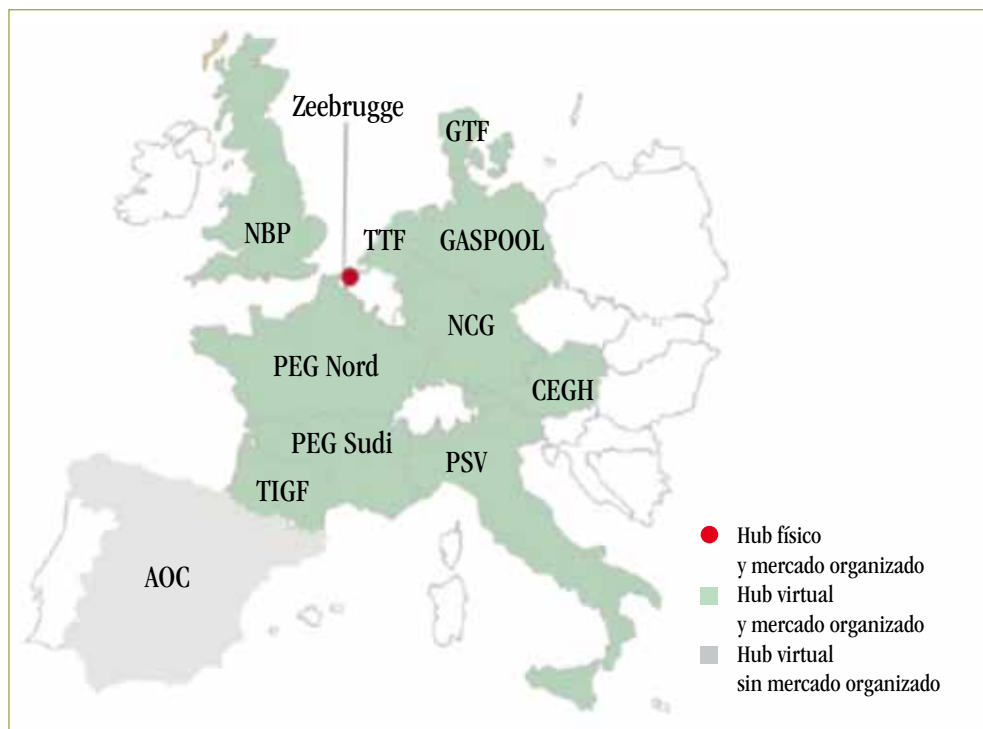
Los desarrollos más llamativos de hubs gasistas han tenido lugar en Estados Unidos con la creación del Henry Hub (HH), y en el Reino Unido con el National Balancing Point (NBP). En el continente europeo, el desarrollo de hubs gasistas está siendo promovido por la Comisión Europea como herramienta para la integración de los sistemas gasistas europeos: Title Transfer Facility (TTF), en Holanda; Punto di Scambio Virtuale (PSV), en Italia; Points d'Échange de Gaz (PEGs), en Francia; Central European Gas Hub (CECH), en Austria; y, en Alemania, E.On Gas Trading (EGT), Gaspool y NetConnect Germany (NCG).

No obstante, como demuestran los casos anteriores, el proceso de implantación de hubs gasistas exitosos es largo, complejo y no carente de riesgos. Cabe destacar que los principales hubs gasistas de Europa continental están todavía en fase de desarrollo, sin que hayan alcanzado, en su totalidad, el efecto transformador en los mercados de gas que se experimentó en Estados Unidos y Reino Unido.

Esa menor madurez tiene su raíz, por un lado, en las rigideces de los aprovisionamientos de gas y, por otro lado, en los menores volúmenes de gas negociados en estos hubs de la Europa continental.

Por lo que respecta a nuestro país, en marzo de 2012, la Comisión Nacional de Energía (CNE) redactó el “Informe sobre el sector energético español” cuya parte cuarta, “Medidas sobre el mercado mayorista de gas natural”, contiene las recomendaciones de la CNE sobre la creación de un hub gasista en España. Este informe se redactó en respuesta a la petición del *Council of European Energy Regulators* (CEER) de analizar el desarrollo de los mercados mayoristas de gas en Europa. Adicionalmente, el Consejo de la Comisión Nacional de la Energía aprobaba, a finales de 2012, una propuesta de plan para agilizar el desarrollo de un mercado organizado de gas (hub de gas) en España. Un hub: el *Iberian Gas Hub*, con sede prevista en Bilbao, que permitirá profundizar en el proceso de liberalización del mercado del gas, con las ventajas asociadas para los agentes y consumidores de este recurso energético.

Figura 11. Hubs gasistas en Europa



Fuente: Orkestra (Instituto Vasco de la Competitividad) y The Boston Consulting Group (BCG)

Figura 12. Características y reglas del operador

Características del mercado	Servicios que debe proporcionar
El <i>hub</i> se registrará por las reglas aprobadas por el Gobierno.	Recepción de las ofertas de compra y venta.
Estará abierto a la participación de comercializadores y consumidores. También podrían participar operadores financieros si se excluyen mercados a plazos con liquidación por diferencia de precios.	Gestionar las compras en el mercado.
Para participar en las actividades del <i>hub</i> , es preciso adherirse a las reglas y depositar las garantías económicas oportunas.	Casación de ofertas de compraventa de gas en un mercado continuo, con posibilidad de periodos de subasta diaria.
Será un mercado electrónico, con órdenes anónimas y precios transparentes.	Servicio de <i>clearing</i> : liquidación y comunicación de los pagos y los cobros.
Los productos y servicios deben ser similares a los de sus homólogos de la UE.	Servicio de transferencia de gas (<i>title transfer</i>).
Entrada física en AOC (puntos de balance virtual del sistema).	Publicación diaria de precios/volumenes negociados en cada producto del mercado.
Posibilidad de ampliación a las plantas de GNL y a mercados derivados con liquidación por diferencia de precios.	Registro de las transacciones e información al regulador.

Fuente: *Gas Actual*, Nº 127

3.3 En España

3.3.1 Las infraestructuras actuales de gas natural en España

La peculiaridad del sistema de gas español, en comparación con otros países, es la elevada dependencia de las importaciones y el elevado protagonismo de las plantas de regasificación en el aprovisionamiento. Asi-

mismo, cobra importancia el desarrollo de las instalaciones de almacenamientos subterráneos a fin de proporcionar mayor autonomía, seguridad y flexibilidad al sistema. El desarrollo de las infraestructuras de gas está condicionado por la extensión territorial, así como por la distribución de la población y de la industria. En este despliegue, ha jugado también un papel clave el alto desarrollo de las centrales eléctricas de ciclo combinado.

Infraestructuras actuales de gas natural en España:

- Seis plantas de regasificación de gas natural licuado: Huelva, Barcelona, Cartagena, Bilbao, Sagunto y Mugaros (estando otras tres en construcción en Asturias, Tenerife y Gran Canaria). Entre las principales características técnicas de las plantas de regasificación en España, cabe destacar tanto la capacidad de almacenamiento de cada una de las terminales, siempre por encima de 300.000 m³, como su potencial de atraque: tres de ellas pueden acoger dos de los buques metaneros más grandes disponibles, actualmente (Q-max y Q-flex).
- Más de 12.000 km de gasoductos de transporte.
- Más de 67.000 km de gasoductos de distribución.
- Cinco almacenamientos subterráneos: Yela (Guadalajara), Marismas (Huelva-Sevilla), Gaviota (Vizcaya), Serrablo (Huesca), Castor⁸ (Castellón, *off shore*).
- Tres yacimientos situados en el suroeste de la Península: dos en las Marismas y Palancares, ubicados en el Valle del Guadalquivir; y un tercero, denominado Poseidón, situado en el Golfo de Cádiz (yacimiento *offshore*).
- Seis conexiones internacionales: dos con Francia, por Larrau (Navarra) e Irún (Guipúzcoa); una con Marruecos, por Tarifa (Cádiz); una con Argelia, por Almería; y dos con Portugal, por Badajoz y Tui (Pontevedra).
- Instalaciones auxiliares, estaciones de compresión y plantas satélite de GNL.

8 Almacenamiento temporalmente parado por su posible vinculación con los seísmos detectados en el levante español, en los últimos meses.

Figura 13. Instalaciones de la red básica de gas natural en España (julio 2013)



Fuente: CNE

3.3.2 Versatilidad de suministro: procedencia y distribución en el país

a) Aprovisionamientos por tipo de importación

Los aprovisionamientos de gas natural llegan a España por dos vías distintas: a través de gasoductos internacionales de transporte de gas, o en forma de gas natural licuado (GNL) transportado en buques metaneros hasta las terminales de regasificación. Durante 2012, el 60% de los aprovisionamientos de gas han llegado a España en forma de GNL, mientras que el 40% restante lo ha hecho vía gasoducto (recordemos que del aprovisionamiento neto, alrededor de 450 bcm/año, que llega a Europa, el 82% lo hace por gasoducto y el resto –18%– en forma de GNL).

Las importaciones de gas natural vía gasoductos, se realizan a través de seis conexiones internacionales (véase 3.3.1). Las importaciones por gasoducto fueron en 2012 de 14,22 bcm, confirmando la tendencia de 2011 donde las importaciones, por este medio, estaban cobrando un mayor peso pasando de un 34% en 2011, a un 40% en 2012. Los países de origen de las importaciones de gas natural por gasoducto son: Argelia, con un 78%, y Noruega, con el restante 22%.

Para las importaciones de gas natural licuado (GNL), España dispone de seis plantas de regasificación en operación (véase 3.3.1). Las importaciones de GNL en 2012 fueron de 21,38 bcm (como se ha comentado, el 60% del aprovisionamiento). En total, en dicho año descargaron en España 289 buques metaneros: 60 menos que en 2011; y la producción global de las plantas del sistema se redujo un 16%, con respecto al año 2011. Sin embargo, la “cantidad media descargada en las plantas de regasificación por metanero” fue un 1% superior a la de 2011, un indicador que explicita el hecho de que se mantiene la tendencia creciente del uso de los metaneros de gran tamaño.

En comparación con otros países europeos, España tiene una cuota de importaciones de gas mediante GNL muy alta, lo que permite cierta flexibilidad en los aprovisionamientos internacionales del país.

Tabla 3. Evolución de las importaciones por tipo de suministro

GWh	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
GN	104.933	103.862	119.321	135.319	125.992	129.494	125.235	106.575	134.635	136.495	157.500
GNL	143.827	175.748	210.879	254.268	283.806	280.524	334.435	305.671	269.425	264.495	236.840
Total	248.760	279.610	330.200	389.587	409.798	410.018	459.670	412.246	404.060	400.991	394.340

Fuente: Enagas y CNE

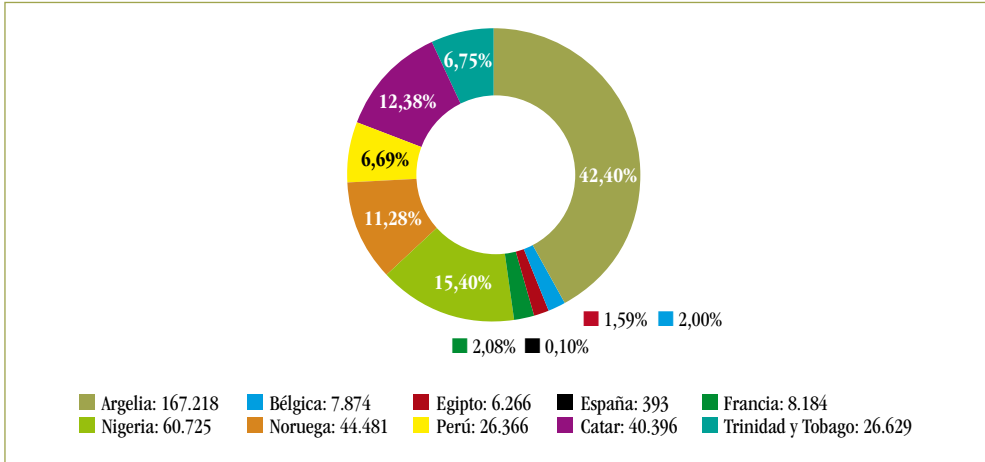
No obstante del claro predominio del GNL en el aprovisionamiento de España, en 2012 destaca el importante incremento de las importaciones a través de gasoducto debido, principalmente, a la entrada en operación de la Conexión Internacional de Almería, en funcionamiento desde abril de 2011. Por su parte, también han aumentado las importaciones de gas por las interconexiones con Francia.

b) Procedencia de los aprovisionamientos de gas en 2012

A lo largo de 2012, el mercado español se abasteció de un conjunto de diez países siendo Argelia el principal suministrador, con un porcentaje del 42,4%, sin superar el límite del 50% de importaciones procedentes de un mismo país establecido en el Real Decreto 1766/2007 de 28 de diciembre, por el que se modifica el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, donde se regulaba la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

A continuación, como países más importantes en la estructura de aprovisionamiento español, se situaron Nigeria (15,4%), Catar (11,6%), Noruega (11,3%), Trinidad y Tobago (6,8%), y Perú (6,7%) (Figura 14).

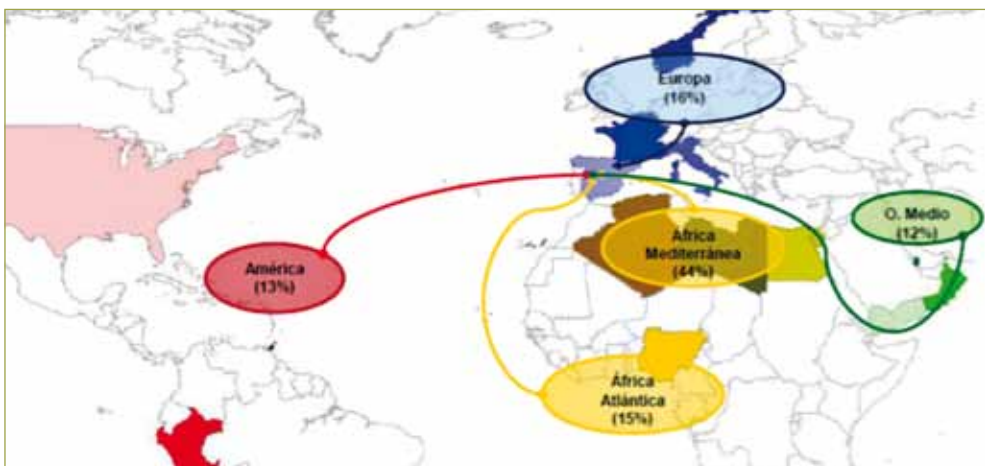
Figura 14. Abastecimiento de gas natural a España por países. Año 2012



Fuente: CNE

Con respecto a la procedencia de los aprovisionamientos de gas a España por áreas geográficas, cabe destacar que más del 55,6% procede de los países MENA (Oriente Medio y Norte de África).

Figura 15. Aprovisionamiento de gas natural a España por áreas geográficas



Fuente: CNE

3.3.3 Las interconexiones

La actividad de transporte de gas tiene carácter de actividad regulada en España, debido al monopolio natural que suponen las estructuras de redes. Las redes son las infraestructuras necesarias para suministrar gas al cliente final y, puesto que duplicarlas no tendría sentido económico, el acceso a las mismas (por parte de los diferentes comercializadores y operadores) se facilita en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias.

Como ya se ha comentado, el sistema de transporte de gas natural en España está basado en una red de gasoductos (que aprovisionaron el 40% del GN consumido en nuestro país) repartidos por todo el territorio nacional y seis conexiones con redes de transporte de gas internacionales. A finales de 2012, los gasoductos de transporte en España totalizaban 12.815 km. de longitud. En este sentido, resulta conveniente, habida cuenta del crecimiento que viene experimentando este mercado en España, revisar tanto las infraestructuras internas como las conexiones externas.

Dentro de España, los gasoductos de transporte se clasifican según su presión máxima. Por un lado, los gasoductos de transporte primario tienen una presión máxima de diseño igual o superior a 60 bares; y por otro, los gasoductos de la red de transporte secundario, tienen una presión máxima de diseño comprendida entre 16 y 60 bares. La explotación del sistema de transporte de gas se adapta a la flexibilidad de la oferta y la demanda, mientras que la modulación del sistema, entre invierno y verano, se realiza con los almacenamientos subterráneos y con las plantas de regasificación.

La red de transporte española se puede dividir, a su vez, en cinco zonas de transporte. Estas zonas se clasifican como excedentarias o deficitarias de gas, en función de la cantidad de gas que entra a través de las conexiones internacionales así como de las plantas de regasificación, y de su consumo. En consecuencia, las zonas excedentarias canalizan el gas que no se consume a otras zonas deficitarias, equilibrando los flujos de gas en el país. Por lo tanto, el flujo de gas entre zonas siempre tiene una misma dirección: desde las zonas con excedentes hacia el resto de zonas.

Por su parte, dado que el transporte se considera una actividad regulada, su retribución se calcula mediante fórmulas predefinidas en función de un criterio de "rentabilidad razonable" de las inversiones en activos de transporte. La recaudación de los importes necesarios para satisfacer esta retribución se realiza

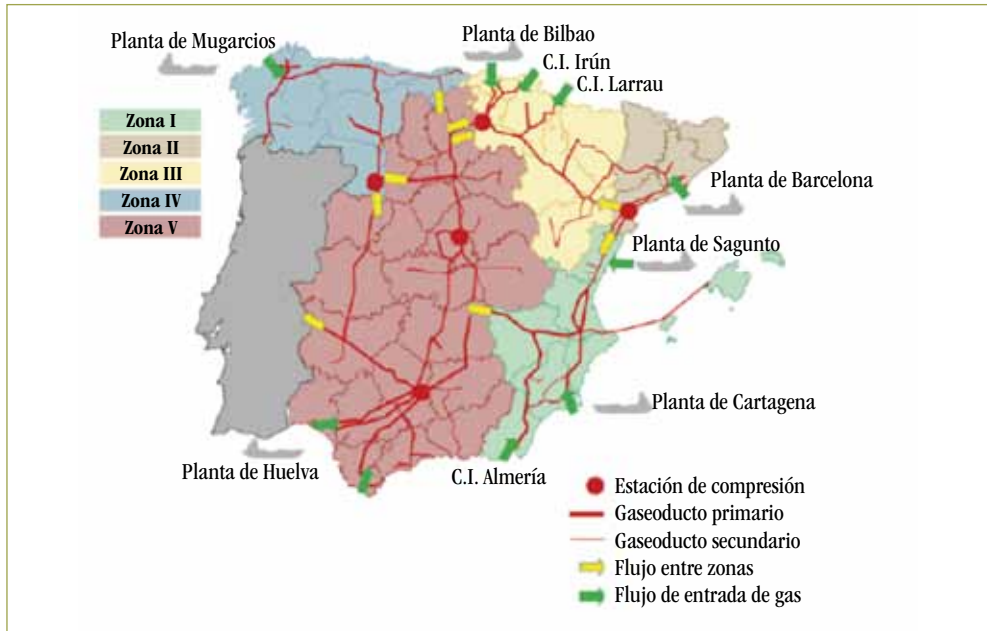
a través de los correspondientes peajes de acceso (de transporte y distribución), que cuentan con una estructura binómica: un término fijo de reserva de capacidad y un término de conducción de gas. Este último se diferencia en función de la presión de diseño del gasoducto y del consumo del cliente final que, así mismo, se compone de un término fijo (en función de la capacidad contratada) y de otro variable (en función del gas efectivamente vehiculado). Este modelo está dando lugar a un déficit, todavía coyuntural, que se abordará más en profundidad en el capítulo 4.2.

El gestor técnico del sistema de transporte, Enagas⁹, tiene una cuota de la red de transporte por encima de un 79%. El 21% restante está distribuido entre otros agentes del sector.

- La zona 1 (Sur-Este) es excedentaria. Tiene las principales fuentes de suministro de gas natural y GNL de la península y, además, el volumen de gas consumido no es muy elevado. Por lo tanto, esta zona siempre es exportadora de gas hacia la zona 5 (Centro) y la zona 2 (Cataluña).
- La zona 2 (Cataluña) es deficitaria, ya que el suministro que obtiene a través de la planta de regasificación de Barcelona no es suficiente para hacer frente al consumo de la zona. Además, esta zona suministra gas a la zona 3 (Aragón, País Vasco, Navarra y la Rioja) para dar servicio a las centrales de ciclo combinado que están en la frontera entre ambas zonas.
- La zona 3 (Aragón, País Vasco, Navarra y la Rioja) recibe suministro de gas a través de las conexiones internacionales con Francia y la terminal de regasificación de Bilbao; dependiendo de la época del año es deficitaria o excedentaria. Durante 2012 ha sido deficitaria en verano y excedentaria en los meses de invierno, por lo que la conexión que mantiene con la zona 5 (Centro) varía su flujo en función del consumo de la zona.
- La zona 4 (Cordillera Cantábrica) tan sólo tiene conexión con la zona 5, y su único punto de suministro de gas es a través de la terminal de regasificación de Mugarodos. Se trata de una zona deficitaria. Tiene dos conexiones con la zona 5 de entrada de gas y una conexión de salida de gas.
- La zona 5 (Centro) representa la mayor parte del territorio y del consumo de gas en España, y tan sólo tiene la terminal de GNL de Huelva y la conexión

⁹ Enagas es el Gestor Técnico del Sistema Gasista español y la principal compañía de transporte de gas natural en España. <http://www.enagas.es/>

Figura 16. Direccionalidad de los flujos de gas en España en 2012



Fuente: Enagas

de Tarifa, por lo que se trata de una zona intensamente deficitaria. Gran parte del gas que necesita lo recibe de la zona 1, pero también tiene conexiones con la zona 3 y la zona 4. Además del gran volumen de consumo de la zona, debe contemplarse el acuerdo para traspasar gas a Portugal a través de la conexión internacional de Badajoz.

Igual que el transporte, la actividad de distribución de gas tiene carácter de actividad regulada en España. El acceso a las redes de distribución se facilita en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias a los comercializadores o clientes directos en mercado que las utilizan para suministrar a los clientes finales del mercado libre.

Se consideran instalaciones de distribución de gas natural los gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares, así como aquellos que tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor partiendo de un gasoducto de la red básica o de transporte secundario.

Al igual que el resto de las actividades reguladas del sector gasista, la distribución se retribuye económicamente con cargo a los peajes que pagan los usuarios de la red.

Las cuotas de mercado de la distribución de gas tienen menor fragmentación que otras etapas de la cadena de valor. Gas Natural Fenosa es el principal grupo participante en este segmento, con más de un 70% de cuota medida en volumen suministrado.

3.4 Referencias

- International Energy Agency (IEA) (2012). *World Energy Outlook-WEO 2012*. Disponible en: www.iea.org
- Rühl, C. (2013). *BP Statistical Review of World Energy Junio de 2013*. BP. Disponible en: <http://www.bp.com/>
- Segigas (2013). *Informe Anual 2012*. Disponible en: www.sedigas.es/
- CNE (2012). *Supervisión de los abastecimientos de gas y la diversificación de suministro*. Disponible en: www.cne.es
- The Boston Consulting Group para la Cátedra de Energía de Orkestra (2013). *El desarrollo de los hubs gasistas europeos: Factores clave de éxito e implicaciones para el sistema gasista español*. Disponible en: www.orkestra.deusto.es/
- Institute for Energy and Transport (2012). *Unconventional Gas: Potential Energy Market Impacts in the European Union*. European Commission, Joint Research Centre, Petten.
- Nonay Domingo, María Teresa (2010). *La geopolítica del gas natural en Europa: la estrategia rusa de abastecimiento de gas y el contexto actual del mercado*. Cuadernos de Energía CNE. Disponible en: www.cne.es
- Michael T. Klare (2006). *La geopolítica del gas natural*. Revista Papeles, nº 93. Disponible en: www.fuhem.es
- Papeles FAES (2013). *Implicaciones geopolíticas de la independencia energética de Estados Unidos*. Nº 169. Disponible en: www.funadacionfaes.org
- Bergareche, B. (2013). *Siria, el escollo entre el gas natural qatarí y Europa*. Artículo en ABC. Disponible en: www.abc.es
- Lorca Corrón, A. (2009). *La seguridad en Europa*. Revista Atenea, número 9. Disponible en: www.ateneadigital.es
- Bonet, E. (2013). *Las reservas de gas en Siria avivan la pugna EE.UU.-Rusia*. El confidencial. Disponible en: www.elconfidencial.com
- Page, D. (2013). *La gran batalla del gas en Europa*. Expasión. Disponible en: www.expansion.com/

4. EL MERCADO DEL GAS NATURAL: ESTRUCTURA Y DESAFÍOS

4.1 En el contexto de la política energética de la Unión Europea: hacia un mercado interior del gas

De acuerdo con lo indicado por el Parlamento Europeo, la culminación del mercado interior de la Unión Europea (UE) requiere: la supresión de numerosos obstáculos y barreras comerciales, la aproximación de las políticas fiscales y de precios y de las medidas sobre normas, así como reglamentaciones en materia de medio ambiente y seguridad. El objetivo de todo ello es garantizar el funcionamiento del mercado, con un acceso justo y un alto grado de protección de los consumidores, así como unos elevados niveles de interconexión y de capacidad de generación. El 4 de febrero de 2011, el Consejo Europeo acordó el ambicioso objetivo de culminar el mercado interior de la energía antes de 2014, reafirmando este objetivo en mayo de 2013.

a) Liberalización de los mercados del gas y la electricidad

Entre 1996 y 2009 se adoptaron tres paquetes de medidas legislativas consecutivos, con el fin de armonizar y liberalizar el mercado interior de energía de la UE. Dichos paquetes de medidas abordaban, de acuerdo con lo explicitado al respecto por el Parlamento Europeo, el acceso al mercado, la transparencia y la regulación, la protección de los consumidores, el apoyo a la interconexión y los niveles de suministro adecuados.

El primer paquete legislativo (la Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y la Directiva 98/30/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural) fue sustituido en 2003 por un segundo paquete legislativo, que permitió la entrada de nuevos proveedores de gas y de electricidad a los mercados de los Estados miembros, y abrió la posibilidad de que los consumidores (los consumidores industriales desde el 1 de julio de 2004 y los domésticos desde el 1 de julio de 2007) pudieran elegir libremente a su proveedor de gas y de electricidad. En abril de 2009 se aprobó un tercer paquete legislativo, con el que se perseguía introducir un mayor grado de liberalización en el mercado interior de la electricidad y del gas, a la vez

que se incorporaban modificaciones en el segundo paquete: Directiva sobre la electricidad (2009/72/CE), por la que se deroga Directiva 2003/54/CE, y la Directiva sobre el gas (2009/73/CE), por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE. En estas directivas, del llamado tercer paquete energético, se explicitan los siguientes elementos principales:

- Regulan la titularidad de las redes de transporte, al garantizar una separación clara de las actividades de producción y suministro del funcionamiento de la red a través de tres modelos organizativos: la plena «separación de la titularidad», el gestor de redes y el gestor de redes de transporte.
- Garantizan una supervisión regulatoria más eficaz por parte de unos organismos nacionales reguladores de la energía, totalmente independientes: algo de lo que todavía se adolece en España, habida cuenta del “intrusismo regulador” del Gobierno de turno.
- Refuerzan la protección de los consumidores, en general, garantizando la protección de los más “vulnerables”.
- Regulan el acceso de terceros a las instalaciones de almacenamiento de gas y a las instalaciones de gas natural licuado (GNL), y establecen normas relativas a la transparencia y a la elaboración de informes periódicos sobre las reservas de gas.
- Fomentan la solidaridad regional, al exigir que los Estados miembros cooperen, en caso de interrupciones graves del suministro de gas, coordinando además las medidas nacionales de emergencia y desarrollando las interconexiones de gas.

El tercer paquete energético, entró en vigor el 3 de marzo de 2011. El gobierno español aprobó a finales de marzo de 2012 el Real Decreto-ley 13/2012, con el que cumple con la obligación de completar la trasposición del tercer paquete legislativo del mercado interior europeo de electricidad y gas. En varios Estados miembros, por el contrario, aún no ha sido transpuesto ni se ha aplicado íntegramente, por lo que no parece que se vaya a cumplir el objetivo de culminar el mercado interior de la energía antes de 2014. En noviembre de 2012, la Comisión Europea publicó la Comunicación titulada «Velar por la buena marcha del mercado interior de la energía» (COM(2012) 663), en la que señala como prioritarias la aplicación de la legislación en el ámbito del mercado interior y la ejecución de las normas de competencia. Además, se compromete a incoar procedimientos de infracción cuando sea necesario y a informar periódicamente

te sobre el estado de la culminación del mercado interior. El documento pone también de relieve la necesidad de seguir actuando para actualizar los sistemas energéticos y proteger mejor a los consumidores, de modo que éstos puedan aprovechar los diferenciales de precios y la diversidad de los servicios ofrecidos por un mercado de la energía completamente liberalizado, y con precios desregulados. En este sentido, antes de que termine 2013, la Comisión tiene la intención de publicar un documento de orientación sobre la definición y la protección de los consumidores «vulnerables».

Otras políticas comunitarias¹⁰ relacionadas con el mercado interior de la energía abordan la seguridad del suministro de electricidad, gas y petróleo, así como el desarrollo de redes transeuropeas de transporte de electricidad y de gas.

A la vista de la crucial importancia del gas para el suministro energético de la Unión Europea, y como respuesta a la crisis del gas entre Rusia y Ucrania durante el invierno de 2008/2009, en 2010 se adoptó el Reglamento (UE) n° 994/2010 sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas. Dicho Reglamento tiene por objetivo fortalecer los mecanismos de prevención y respuesta ante situaciones de crisis.

Por su parte, la Decisión n° 1364/2006/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 6 de septiembre de 2006, por la que se establecen orientaciones sobre las redes transeuropeas en el sector de la energía y por la que se derogan la Decisión 96/391/CE y la Decisión no 1229/2003/CE, establece orientaciones que identifican los proyectos de interés común y los proyectos prioritarios en las redes transeuropeas de electricidad y gas. Los proyectos de interés común tienen prioridad de cara a la concesión de las ayudas económicas previstas en el Reglamento (CE) n° 2236/95 del Consejo de 18 de septiembre de 1995, por el que se determinan las normas generales para la concesión de ayudas financieras comunitarias en el ámbito de las redes transeuropeas.

En un informe para el Consejo de la Energía de junio de 2011¹¹, la Comisión Europea estimaba que, hasta el año 2020, serán necesarios aproximadamente 200.000 millones de euros de inversión en infraestructuras energéticas, en toda Europa. En vista de esta exigente necesidad, la Comisión adoptó el 29 de junio de 2011 la Comunicación «Un presupuesto para Europa 2020»¹² dentro del siguiente Marco Finan-

10 Como por ejemplo el Reglamento (UE) n° 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo de 17 de abril de 2013 relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se deroga la Decisión n° 1364/2006/CE y se modifican los Reglamentos (CE) n° 713/2009, (CE) n° 714/2009 y (CE) n° 715/2009.

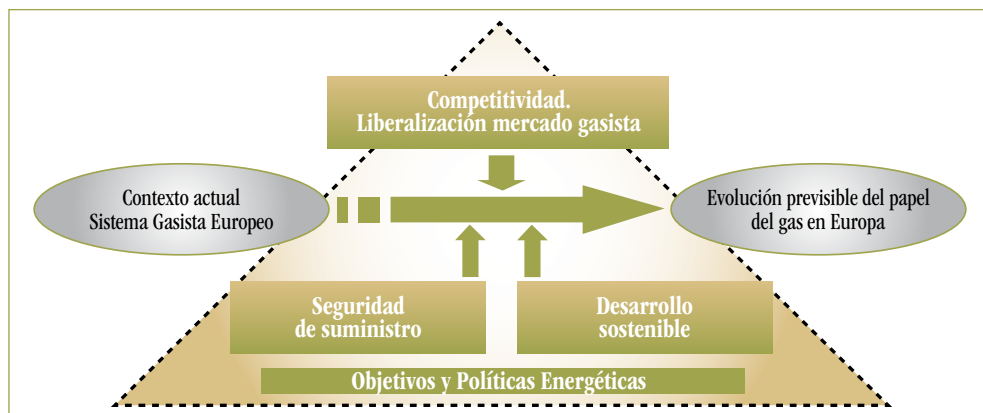
11 SCE(2011) 755.

12 Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, titulada «Un presupuesto para Europa 2020» (COM(2011) 500).

ciero Plurianual (2014-2020), proponiendo el Mecanismo «Conectar Europa» (MCE)¹³ para el apoyo a **Proyectos Europeos de Interés Común** (en inglés, PCIs) en los campos de la energía, el transporte y la infraestructura digital crítica.

Estos PCIs han quedado definidos en el Reglamento n° 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo de 17 de abril de 2013 (véase nota a pie de página, número 10).

Figura 17. Entorno energético europeo



Fuente: Enagas

4.2 En el contexto de la política energética de España

a) Organización del mercado nacional

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos (LHC) estableció las bases de una nueva organización del sistema gasista, hasta ese momento basada en un monopolio en el que el grupo Gas Natural SDG desempeñaba todas las actividades de la industria del gas natural. Los principios en los que se basa la reforma introducida por la LHC son: (a) la separación de actividades reguladas y actividades en libre competencia; (b) el libre acceso de terceros a las infraestructuras gasistas; (c) el establecimiento de tarifas de acceso reguladas; (d) la liberalización total del comercio mayorista, y progresiva en el sector minorista; y (e) la regulación de existencias mínimas de seguridad y de carácter estratégico.

13 Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se crea el Mecanismo «Conectar Europa». (COM(2011) 665).

En 2007 se publicó la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, a saber: (a) la reordenación de las competencias de las distintas autoridades reguladoras; (b) el desarrollo de la normativa que regula el acceso a las redes; (c) la separación funcional de actividades reguladas; (d) la regulación de la actividad de suministro de último recurso; (e) la creación de la Oficina de Cambios de Suministrador; y (f) el establecimiento de un calendario de adaptación del sistema tarifario de suministro de gas natural, y para la aplicación efectiva del suministro de último recurso.

Al igual que en el caso del sector eléctrico, la LHC tiene en cuenta que algunas actividades en el sector gasista están sujetas a significativas economías de escala y pueden, en consecuencia, considerarse monopolios naturales. Estas actividades (regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución) se encuentran sujetas a un esquema de ingresos regulados; mientras que actividades como el aprovisionamiento y la comercialización de energía, se desarrollan en un régimen de libre competencia.

Con el objetivo de asegurar un comportamiento no discriminatorio entre los usuarios de las redes y de clarificar el papel desempeñado por cada agente, la LHC obligó a una separación jurídica dentro del mismo grupo empresarial de las actividades reguladas, así como de las actividades de comercialización y aprovisionamiento.

Adicionalmente, estableció la obligación de proceder a una separación contable de las citadas actividades reguladas que fueran desempeñadas dentro de un mismo grupo. La Ley 12/2007 incidió aún más en este aspecto, reforzando la separación de las actividades reguladas y liberalizadas, mediante el establecimiento de la obligación de proceder a una separación no sólo jurídica, sino también funcional, lo que obliga a que las empresas con activos de red tengan que funcionar de manera independiente del resto de empresas del grupo comercial en el que estén integradas. Esta nueva norma propició la separación del transportista principal y el Gestor Técnico del Sistema (GTS), creando una unidad orgánica específica que desempeña las funciones de GTS.

El papel de cada uno de estos sujetos, participantes en el sistema gasista, queda establecido en la Ley de Hidrocarburos de la manera siguiente:

- Los transportistas son sociedades autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento básico de gas natural.
- El Gestor Técnico del Sistema opera y gestiona la red básica y las redes de transporte secundario, siendo responsable de mantener las condiciones técnicas y de servicio necesarias para la operación normal del sistema.
- Los distribuidores construyen, operan y mantienen instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo, pudiendo construir, mantener y operar, además, instalaciones de la red de transporte secundario.
- Los comercializadores son sociedades que, accediendo a las instalaciones de terceros, adquieren el gas natural para su venta a los consumidores, a otros comercializadores o para realizar tránsitos internacionales.
- Los consumidores finales adquieren gas para su propio consumo y tienen derecho a elegir suministrador. Si incorporan gas en el sistema para su propio consumo, se denominan Consumidores Directos en Mercado.
- La Oficina de Cambios de Suministrador es la sociedad responsable de la supervisión de los cambios de suministrador de los consumidores finales.

Tal y como ya se ha comentado, dado que no tiene sentido económico duplicar las redes de transporte y distribución, así como otras infraestructuras gasistas, el marco normativo vigente favorece únicamente el desarrollo de la competencia en las actividades de aprovisionamiento y suministro de energía, garantizando el libre acceso a las redes y a otras infraestructuras que son consideradas como monopolio natural.

La LHC y el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, establecen que tanto los transportistas como los distribuidores tienen el deber de permitir el acceso transparente, objetivo y no discriminatorio de terceros a sus instalaciones a cambio de una contraprestación económica por el uso de dichas instalaciones, determinada por las tarifas y cánones de acceso. A diferencia de la normativa europea, que solo reconoce el derecho de acceso regulado a los gasoductos (de transporte y distribución) y a las plantas de regasificación, la regulación española extiende este derecho también a los almacenamientos subterráneos.

El acceso a las infraestructuras gasistas se lleva a cabo a través de un proceso que consta de las siguientes fases: (1) solicitud de acceso a las redes a través de peticiones formales de reserva de capacidad que serán evaluadas por el Gestor Técnico del Sistema, y que podrán ser denegadas en caso de falta de capacidad disponible; (2) firma de contratos de acceso a las instalaciones con los titulares de las mismas (y, en el caso del almacenamiento subterráneo, con el Gestor Técnico del Sistema); y (3) abono de los peajes y cánones regulados correspondientes.

b) Resumen

La regulación del sector gasista español se ha centrado desde el año 1998 en los objetivos de: (1) alcanzar la completa liberalización del mercado minorista de gas natural; y (2) desarrollar un marco regulatorio estable que incentive el despliegue de nuevas infraestructuras gasistas para hacer frente al crecimiento de la demanda, y que favorezca la diversificación de las fuentes de aprovisionamiento de gas dada la escasa producción autóctona.

La siguiente ficha resume el proceso de liberalización del sector gasista, en España.

Tabla 4. Proceso de liberación del sector gasista español

Desde 1998 a 2003: Inicio de la liberalización	Desde 1998 se liberaliza progresivamente el mercado comenzando por los grandes consumidores hasta el 1 de enero de 2003, fecha en la cual todos los consumidores podían elegir libremente su comercializador. No obstante se mantienen tarifas reguladas para todos los consumidores.
2003: Liberalización del mercado	Los consumidores pueden elegir entre: <ul style="list-style-type: none"> – Contratar el gas natural con empresas comercializadoras de su elección en las condiciones pactadas. – Seguir siendo suministrado por el distribuidor a las tarifas reguladas.
2008: Fin del mercado regulado	El 1 de julio del 2008, el Mercado Regulado deja de existir, las tarifas reguladas desaparecen y todos los clientes han de ser suministrados por una comercializadora en el mercado libre. Se crean las tarifas de último recurso para todos los suministros cuya presión sea menor o igual a 4 bar.
2009	A partir del 1 de julio de 2009 se cumple el calendario establecido para la tarifa de último recurso (TUR), según el cual sólo podrán acogerse a esta tarifa (TUR) los consumidores conectados a gaseoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 50.000 kWh. Desaparecen las tarifas de último recurso T.3 y T.4 (para consumos mayores de 50.000 kWh/año).

Fuente: Gas Natural Fenosa

c) Sistema tarifario: ¿nos dirigimos hacia otro caso de “déficit de tarifa”?

En comparación con el sector eléctrico, en el sector del gas natural el problema del déficit de tarifa es un problema reciente; hasta la fecha no había existido un problema de déficit relevante: esto es, los peajes y cánones habían sido suficientes para retribuir los costes regulados, compensándose unos años con otros.

Según un informe elaborado por la CNE¹⁴, la aparición del citado déficit obedece a dos factores esenciales: por un lado, al crecimiento de los costes regulados por la puesta en servicio de un número importante de las infraestructuras previstas en las sucesivas planificaciones (véase apartado 4.2 “En el contexto de la política energética de España”) y, en particular, por la prevista puesta en servicio en 2012-2013 de instalaciones con un elevado volumen de inversión, tales como los Almacenamientos Subterráneos (AA.SS.) de Castor¹⁵, Yela y Marismas o la planta de regasificación del Musel; y por otro lado, al no alcanzarse reiteradamente la demanda de gas prevista en dichas planificaciones, como consecuencia de la crisis económica¹⁶: la demanda de gas ha caído de 458 TWh en el año 2008 a 373 TWh en el año 2011 debido a un menor consumo para generación eléctrica, cuando la Planificación 2008-2016 había previsto 526 TWh para ese año. Ello ha dado lugar a que el déficit en el sistema de liquidaciones haya pasado de 114 millones de € en el año 2010 a un valor estimado de 300 millones de € para el año 2011, lo que supone un incremento de más del 100% en un solo año. En definitiva, el déficit (todavía “coyuntural”) amenaza seriamente en convertirse en estructural ya que, de una forma sostenida, los costes continuarán siendo superiores a los ingresos por peajes salvo que se adopten medidas correctoras, al respecto. En dicho informe se plantean las medidas que la CNE recomienda tomar, a la mayor brevedad posible, para incidir de manera inmediata en la atenuación y eliminación de este déficit tarifario. Por un lado, se trata de medidas sobre los costes y las actividades reguladas: (1) retribución al transporte (entre las que se encuentran, actuación inmediata sobre el programa de inversiones de la planificación, ampliación del periodo de amortización del capital de los nuevos almacenamientos subterráneos de Castor, Yela y Marismas, y retraso en la puesta en servicio de la planta de regasificación de Musel); (2) retribución a la distribución; (como es la revisión de los parámetros de eficiencia del índice de actualización anual de la retribución); y (3) revisión de tasas/precios para la financiación de la CNE. Y por otro lado, se trata de medidas sobre los ingresos

14 CNE. Informe sobre el sector energético español, parte II. Medidas para garantizar la sostenibilidad económico-financiera del sistema gasista. 2012.

15 En el caso de que la interrupción del almacenamiento de Castor, citada anteriormente en este documento, resultase definitiva, el incremento del desfase entre ingresos y costes se incrementaría considerablemente.

16 Igualmente, en caso de que la crisis económica continúe afectando al consumo energético, este hecho contribuiría asimismo a un mayor desfase y, por lo tanto, a un incremento del déficit salvo que se reajustasen los “peajes”.

de las actividades reguladas: eliminación y revisión de los peajes; establecimiento, como ingreso liquidable, de los ingresos por venta de crudo o condensados procedentes de los nuevos almacenamientos subterráneos; y la ampliación de las reservas mínimas de gas en los almacenamientos subterráneos.

Por otro lado, el Ministro de Industria, Energía y Turismo anunció el 25 de septiembre de 2013 que el Gobierno tiene previsto regular el sector del gas a principios de 2014, para evitar que se cree un déficit similar al del sector eléctrico. “*Consiste en introducir más competencia en el mercado (...) para que el gas siga siendo un recurso importante en la generación de energía en España y que pueda ser un recurso cuyo precio no suba de una manera insostenible como ha ocurrido con la energía eléctrica en los últimos años*”. Según sus palabras, el desfase acumulado es de 350 millones de euros en relación a los ingresos y costes del sector gasista.

4.3 Referencias

- CNE (2012). *Informe sobre el sector energético español, parte II. Medidas para garantizar la sostenibilidad económico-financiera del sistema gasista*. Disponible en www.cne.es
- Llardén, A. (2013). *Europa en una encrucijada energética ¿Tiene el gas natural un papel que jugar?* Reunión Anual de Sedigas, Mayo 2013. Disponible en: www.enagas.es
- CNE (2013). Apartado *Estructura y funcionamiento del Sistema gasista* de su página web. Disponible en www.cne.es
- Kerebel, C. (2013). *Mercado interior de la energía*. Fichas técnicas sobre la Unión Europea, Parlamento Europeo. Disponible en: <http://www.europarl.europa.eu/>
- Agencia Andaluza de la Energía (2011). *Suministro de gas natural*. Tarifas y facturas. Disponible en: www.agenciaandaluzadelaenergia.es/
- Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE.
- Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos
- Reglamento (UE) n° 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo de 17 de abril de 2013 relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se deroga la Decisión n° 1364/2006/CE y

se modifican los Reglamentos (CE) n° 713/2009, (CE) n° 714/2009 y (CE) n° 715/2009.

- Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, titulada «Un presupuesto para Europa 2020» (COM(2011) 500).
- Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se crea el Mecanismo «Conectar Europa». (COM(2011) 665).

5. EL PAPEL DEL GAS NATURAL EN EL SISTEMA ENERGÉTICO ESPAÑOL

5.1 Balance 2012 y perspectivas 2013

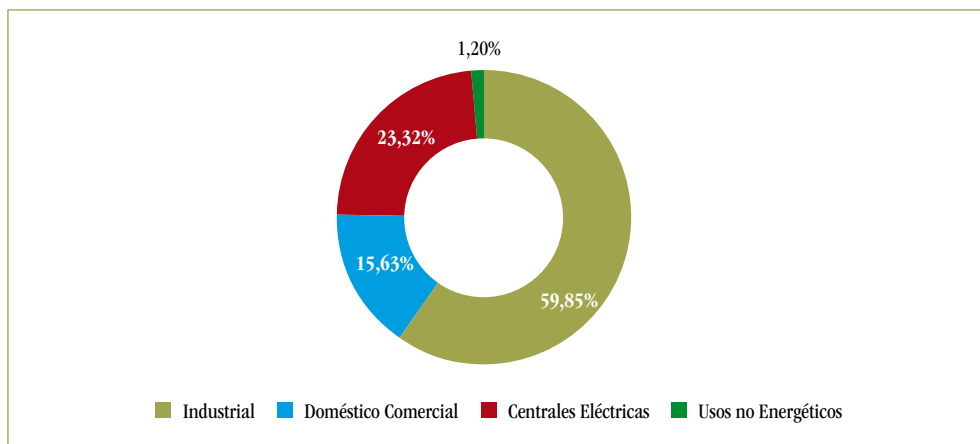
Según indica el Informe Anual 2012 de Sedigas, el año gasista en España se ha cerrado con un descenso del consumo de gas del 2,8% (362,7 TWh; unos 31,2 bcm) en relación con 2011 (373 TWh). En 2013 se prevé una continuidad en este comportamiento, a la baja.

En 2012, la demanda de gas natural del mercado convencional (mercado industrial y doméstico-comercial, sin incluir la generación de electricidad) ha crecido un 5,7% (hasta llegar a los 278 TWh), alcanzando un record histórico.

La industria, con un 60% del total del consumo, continúa siendo el principal consumidor de gas en España –impulsada por un repunte en cogeneración–, seguida del sector de generación eléctrica (23%) y del doméstico-comercial (con el 16% del consumo total).

Pero este buen funcionamiento del mercado convencional (mercado industrial y doméstico-comercial) se ha visto acompañado por la menor demanda de gas para la

Figura 18. Distribución de las ventas de gas natural en España (2012)



Fuente: Sedigas

generación de electricidad. Aunque el gas natural sigue siendo clave en la producción de energía eléctrica en España, su consumo en 2012 ha descendido un 23%.

Durante 2012, el sector del gas ha continuado apostando por expandir el uso de esta fuente de energía. Las inversiones materiales han continuado creciendo, hasta alcanzar los 1.148 millones de euros en 2012, sumando más de 14.000 millones desde el año 2000. Estas inversiones han permitido: (a) superar la cifra de 80.000 kilómetros de redes de transporte y distribución de gas; (b) llegar a 1.579 municipios; y (c) alcanzar los 7,4 millones de puntos de consumo.

5.2 Seguridad de suministro

En cuanto a la seguridad de suministro, España continúa siendo un referente de diversificación para los países comunitarios. Como ya se ha indicado (ver apartado 3.3.), según la CNE, en 2012 España ha recibido gas de 10 países diferentes entre los que destacan Argelia, con un 42,4% de los abastecimientos totales, cumpliéndose de este modo con el límite del 50% de importaciones procedentes de un mismo país, establecido en el Real Decreto 1766/2007. A continuación, como países más importantes en la estructura de aprovisionamiento, se encuentran Nigeria (15,4%), Catar (11,6%), Noruega (11,3%), Trinidad y Tobago (6,8%) y Perú (6,7%).

Con respecto a la procedencia de los aprovisionamientos de gas a España por áreas geográficas, cabe destacar que más del 55,6% procede de los países MENA (Oriente Medio y Norte de África).

Figura 19. Aprovisionamientos de gas natural en España, por tipo de importación y país de origen

Gasoducto (40%)	14,22 bcm importados.
	Países de origen: Argelia 78% y Noruega 22%.
GNL (60%)	21,38 bcm importados.
	Descarga de 289 buques metaneros en 2012 (0,79 buques/día).

Fuente: CNE

A lo largo de 2012 los aprovisionamientos de gas natural han alcanzado los 394 TWh (entradas físicas), con un descenso de 1,6% respecto al 2011.

Con ello, España continúa teniendo el primer puesto en número de terminales de descarga y regasificación, siendo el destino del 32% del GNL que, en 2011, se descargó en la Unión Europea.

Según Sedigas, a finales de 2012 la capacidad de los almacenamientos subterráneos llegaba a 52 TWh, frente a 44 TWh en 2011. Este aumento se apoya, básicamente, en la entrada en operación del nuevo almacenamiento de Yela.

La capacidad de almacenamiento subterráneo total del sistema español (almacenamientos subterráneos y almacenamientos de GNL en los tanques de las terminales) es de 5,367 bcm, que supone aproximadamente el 17,2% de la demanda anual española: bastante en línea con la media europea (18,3%). De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la obligación de mantenimiento de existencias mínimas que deberán mantener los sujetos que intervienen en el sector del gas natural se fija en 20 días de sus ventas o consumos de carácter firme, en las condiciones que se fijan en la presente disposición; condición que se está cumpliendo a día de hoy.

En cuanto a la capacidad de almacenamiento en tanques de GNL, ubicados en el conjunto de las seis terminales operativas del territorio español, se sitúa en 3.246.500 m³ (equivalentes a 1,95 bcm de gas). Esta cifra supone el 41% de la capacidad de almacenamiento en tanques de GNL de la UE, según datos de Cedigaz (2011).

5.3 El papel de la cogeneración en la seguridad de suministro eléctrico

El gas natural se ha constituido como un combustible clave en la producción de energía eléctrica en España, tanto en las centrales térmicas de ciclo combinado como con la tecnología de la cogeneración.

Según Sedigas, la producción de electricidad con gas natural a través de las centrales de ciclo combinado aportó el 14% de las necesidades energéticas de España en 2012. Esta cifra aumenta significativamente si se considera la producción de electricidad mediante cogeneración, que supone alrededor del 20% del consumo de gas natural en España según ACOGEN¹⁷.

¹⁷ Asociación española de la cogeneración. www.acogen.es

No obstante, aunque el gas natural continúa siendo clave en la producción de energía eléctrica, el consumo de los ciclos combinados en 2012 ha descendido en un 23%, por un efecto combinado de un menor consumo eléctrico en general y las diferentes regulaciones del sector eléctrico.

a) Ciclos Combinados

El aumento del uso del carbón y de las instalaciones solares y eólicas, como consecuencia de las regulaciones del sector eléctrico, así como el descenso de la demanda eléctrica en general, han ocasionado una menor intervención de los ciclos combinados, en los últimos años, que han bajado hasta un nivel de utilización del 19% en 2012.

Esto ocurre en un entorno con una potencia instalada muy estable, que se ha mantenido en el mismo valor desde 2011 (26.251 MW).

Del balance eléctrico editado por Red Eléctrica Española (REE) para 2012, se desprende que la generación en régimen ordinario de electricidad utilizando ciclos combinados ascendió a 38 TWh. Sin embargo, el aumento del uso del carbón en la generación fue del 25,7%, en 2012. Este avance se ha producido tanto en el carbón nacional (aumento del 12,2%) como en el de importación (incremento del 48,3%), si bien sus tasas de crecimiento se fueron moderando en la segunda parte del año.

El primer caso se explica, en parte, por la entrada en vigor de la normativa de subvención al carbón nacional en marzo de 2011 (aunque en 2012 se han producido restricciones a dicha normativa). Por otro lado, el aumento del uso del carbón de importación ha sido consecuencia de los bajos precios que ha mostrado este combustible sobre el gas, en el ámbito de Europa. El precio del carbón en el mercado internacional ha bajado un 20% (Índice McCloskey) desde enero hasta finales de diciembre de 2012, mientras que a lo largo del año ha subido el precio del petróleo y de los productos petrolíferos; unos precios a los que, en virtud de los contratos vigentes, está indexado la mayor parte del gas natural que llega a Europa.

Finalmente, la otra variable que incide en la desactivación de los ciclos combinados tiene que ver con la reducción de la demanda de electricidad; de hecho, en 2012, la citada demanda se retrajo un 1,5%. Cabe resaltar que la misma fue, en dicho año 2012, un 4,5% inferior a la cifra de 2008 y todavía no ha recuperado los niveles previos al inicio de la crisis económica.

b) Cogeneración

Los datos disponibles de 2012 (informe de la CNE hasta el mes de octubre) señalan que la electricidad vertida a la red por los cogeneradores ha aumentado un 7,4% respecto al mismo período de 2011.

La potencia total instalada en las instalaciones de cogeneración asciende a unos 6.090 MW. De esta cifra, unos 5.100 MW corresponden a instalaciones que usan como combustible el gas natural. Por lo tanto, la potencia de la cogeneración con gas natural representa el 84% de toda la potencia de cogeneración existente en España.

En todo 2012, la cifra de electricidad aportada por la cogeneración al sistema eléctrico habría llegado a unos 27.000 GWh. A pesar de que faltan informes periódicos sistemáticos más completos, se puede afirmar que la cogeneración representa ya más del 43% de la demanda de gas natural del mercado industrial en 2012, después de haberse puesto en operación instalaciones importantes en las refinerías. Por consiguiente, se estima que más del 23% del consumo total de gas natural en España se realiza por el sector de la cogeneración.

En España, estudios de prospectiva realizados por iniciativa de ACOGEN señalan que el potencial de la cogeneración en los sectores industrial, comercial, residencial y de tratamiento de residuos para el año 2020, está cercano a los 25.000 MW de potencia instalada.

5.4 Referencias

- CNE (2012). *Informe sobre el sector energético español*. Disponible en: www.cne.es
- CNE (2012). *Supervisión de los abastecimientos de gas y la diversificación de suministro*. Disponible en: www.cne.es
- Segigas (2013). *Informe Anual 2012*. Disponible en: www.sedigas.es/
- The Boston Consulting Group (BCG) y la Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN) (2010). *Valoración de los beneficios asociados al desarrollo de la cogeneración en España*. Documento base del análisis. Disponible en: www.acogen.org
- Red Eléctrica Española (REE) (2012). *Balance Eléctrico Diario-datos a 31 de diciembre de 2012*. Disponible en: www.ree.es

6. EL PAPEL ESTRATÉGICO DEL *SHALE GAS* EN EL MARCO DE LA INDEPENDENCIA ENERGÉTICA

6.1 Conceptos básicos: naturaleza y procesos de extracción

6.1.1 *Gas no convencional*

La Agencia Internacional de la Energía (en inglés, IEA), define los recursos no convencionales de gas natural como “el gas que es tecnológicamente más difícil o más caro de producir que el gas convencional”. Por su parte, el *National Petroleum Council* de Estados Unidos define el gas no convencional, como “aquel gas que no puede ser producido con rentabilidad a menos que el yacimiento sea estimulado mediante fracturación hidráulica masiva, o recurriendo a la perforación de pozos multilaterales desde un pozo principal”.

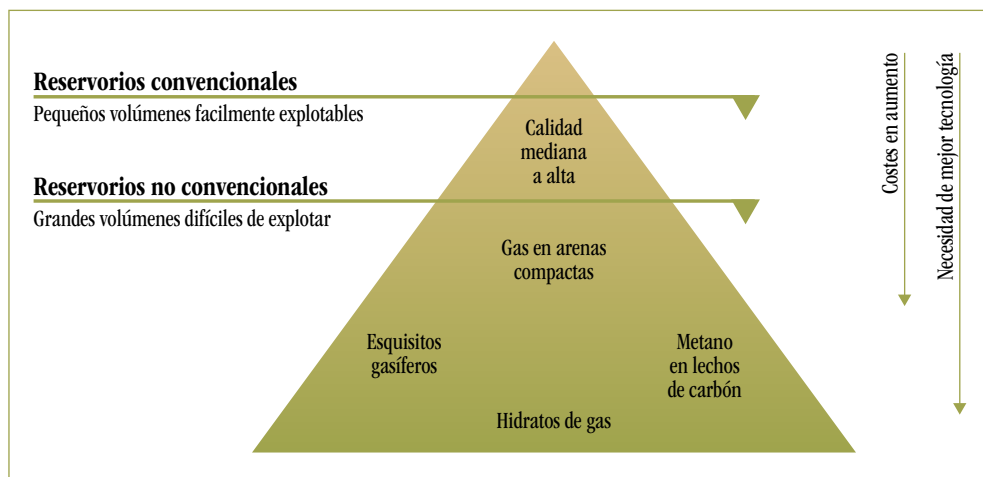
En las explotaciones convencionales, el gas está contenido en rocas muy porosas y con una permeabilidad media-alta (arena, roca caliza o dolomita), resultando, la extracción de gas en estas explotaciones relativamente sencilla y muy rentable.

Por el contrario, en las explotaciones no convencionales, el gas, que tiene las mismas propiedades que el tradicional, se encuentra a mayor profundidad y atrapado en rocas de baja permeabilidad. Según se ha comentado en el apartado 2.1.2, existen varias clases de gases no convencionales dependiendo del tipo de estrato en el que se encuentra contenido:

- *Shale gas* (o gas de pizarras y esquistos). Los esquistos y las pizarras son formaciones minerales procedentes de sedimentos ricos en arcillas, de grano fino y fácilmente desintegrables que se almacenan en capas paralelas que suelen contener gas natural.
- “Tight sand gas accumulations” (o gas en arenas de baja permeabilidad). Como consecuencia de la baja permeabilidad de estas acumulaciones de arena, el gas natural queda atrapado en ellas sin poder ascender a capas más superficiales.

- “Coalbed methane” (CBM o metano en capas de carbón). De la misma manera que podemos encontrar el gas natural asociado al petróleo, también podemos encontrarlo asociado al carbón, lo que antiguamente suponía un problema en la minería del carbón (gas grisú).
- “Hidrato de gas”. Se habla de hidrato de gas cuando el gas metano forma compuestos cristalinos con el agua, en condiciones de presión alta y de temperatura baja.

Figura 20. Recursos de gas no convencional



Fuente: Repsol y elaboración propia

6.1.2 Shale gas o gas pizarra

Se sabe de las existencias de *shale gas* desde el siglo XIX, pero su viabilidad económica se remonta solo a la última década, tras los avances de la tecnología de extracción.

El desarrollo comercial de este tipo de yacimientos no convencionales ha sido relativamente reciente. Este recurso se ha identificado en numerosas cuencas del mundo, pero ha sido en EE.UU. donde se ha desarrollado a gran escala debido a la conjunción de varios factores de éxito, principalmente:

- La existencia de un expansivo mercado de gas, que en su momento no tenía más opción que recurrir a la importación masiva de gas natural licuado, con la expectativa de un precio creciente.

- Una legislación favorable, que alineaba los intereses de los dueños de los terrenos prospectivos con las compañías que buscaban el recurso energético.
- Una notable reducción de costes técnicos, tanto de inversión como de operación y mantenimiento de las explotaciones.
- Una administración pública que ofreció algunos incentivos fiscales a la par que actuaba con transparencia en materia medioambiental y técnica.
- Una población familiarizada con la explotación de hidrocarburos mediante el sistema de pozos y tuberías de transporte.

a) Procedimientos de extracción

Como se ha comentado, el gas pizarra se encuentra contenido en estratos de esquisto o de pizarra, material muy poco poroso y prácticamente impermeable, impidiendo que se concentre en grandes bolsas. Los gases se encuentran diseminados en pequeñas burbujas, y para extraerlos es necesario utilizar la perforación horizontal o dirigida, para adentrarse largas distancias en el estrato de pizarra y poder acceder así a una cantidad de gas significativa. Además, se hace necesario romper la roca para poder liberar y extraer el gas, lo que se consigue a través de la técnica de fractura hidráulica (*fracking*).

El primer paso consiste en realizar una perforación vertical en el terreno para poder introducir una tubería a gran profundidad, hasta alcanzar la capa de pizarra. Para liberar el gas es necesario, como se ha indicado, fracturar la roca bombeando a presión agua, arena y distintos productos químicos.

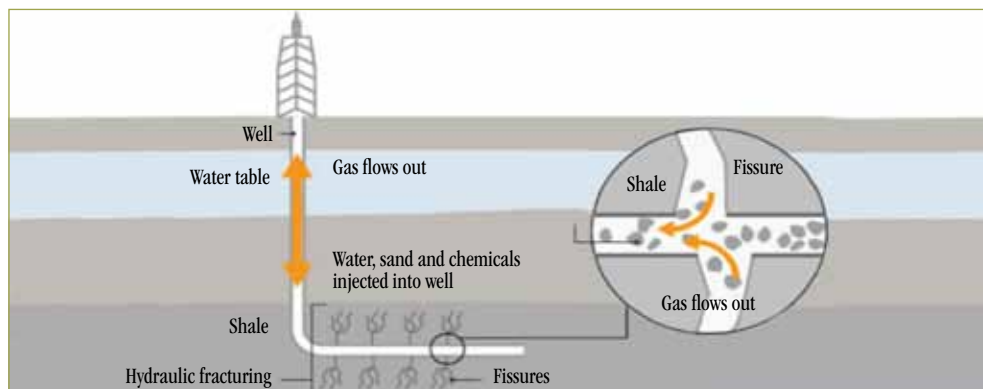
La tubería está recubierta de cemento para evitar fugas que contaminen los sedimentos por los componentes químicos del agua. La perforación del pozo se lleva a cabo ininterrumpidamente las 24 horas del día, incluso durante meses.

Al llegar a la capa de pizarra, que suele estar entre los 4.000 y los 5.000 metros de profundidad, se lleva a cabo una perforación horizontal de entre 1,5 km y 3 km de longitud. A continuación, se inyecta, por etapas a alta presión, una mezcla de agua, sólido granulado (tipo arena) y productos químicos que penetrará por las paredes del pozo previamente perforado.

Estas inyecciones (sobrepresionadas) provocan una red de microfracturas en la formación, de manera tal que permiten al gas atrapado fluir hacia el pozo y

retornar a la superficie junto al agua y los componentes químicos, a través de la tubería. En el primer año de explotación del pozo, las estadísticas apuntan a que éste se agotará entre el 50% y el 75% del gas.

Figura 21. Perforación horizontal



Fuente: BBC

6.2 Reservas de gas no convencional

En un informe publicado a principios de junio de 2013, la *Energy Information Administration* (EIA) del Gobierno de los Estados Unidos ha incrementado en un 10% una estimación anterior, de abril del 2011, sobre los recursos técnicamente recuperables a escala global de *shale gas*.

La nueva estimación es de 7.299 Tfc (1Tfc o *trillion cubic feet* equivale aproximadamente a 28.000 millones de metros cúbicos). Esta cifra supera ampliamente los 6.614,1 Tfc que, según el informe de BP (*Statistical review of world energy*) de junio de 2013, constituían a finales de 2012 las reservas probadas de gas natural del mundo y que al ritmo de extracción del mismo año aseguran la disponibilidad de este recurso durante casi 56 años.

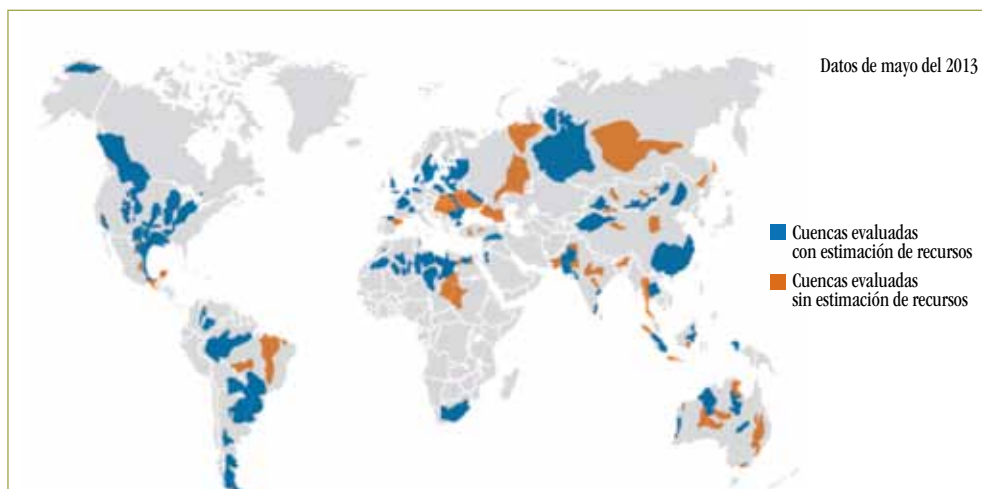
a) A nivel internacional

De los casi 7.300 Tfc citados de *shale gas* técnicamente recuperables, 1.115 Tfc corresponderían a China; país que ocupa el primer lugar en una lista de 42 Estados analizados en el informe, seguida por Argentina, Argelia y Estados Unidos,

con 802, 707 y 665 Tfc respectivamente. El resto de países que ocupan los diez primeros puestos del ranking son: Canadá (573 Tfc), México (545 Tfc), Australia (437 Tfc), Sudáfrica (390 Tfc), Rusia (285 Tfc) y Brasil (245 Tfc). Como puede apreciarse, no aparece ningún país europeo entre los diez primeros.

Sin duda, las nuevas cifras aportadas por la EIA presentan un gran interés económico y geopolítico, habida cuenta del enorme potencial de los recursos localizados más allá de las fronteras de los EE.UU., aunque todavía está por ver si tales recursos podrán ser explotados de manera económicamente viable como es, a “senso contrario”, el caso de EE.UU. donde la producción de gas a partir de *shales* ha crecido de tal forma que en 2012 representaba ya el 40% de todo el gas natural extraído en el país; y de hecho, las previsiones apuntan a que, en 2020, EE.UU. se convertiría en exportador neto de gas natural.

Figura 22. Mapa de cuencas con formaciones de *shale gas* y *shale oil* evaluadas



Fuente: EIA

Por último, indicar que en su último informe¹⁸, la Agencia Internacional de la Energía (en inglés, IEA) matiza, respecto a sus conclusiones del informe anterior, la relevancia estratégica a largo plazo del gas no convencional. En este sentido, las previsiones que contempla la IEA apuntan a un fuerte incremento de la producción mundial del crudo ligero no convencional gracias a Estados Unidos, que se mantendrá hasta principios de la próxima década, y que hará que Oriente Medio pierda peso relativo en el mercado global. Una pérdida de rele-

18 World Energy Outlook 2013, disponible en: www.iea.org

vancia a la que también contribuiría la creciente producción de Brasil, gracias a la explotación de sus pozos en aguas profundas. Pero a partir de entonces, la centralidad de Oriente Medio en el sector energético mundial volverá a hacerse evidente manteniéndome a largo plazo.

b) En la Unión Europea

En el viejo continente, Polonia es el país con mayores reservas de *shale gas*: concretamente, 148 Tfc. En conjunto, Europa ocuparía el séptimo puesto mundial con 470 Tfc, la gran mayoría concentrados en Polonia y Francia (148 y 137 Tfc respectivamente), seguidos a mucha distancia por Rumanía (51 Tfc), Dinamarca (32 Tfc), Holanda y Reino Unido (con 26 Tfc cada uno), Bulgaria y Alemania (con 17 Tfc cada uno), y por último Suecia (10 Tfc).

Si se tiene en cuenta que, según datos de BP, el consumo de gas natural en la UE fue de 15,7 Tfc en el 2012, los recursos técnicamente recuperables de *shale gas* podrían cubrir hasta 30 años de consumo y multiplicar por un factor de 7,6 las actuales reservas probadas de gas de la UE, cuya explotación, por consiguiente, redundaría en una menor dependencia del exterior.

No obstante, la viabilidad de explotación de estas reservas estaría supeditada también a cuestiones técnicas, medioambientales y económicas¹⁹.

c) En España

El informe de la *Energy Information Administration* (EIA), de junio de 2013, incluye por primera vez una estimación de recursos técnicamente recuperables de *shale gas* en España.

Según el informe, las reservas de gas de pizarra en España, aunque son escasas, permitirían cubrir durante 7 años el consumo de gas de todo el país. España albergaría 8 Tfc localizadas en la cuenca vasco-cantábrica. El informe no entra a cuantificar los posibles recursos técnicamente recuperables de la cuenca del Ebro porque no cumplen con algunos de los requisitos necesarios para generar cantidades apreciables de hidrocarburos (el contenido de materia orgánica (TOC) en dichas formaciones es bajo).

¹⁹ Deloitte Energy and Resources (2013). *Oil & Gas Reality Check 2013. Análisis de los principales problemas a los que se enfrenta el sector del petróleo y el gas*. Cuadernos de energía Garrigues, Club Español de la Energía y Deloitte.

Cabe señalar al respecto, que algunos Parlamentos Autonómicos, como los de Cantabria²⁰ y Navarra²¹, han prohibido recientemente las técnicas de *fracking* para extraer el gas que se encuentra bajo tierra, al considerar que no se encuentran suficientemente aclarados sus efectos colaterales.

En nuestro país, según indica un Informe del Colegio de Ingenieros de Minas²², en el último año se solicitaron 27 permisos de exploración, concediéndose 19. No obstante, a día de hoy, la actividad exploratoria, pese al interés de las compañías, está paralizada como consecuencia de las dificultades en la obtención de las autorizaciones administrativas y de la compleja normativa medioambiental. A estas dificultades, hay que sumar el hecho de que, en esta materia, existen todavía campos administrativos que no están bien delimitados entre las distintas administraciones (estatal, autonómica y local).

6.3 Limitaciones medioambientales

En base a la experiencia adquirida por Estados Unidos en la extracción de gas no convencional, junto con la frecuencia e impacto de los incidentes ocurridos e investigados por la Agencia de Protección del Medio Ambiente (EPA)²³ norteamericana, se han clasificado los riesgos potenciales en las siguientes cuatro categorías:

- Categoría I (riesgos que requieren medidas preventivas a ser mantenidas y supervisadas de un modo continuo durante la operación, a la par que controles continuos de los posibles efluentes): fugas en superficie de los fluidos almacenados y contaminación de acuíferos con metano derivada de una deficiente integridad y estanqueidad de los pozos. Las primeras no son específicas de la actividad extractiva del gas no convencional, mientras que la segunda puede evitarse tomando las adecuadas medidas preventivas relativas a la extensión de las fracturas y a la estanqueidad del pozo.

20 Proyecto de Ley de Cantabria 11/2013 por la que se regula la prohibición en el territorio de la Comunidad Autónoma de Cantabria de la técnica de fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional.

21 Ley Foral 30/2013, de 15 de octubre, por la que se prohíbe en el territorio de la Comunidad Foral de Navarra el uso de la fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional.

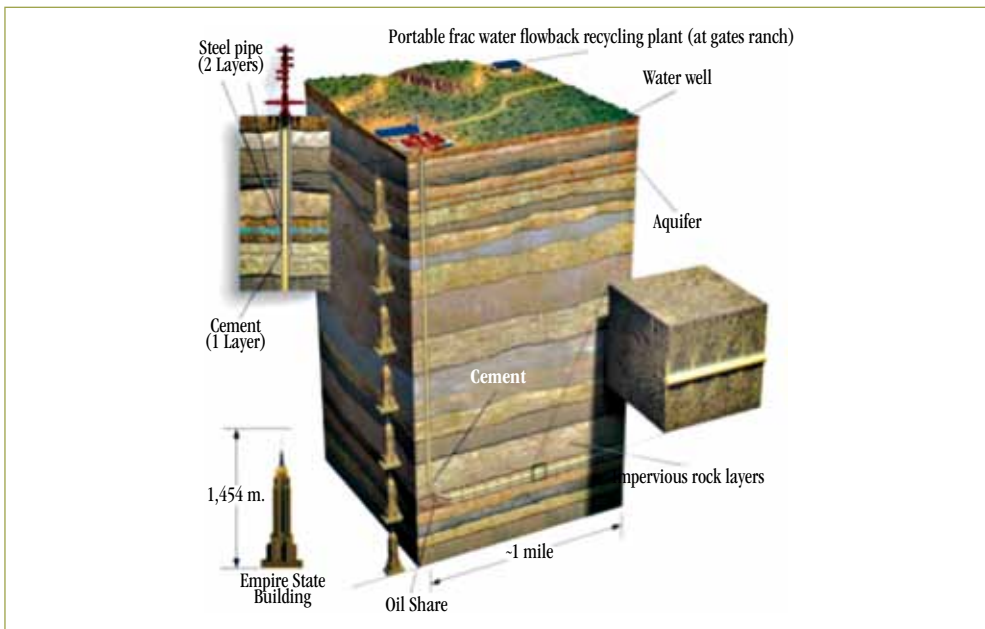
22 Informe "Gas No Convencional en España, una oportunidad de futuro" del Consejo Superior de Ingenieros de Minas de España (COIMCE). 2013.

23 Se analizaron 40 incidentes medioambientales denunciados en explotaciones de gas no convencional en Estados Unidos. Tuvieron lugar en 10 Estados y en 28 formaciones de *shale gas*, 8 en tight sands y 4 en coal bed methane.

- Categoría II (riesgos que requieren medidas preventivas a ser mantenidas y supervisadas de un modo continuo durante la operación, a la par que controles continuos de los posibles efluentes pero menos frecuentes que en la Categoría I): consumo excesivo de agua, junto con el tratamiento y evacuación de las aguas de retorno. El primero tampoco es específico de la industria extractiva del gas no convencional (el uso racional del agua es común a multitud de actividades humanas); el segundo, específico de la actividad extractiva, es un riesgo cuyo control se realiza en superficie y sobre el que la industria tiene amplia experiencia en tratar este tipo de efluentes.

- Categoría III (requieren procedimientos a priori para mitigarlo e incluso eliminarlo, así como su monitorización): contaminación de acuíferos derivada de una fractura incontrolada, junto con radiactividad procedente de minerales del subsuelo en las aguas de retorno. Ambos son riesgos con una frecuencia muy baja pero que tienen un notable impacto ambiental. La contaminación de un acuífero por fluido de fracturación ha ocurrido hasta ahora una sola vez en EE.UU., y en unas circunstancias de ausencia total de prudencia. Por su parte, la radiactividad de la aguas de retorno es de baja intensidad y se sitúa dentro de los límites tolerados.

Figura 23. Diagrama horizontal del fracking



Fuente: Way Better Patents

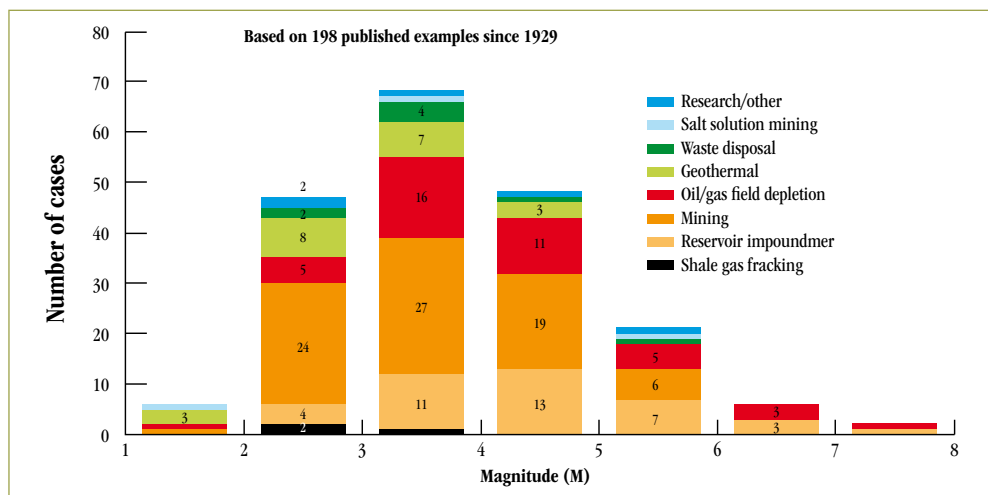
Las compañías que explotan estos yacimientos aseguran que los aditivos solo representan una mínima parte (el 0,49%) del fluido que se inyecta y consideran altamente improbable que se traspasen las capas freáticas, ya que: los acuíferos están muy por encima (de 10 a 30 metros) de donde se fractura (hasta 6.000 metros de profundidad); y, porque además el taladro está protegido con un tubo de acero, lo que impide escapes de fluidos.

- Categoría IV (riesgos muy remotos, que deben ser prevenidos muy al inicio de la exploración y que no requieren una supervisión continua, aunque deben monitorizarse en aquellos momentos considerados como críticos): sismicidad inducida y emisión de gases efecto invernadero. Ambos riesgos presentan un notable impacto potencial, pero de muy baja frecuencia.

Como se puede observar en la figura 24, los casos de sismos debidos a la extracción de *shale gas* son pocos y de baja intensidad, comparado con proyectos mineros, aprovechamientos de energía geotérmica, grandes presas, etc.

Por último, destacar que en la actual revisión de la directiva europea de evaluación de impacto ambiental²⁴ se está considerando la inclusión del *shale gas*.

Figura 24. Sismicidad inducida: causas, número, magnitud



Fuente: *Induced Seismicity and hydraulic fracturing for the recovery of hydrocarbons. Richard J. Davies, Gillian Foulger, Annette Bindley y Peter Styles. 2013*

24 Enmiendas aprobadas por el Parlamento Europeo el 9 de octubre de 2013, sobre la propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo por la que se modifica la Directiva 2011/92/UE, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente (COM(2012)0628 – C7-0367/2012 – 2012/0297(COD))

6.4 Prospectiva: impacto sobre el mercado del Gas Natural

6.4.1 A nivel internacional y de la Unión Europea

Una cuestión relevante es el efecto que sobre los precios podría tener la disponibilidad de una mayor oferta. Por el momento, en Estados Unidos la bajada de los precios spot del gas es ya muy notable y, lo que parece más importante, se ha desvinculado del precio del petróleo. Aunque este decrecimiento en los precios se deja sentir en el oeste de Europa, en España aún no se ha notado y el precio del gas sigue indexado al del petróleo. Esta oferta adicional de *shale gas* sustituiría a la de los campos agotados, lo que estabilizaría los precios y evitaría la volatilidad, al tratarse de una producción que se puede planificar y regular. El coste promedio de desarrollo de un pozo convencional es de un millón y medio de dólares, frente a 6,5 millones de uno de gas pizarra. En cualquier caso, el barril de crudo más caro seguirá siendo el que se produce en el mar (*offshore*) y es, precisamente, con este precio con el que se debe comparar el del *shale gas*.

El espectacular crecimiento de la producción norteamericana de gas demuestra que la explotación de yacimientos de gas no convencional, particularmente de *shale gas*, es económicamente viable. La previsible extensión de dichas tecnologías a otras regiones del mundo (Latinoamérica, China, Unión Europea,...) permitirá la explotación de cuantiosos recursos y con ello, dar un vuelco al actual mapa energético mundial.

Son muchos los países interesados en emular el éxito norteamericano, mientras otros dudan o se oponen activamente por los supuestos daños ambientales, o por razones de tipo comercial.

En los Estados Unidos, una economía altamente dependiente de los hidrocarburos importados, la situación energética está siendo revertida gracias al expansivo crecimiento de la producción de gas y petróleo no convencional, no descartando, como ya se ha comentado, llegar a convertirse en un exportador neto en 2020, según el informe de 2013 de la Energy Information Administration (EIA).

La explotación de los hidrocarburos no convencionales en EE.UU., ha permitido disponer de gas abundante, a unos precios notablemente inferiores a los del mercado europeo, siendo un extraordinario dinamizador de la vida económica: habiendo permitido crear casi dos millones de empleos y teniendo la expectativa de duplicar la cifra en la próxima década, con la consiguiente entrada de dinero en la arcas públicas y la reducción del déficit externo.

En resumen, los importantes beneficios que la explotación de gas no convencional ha supuesto en EE.UU., en términos de empleo y actividad económica, pueden justificar el desarrollo de esta industria en Europa.

6.4.2 En España

El importante crecimiento económico de nuestra sociedad en las últimas décadas ha estado asociado a un notable aumento del consumo energético, basado en un modelo centrado en el uso de combustibles fósiles (en España se importa el 99% de los hidrocarburos consumidos), lo que ha conllevado, además de nuestra fuerte dependencia energética, a un aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero.

La búsqueda y aprovechamiento de nuevas fuentes autóctonas de energía, a un coste competitivo, junto con la necesidad de reducir las emisiones de CO₂ y la creación de empleo, se presentan como cuestiones clave en el escenario actual para dinamizar la competitividad de nuestra economía (sobre todo, en estos tiempos de crisis).

En materia de hidrocarburos convencionales, España es un país semiexplorado al compararse con otros países europeos. En relación con la prospección de recursos no convencionales, el grado de reconocimiento del subsuelo español es aún menor que para los hidrocarburos convencionales. Un hecho que avala el potencial exploratorio español es el reciente y notable interés de las compañías nacionales y extranjeras en adquirir nuevo dominio minero en nuestro país, que se ha puesto de manifiesto, como ya se ha comentado, con la creciente solicitud de permisos de exploración, (27 en el último año de los que se han otorgado 19), la mayoría teniendo como objetivo el gas pizarra.

Según la plataforma Shale Gas España los recursos potenciales de gas natural no convencional cubrirían durante 39 años la actual demanda de gas del país; una estimación que incluso podría duplicarse, como ha ocurrido en el Reino Unido, de realizarse una investigación exhaustiva.

Por su parte, el Gobierno español parece decidido a permitir la fracturación hidráulica, pero insiste en que su posición es la de aplicar exigencias medioambientales rigurosas para garantizar la seguridad del territorio y de las personas. En este sentido, el Congreso de los Diputados rechazó en febrero de 2013 (con los votos de PP, UPyD y CiU) una proposición no de Ley de la Izquierda Plural para prohibir el *fracking* en España.

6.5. El papel del agua en el proceso de *fracking*

Según se ha avanzado en el apartado 6.3, la producción de *shale gas* usando el procedimiento de “fractura hidráulica” ha producido, y sigue produciendo, una gran controversia en relación con el uso del agua y la contaminación ambiental. El debate sobre la seguridad en la extracción de *shale gas* y la fractura hidráulica se ha centrado en los escapes de gas y en la contaminación de acuíferos poco profundos, la conexión hidráulica entre formaciones profundas de pizarras y acuíferos poco profundos, usos del agua, calidad del aire y la potencial contaminación que genera el fluido que fractura.

El elevado número de factores que influyen en el proceso de *fracking*, que van desde las características geológicas y geoquímicas o profundidad del yacimiento hasta la disponibilidad de agua para la perforación y la fractura, hace muy difícil llegar a conclusiones generales al respecto de la seguridad inherente al proceso de extracción mediante *fracking*.

Los cálculos demuestran que la cantidad total de agua usada en la perforación y fractura es relativamente baja comparada con el total de uso consuntivo (total) en regiones húmedas; no obstante, dicho porcentaje puede ser importante en regiones áridas y sufrir notables restricciones al competir con usos domésticos, agrícolas e industriales.

Cantidad de agua necesaria

En este sentido, en un estudio reciente, utilizando datos obtenidos en Texas (el Estado de mayor producción de *shale gas* en los EE.UU.), se concluye que las proyecciones de consumo neto acumulado de agua durante los próximos 50 años, para todos los yacimientos en Texas²⁵, es de alrededor de 4.350 Hm³. Alcanzando un máximo de 145 Hm³ a mediados de la década de 2020, y disminuyendo a 23 Mm³ en 2060. En este estudio no se incluye la posibilidad de sustituir el agua dulce por agua salobre y de esta manera reducir la competencia, de este insumo, con otros usuarios.

25 El citado estudio se llevó a cabo en las tres áreas de extracción más importantes: la “*Barnett Shale*” (con unos 15.000 pozos, a mediados de 2011); “*Texas-Haynesville Shale*” (390 pozos); y, “*Eagle Ford Shale*” (1.040 pozos). Para estimar el uso del agua en el pasado, se utilizaron datos de pozos ya terminados; por su parte, para determinar consumos futuros de agua se llevó a cabo la correspondiente extrapolación a partir de los datos anteriores. De esta manera: la cantidad acumulada de agua utilizada en “*Barnett Shale*” alcanza los 145 Hm³, para el periodo que va desde el año 2000 hasta mediados de 2011; equivalente, en base al uso anual de agua (durante el citado periodo), al 9% de la cantidad de agua consumida, cada año, en Dallas (una población de 1,3 millones de habitantes). Por su parte, el uso del agua en yacimientos nuevos, desde 2008 a mediados de 2011, es menor: 6,5 Hm³ en “*Texas-Haynesville*” y 18 Hm³ en “*Eagle Ford*”, aunque dichas cantidades están aumentando rápidamente.

En conclusión, podría afirmarse que, globalmente, el uso del agua para producir *shale gas* es menos del 1 % de las extracciones de agua en todo el Estado, si bien los impactos locales varían en función de la disponibilidad de agua y de la competencia por el uso de la misma.

No obstante de estas generalidades, cuando el estudio se lleva a cabo por pozo o por yacimiento, hay una gran variabilidad de datos. En todo caso, para iniciar la producción por fractura hidráulica se requieren grandes cantidades de agua: entre los 225 m³ de fluido de fractura y los 3.800 m³, en los tratamientos para *tight gas*; y, entre 11.000 y 35.000 m³ de fluido, en el caso de fracturas de pizarras. Habida cuenta de la considerable cantidad de agua que se utiliza en estos procesos, se están buscando soluciones para mitigar las necesidades de agua dulce, mediante la utilización de agua salobre y a través del reciclado del agua de retorno. De utilizarse estas alternativas, por ejemplo, en Texas la utilización de agua dulce podría variar, respecto de los consumos actuales, entre una cantidad tan baja como el 20% o llegar incluso al 95%.

Por su parte, estudios de yacimientos en Pensilvania, concluyen que las cantidades de agua utilizada para la perforación oscilan desde los 500 m³ por pozo, en "*Marcellus Shale*", hasta los 5.000 m³ del más profundo, "*Haynesville Shale*", y entre 10.000 y 50.000 m³ (de agua) para el proceso de fractura. Durante los años de máxima actividad perforadora en Pensilvania, se completaron varios centenares de pozos en "*Fayetteville*" y "*Haynesville Shale*", y cerca de 1.000 en "*Barnet*" y "*Marcellus Shale*". En estos últimos, el volumen de agua utilizada para la perforación y fractura se aproxima a 10 Hm³ por año.

Finalmente, un análisis del ciclo de vida de 500 pozos en "*Marcellus Shale*", teniendo en cuenta, también, el consumo indirecto de agua a través de la cadena de suministro en cada etapa del ciclo de vida del pozo, muestra que un pozo tipo consume 20.000 m³ (un intervalo entre 6.700 y 33.000 m³) excluyendo el uso final del gas. De esta cantidad un 65% es consumo de agua directa; el resto, es gasto indirecto a través de la cadena de suministro.

No se dispone de mucha información sobre la cantidad de agua utilizada por unidad de energía producida. Para el caso de Texas, que venimos utilizando para ilustrar este apartado, de media se estiman unos 6 m³/TJ, encontrándose el intervalo de variación, de un pozo a otro, entre los 3 y los 17 m³/TJ. Otros estudios aportan datos similares, también para Texas, con unos consumos de alrededor de 10 m³/TJ para la fractura.

Con objeto de entender mejor las implicaciones medioambientales tanto de la producción de *shale gas* como de su uso, se han realizado análisis comparativos del ciclo

de vida del consumo de agua para el *shale gas* y el gas natural convencional. En estos estudios, básicamente, se estima la cantidad de agua consumida en los diferentes momentos de la producción, considerando la reutilización del agua de retorno.

En base a lo anterior, se concluye que, a lo largo de su ciclo de vida el *shale gas* consume entre 13 y 37 m³/TJ, mientras que para el gas natural convencional el citado consumo se sitúa entre 9,3 y 9,6 m³/TJ.

A “senso contrario”, cuando el *shale gas* se usa para el sector del transporte, consume significativamente menos agua que otros combustibles. Y cuando se utiliza para la generación de electricidad, el tipo de planta donde se emplea el gas es mucho más determinante (respecto al consumo de agua) que el origen del mismo.

Calidad de agua

La contaminación potencial de agua subterránea y superficial por compuestos orgánicos e inorgánicos, naturales y añadidos, contenidos en las aguas de retorno es una de las mayores preocupaciones asociadas a la producción de *shale gas*. Esta preocupación, particularmente en los EE.UU., se justifica a partir de los resultados de los análisis de agua subterránea realizados en pozos privados, en algunas zonas de Pensilvania y de Nueva York, que muestran una relación entre las operaciones para extraer *shale gas* y la contaminación por metano (CH₄) encontrada en el agua potable de estos pozos.

Al contrario, otros estudios indicarían que son las fracturas naturales, no las relacionadas con las operaciones para extraer *shale gas*, las responsables del metano detectado en los pozos. En este sentido, todo apunta a las fracturas naturales como evidencia geoquímica para explicar la conexión registrada entre algunas aguas subterráneas poco profundas y agua profunda en el noreste de Pensilvania.

Más en particular, en relación con el grave riesgo de contaminación de agua subterránea, algunos estudios apuntan como causa probable de la citada contaminación hacia la gestión inadecuada del agua de retorno así como del agua del yacimiento. A veces, la contaminación de agua subterránea se ha producido por causas distintas a las ya citadas; entre otras: manejo inadecuado del agua salina generada en los pozos; vertidos durante la producción; sellado inadecuado de los pozos; incidentes con equipos; o, accidentes.

La reutilización de agua, como medida alternativa para reducir el uso de este insumo durante el proceso de extracción, es bastante cara pero técnicamente posible

cuando los niveles de salinidad están por debajo de 10.000 mg/l de sólidos disueltos; siendo muy complicado y caro el tratamiento de aguas con una salinidad²⁶ que puede llegar a los 200.000 mg/l de sólidos disueltos, como en el caso de los yacimientos de “*Marcellus*” y “*Haynesville Shale*”.

Después de completar la fractura, la presión del fluido, esencial para el proceso, desciende y se produce el retorno de salmuera (mezcla de fluido de fractura y agua de constitución que retorna a través del pozo). Durante dos o tres semanas, que es (por ejemplo) el periodo de retorno en “*Marcellus Shale*”, regresa a la superficie entre el 10 y el 50% del fluido: inicialmente, con altos caudales (alrededor de 1.000 m³/día) decreciendo, a continuación, de manera sostenida hasta los 50 m³/día. Por su parte, la salinidad en el agua de retorno al principio es moderada, alrededor de 45.000 mg/l, y luego asciende hasta los 170.000 mg/l.

El análisis del ciclo de vida para 500 pozos, comentado anteriormente, contempla 4 escenarios en la gestión de los mismos: condiciones actuales en Pensilvania; descarga directa del agua contaminada; reutilización directa; y, finalmente, desalación completa. Si el agua de retorno y la producida en el pozo se vierte al medio sin tratamiento, no permitido por la ley en los EE.UU., el agua residual directa se estima que introduce un potencial de eutrofización de entre 300 y 3.000 kg de nitrógeno equivalente. Si se calcula el potencial de ecotoxicidad de esta agua residual, tomando como referencia el 2,4D (derivado del DDT), su valor oscilaría entre 900 y 23.000kg de 2,4D equivalentes. Por su parte, si se toma el benceno como referencia del potencial carcinógeno, la cantidad liberada de este “agente cancerígeno” varía entre 0 y 370 Kg.

Finalmente, si se tratara toda el agua residual procedente de los pozos hasta alcanzar valores estándar de descarga, el coste de esas operaciones variaría entre 59.000 y 27.000 dólares por pozo.

6.6 Referencias

- U.S. Energy Information Administration (EIA) (2013). *International Energy Outlook 2013 Resumen Ejecutivo*. Disponible en www.eia.gov/ieo

²⁶ La alta concentración salina limita el éxito en el uso de tecnología de membranas, encontrándose todavía en periodo de investigación otras opciones tales como la cristalización o la destilación.

- International Energy Agency (IEA) (2012). *World Energy Outlook 2012*. disponible en: www.iea.org
- International Energy Agency (IEA) (2013). *World Energy Outlook 2013*. disponible en: www.iea.org
- Merino, A. (2013). *Hidrocarburos no convencionales: ¿Revolución o transformación?* Grupo de Trabajo de Energía del Real Instituto Elcano. Repsol
- Álvarez, I. (2013). *Relevancia técnico-económica de los yacimientos de gas no convencional*. Extrapolación a España. Consejo Superior de Ingenieros de Minas de España.
- Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas (2013). *Gas no convencional en España, una oportunidad de futuro*.
- Deloitte Energy and Resources (2013). *Oil & Gas Reality Check 2013. Análisis de los principales problemas a los que se enfrenta el sector del petróleo y el gas*. Cuadernos de energía Garrigues, Club Español de la Energía y Deloitte.
- Álvarez, I. (2013). *El almacenamiento de Castor-Amposta*. Instituto de la Ingeniería de España. Disponible en: www.iies.es
- Martín Guerrero, J. (2013). *El fracking (fractura hidráulica), una apuesta obligada para avanzar en la independencia energética*. Consejo de Construcción Verde en España.
- Arenillas González, A. (2012). *Potencial de Recursos No Convencionales de Gas Natural. Tecnología en los Yacimientos*. Congreso Nacional del Medio Ambiente (Conama). Disponible en www.conama.org
- Shale Gas España (2013). *El “fracking” en EE.UU. Lecciones aprendidas*. Disponible en: www.shalegasespana.es
- Marzo, M. (2013). ‘Shale Gas’ en el mundo: más recursos de lo que se había pensado. Disponible en: www.lavanguardia.com
- Monforte Martín, C. (2012). El nuevo gas que revolucionará el mapa geopolítico mundial. Disponible en: www.cincodias.com
- Bankia Banca Privada (2013). *Exploración energética no convencional*. Disponible en: www.bankiabancaprivada.es
- McGrath, M. (2012). Fracking: Untangling fact from fiction. BBC News. Disponible en: www.bbc.co.uk
- Page, D. (2013). *Guía para no perderse en la batalla por (y contra) el ‘fracking’ en España*. Disponible en: www.expansion.com
- RTVE.es Lab. *Fracking, la fiebre del gas*. Disponible en: <http://lab.rtve.es/>
- Sarries, Nicolas M. (2013). *España, en el punto de mira de las petroleras: crece un 80% el interés para iniciar exploraciones*. Disponible en: www.20minutos.es
- Jean-Philippe Nicot and Bridget R. Scanlon. (2012). *Water Use for Shale-Gas Production in Texas, U.S.* Environ. Sci. Technol. 46, 3580–3586.

- Mohan Jiang, Chris T. Hendrickson, and Jeanne M. VanBriesen. (2014). *Life Cycle Water Consumption and Wastewater Generation Impacts of a Marcellus Shale Gas Well*. Environment Science Technology.
- Corrie E. Clark, Robert M Horner, Cristopher B. Harto. (2013). *Life cycle Water Comsumption for Shale Gas and Conventional Natural Gas*. Environment Science Technology 47, 11829-11836.
- Jean-Philippe Nicot and Bridget R. Scanlon, Robert C. Reedy and Ruth A. Costley. (2014). *Source and Fate of Hydraulic Fracturing Water in the Barnett Shale: A Historical Perspective*. Environment Science Technology.
- Institution of Gas Engineers and Managers. (Nov. 2013). *Gas Shale: The Time is Now*. Disponible en: www.igem.org.uk
- Williams E. D. and Simmons J. E. (BP 2013). *Water in the energy industry. An introduction*. Disponible en: www.bp.com/energysustainabilitychallenge
- Enmiendas aprobadas por el Parlamento Europeo el 9 de octubre de 2013, sobre la propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo por la que se modifica la Directiva 2011/92/UE, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente (COM(2012)0628 – C7-0367/2012 – 2012/0297(COD)).
- Proyecto de Ley de Cantabria 11/2013 por la que se regula la prohibición en el territorio de la Comunidad Autónoma de Cantabria de la técnica de fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional.
- Ley Foral 30/2013, de 15 de octubre, por la que se prohíbe en el territorio de la Comunidad Foral de Navarra el uso de la fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional.

7. CONCLUSIONES

El gas natural juega –y seguirá jugando, según las principales proyecciones internacionales– un papel relevante en el “mix” energético mundial, constituyéndose en la energía de base durante la transición hacia un escenario de mayor aprovechamiento de las fuentes de energía renovables.

La forma en que se ha venido desarrollando la economía mundial en la última década ha provocado la búsqueda exhaustiva de recursos energéticos que puedan: por un lado, sostener las exigencias y necesidades crecientes de la demanda, sobre todo de las economías emergentes, como China, India y Oriente Medio; y, por otro lado, garantizar la seguridad del suministro, evitando situaciones monopolísticas o similares.

En relación con este documento, las conclusiones pueden resumirse de la siguiente forma:

- El gas natural constituye una fuente de energía medioambiental, técnica y estratégicamente atractiva, al tratarse de un combustible razonablemente limpio –comparado con otros combustibles fósiles–, capaz de ser distribuido y transportado en condiciones de seguridad.
- Los nuevos recursos de gas no convencional, principalmente *shale gas* y el abaratamiento de las tecnologías de extracción, sumado al nivel de precios actual de otras fuentes de energía, permiten ser optimistas sobre el futuro del gas, siempre y cuando sus yacimientos se exploten con las garantías (de seguridad y medioambientales) suficientes.
- No obstante, tampoco puede negarse que exista una concentración de las fuentes y de las redes de distribución por gasoducto, lo que también genera tensiones geoestratégicas aunque en menor medida que en el caso del petróleo. Para minimizar los problemas derivados sobre este mercado, se está trabajando por diversificar y desarrollar nuevos gasoductos, potenciar el mercado del gas natural licuado (GNL), y crear mercados transparentes como los hub gasistas. Consecuencia de ello, sería una creciente liberalización de los mercados energéticos de carácter global, lo que redundaría en una bajada de los precios y en un incremento de la competitividad económica donde se introduzca este combustible.

- La incorporación del gas natural en los mercados energéticos, habida cuenta del papel relevante que juega y debido a las necesidades de infraestructuras que conlleva, se produce mediante regulación. En consecuencia, la liberalización de parte del mercado gasista y el necesario establecimiento de costes regulados deben controlarse para evitar posibles "déficits tarifarios", de carácter estructural.
- España no es ajena a todos estos retos. La introducción de gas natural está siendo muy notable en el país, donde se ha fomentado la construcción de numerosas infraestructuras y se ha trabajado por diversificar las fuentes de suministro (gasoductos y GNL). Entre los principales desafíos a los que se enfrenta España en la actualidad se encuentran, por un lado, materializar la creación de un hub gasista, que se encuentra actualmente en desarrollo; y, por otro lado, adoptar una postura estratégica en relación al gas no convencional.
- La experiencia acumulada en el proceso de *fracking*, confirma la complejidad que tiene el hecho de buscar conclusiones generales en relación a la controversia suscitada alrededor del *shale gas*, sobre usos de agua y contaminación medioambiental. Respecto al consumo de agua, las cifras varían considerablemente en función del tipo de pozo; así, para iniciar la producción por fractura hidráulica, encontramos consumos que oscilan entre 223 y 3.800 m³ de fluido de fractura para el caso de *tight gas*, y entre 11.000 y 35.000 m³ en el caso de pizarras bituminosas. Dada la dimensión, nada despreciable, del consumo de agua dulce, en la actualidad se están desarrollando alternativas para mitigar su uso mediante la reutilización del agua (salina) generada en los pozos.

En relación con el aspecto medioambiental del proceso, considerando el análisis del ciclo de vida de los pozos, si el agua de retorno y la producida en el pozo se vertieran directamente al medio, sin tratamiento alguno, esta agua residual introduce: (a) un potencial de eutrofización de entre 300 y 3.000 kg de nitrógeno equivalente; (b) un potencial de ecotoxicidad de entre 900 y 23.000 kg de 2,4D equivalentes; y (c) un potencial carcinógeno de entre 0 y 370 kg de becenos.

ANEXO I. GLOSARIO DE TÉRMINOS

- **Billion Cubic Metres (BCM):** Unidad de volumen. Billón americano = 1.000 millones europeos = 10^9 de m^3 .
- **Trillion Cubic Metres (TCM):** Unidad de volumen. Trillón americano = millones de millones, o billón europeo = 10^{12} de m^3 .
- **British Thermal Unit (BTU):** Unidad de energía, equivale a 0,252 kilocalorías. Cantidad de calor requerido para elevar la temperatura en 1 ° Fahrenheit, la masa de 1 libra de agua.
- **Barril (BO):** Unidad volumétrica que normalmente sirve para medir al petróleo crudo. 1 m^3 equivale a 6,29 barriles.
- **MBO:** Unidad volumétrica que normalmente sirve para medir al petróleo crudo equivalente a 10^6 (Millones de barriles de crudo) BO.
- **Kilovatio hora (kWh):** Unidad de medida de la energía, igual a 1.000 vatios por hora, equivalente a la energía desarrollada (generada o consumida) por 1 kW de potencia durante una hora. 1 kWh = 0,86 te = 860 kcal = 3,6 MJ
- **Megavatio hora (MWh):** Unidad de medida de la energía igual a 1.000.000 vatios por hora.
- **Gigavatio hora (GWh):** Unidad de medida de la energía, igual a 1.000.000.000 vatios por hora.
- **Teravatio hora (TWh):** Unidad de medida de la energía igual a 1.000.000.000 kWh.

Gas natural (GN) vs gas natural licuado (GNL)

Multiplicar x...	Nm ³ GN	tGNL	m ³ GNL
1 Nm ³ GN	1	0,775x10 ⁻³	1,72x10 ⁻³
1 tonelada GNL	1.290	1	2,22
1 m ³ GNL	583	0,45	1

Unidades energéticas

Multiplicar x...	Kcal	BTU	te	Therm	Kwh
Kilocaloría	1	3,97	10 ⁻³	3,97x10 ⁻⁵	1,163x10 ⁻³
British thermal termia (te)	0,252	1	0,252x10 ⁻³	10 ⁻⁶	2,931x10 ⁻⁴
Therm	1.000	3970	1	3,967x10 ⁻²	1,163
kiLOWATIO-HORA	25,2x10 ⁻³	10 ⁻¹	25,2	1	29,3
	860	3412,14	0,8601	3,412x10 ⁻²	1

ANEXO II. FIGURAS

Figura 1. Consumo mundial de energía por tipo de combustible 1990-2040	9
Figura 2. Tipos de yacimientos de gas natural	12
Figura 3. Cadena de valor del gas natural	12
Figura 4. Reservas mundiales probadas de gas natural en 2012 (%)	24
Figura 5. Reservas mundiales probadas de gas natural en 2012 (billones o 1012 de m ³)	24
Figura 6. Producción de gas natural en 2012 (miles de millones o 109 de m ³)	25
Figura 7. Reservas mundiales probadas de gas natural. Evolución (billones o 1012 de m ³)	25
Figura 8. Trazado de los proyectos de gasoductos entre Europa y Asia Central	31
Figura 9. Ámbitos de negociación de la propiedad del gas	32
Figura 10. Factores clave de éxito para el desarrollo de un hub gasista	33
Figura 11. Hubs gasistas en Europa	34
Figura 12. Características y reglas del operador	35
Figura 13. Instalaciones de la red básica de gas natural en España (julio 2013)	37
Figura 14. Abastecimiento de gas natural a España por países. Año 2012	39
Figura 15. Aprovisionamiento de gas natural a España por áreas geográficas	39
Figura 16. Direccionalidad de los flujos de gas en España en 2012	42
Figura 17. Entorno energético europeo	48
Figura 18. Distribución de las ventas de gas natural en España (2012)	55
Figura 19. Aprovisionamientos de gas natural a España, por tipo de importación y país de origen	56
Figura 20. Recursos de gas no convencional	62
Figura 21. Perforación horizontal	64
Figura 22. Mapa de cuencas con formaciones de <i>shale gas</i> y <i>shale oil</i> evaluadas	65
Figura 23. Diagrama horizontal del <i>fracking</i>	68
Figure 24. Sismicidad inducida: causas, número, magnitud	69



ANEXO III. TABLAS

Tabla 1. Composición típica del gas natural	11
Tabla 2. Reservas europeas probadas de gas natural. Evolución por países (miles de millones o 10 ⁹ de m ³)	29
Tabla 3. Evolución de las importaciones por tipo de suministro	38
Tabla 4. Proceso de liberación del sector gasista español	51



ANEXO IV. LEGISLACIÓN DE INTERÉS

Legislación básica

- Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE **(DOUEL 14 agosto 2009)**.
- Directiva 2004/67/CE del Consejo, de 26 de abril de 2004, relativa a unas medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas natural **(DOUEL 29 abril 2004)**.
- Reglamento (UE) n° 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se deroga la Decisión n° 1364/2006/CE y se modifican los Reglamentos (CE) n° 713/2009, (CE) n° 714/2009 y (CE) n° 715/2009. **(DOUEL 25 abril 2013)**.
- Reglamento (UE) n° 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía **(DOUEL 8 diciembre 2011)**.
- Reglamento (UE) n° 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de octubre de 2010, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga la Directiva 2004/67/CE del Consejo **(DOUEL 12 noviembre 2010)**.
- Reglamento (CE) n° 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) n° 1775/2005 **(DOUEL 14 agosto 2009)**.
- Decisión n° 994/2012/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, por la que se establece un mecanismo de intercambio de información con respecto a los acuerdos intergubernamentales entre los Estados miembros y terceros países en el sector de la energía **(DOUEL 27 octubre 2012)**.



- Resolución 2013/C 338/03 sobre la seguridad energética en relación con el mercado de la energía y la armonización entre los socios de Europa Oriental y los países de la UE **(DOUEC 19 noviembre 2013)**.
- Resolución 2013/C 33 E/06 del Parlamento Europeo, de 5 de julio de 2011, sobre las prioridades de la infraestructura energética a partir de 2020 **(DOUEC 5 febrero 2013)**.
- Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural **(BOE 3 julio 2007)**.
- Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad. **(BOE 19 noviembre 2005)**.
- Ley 50/1998, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social: Artículo 108. **(BOE 31 diciembre 1998)**.
- Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, que ordena las actividades de exploración, transporte, distribución y comercialización de los hidrocarburos líquidos y gaseosos **(BOE 8 octubre 1998)**.
- Real Decreto-Ley 5 /2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública (Título II: Capítulos I y IV) **(BOE 14 marzo 2005)**.
- Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios (Título I, Capítulo II y artículo 34) **(BOE 24 junio 2000)**.
- Real Decreto-Ley 15/1999, de 1 de octubre, por el que se aprueban medidas de liberalización, reforma estructural e incremento de la competencia en el sector de hidrocarburos **(BOE 2 octubre 1999)**.
- Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de abril, de Medidas Urgentes de Liberalización: Capítulo III **(BOE 17 abril 1999)**.

- Real Decreto 197/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector de hidrocarburos a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio **(BOE 18 marzo 2010)**.
- Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008 **(BOE 4 marzo 2008)**.
- Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos **(BOE 26 agosto 2004)**.
- Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural **(BOE 31 diciembre 2002)**.
- Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural **(BOE 7 septiembre 2001)**.

Transporte y distribución de gas

- Reglamento (UE) n° 984/2013 de la Comisión, de 14 de octubre de 2013, por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y se completa el Reglamento (CE) n° 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo **(DOUEL 15 octubre 2013)**.
- Reglamento (CE) n° 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) n° 1775/2005 **(DOUEL 14 agosto 2009)**.

- Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural **(BOE 31 diciembre 2002)**.
- Decreto 2913/1973, de 26 de Octubre, por el que se aprueba el Reglamento General del Servicio Público de Gases Combustibles **(BOE 21 noviembre 1973)**.
- Orden IET/2434/2012, de 7 de noviembre, por la que se determinan las instalaciones de la red básica de gas natural pertenecientes a la red troncal de gas natural **(BOE 14 noviembre 2012)**.
- Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, por la que se aprueba el programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural **(BOE 12 noviembre 2010)**.
- Orden Ministerial, de 18 de noviembre de 1974, por la que se aprueba el Reglamento de Redes y Acometidas de Combustibles, con sus instrucciones técnicas complementarias **(BOE 6 diciembre 1974)**.
- Resolución de 26 de julio de 2012, de la Comisión Nacional de Energía, sobre la solicitud de certificación de ENAGAS como gestor de la red de transporte de gas **(BOE 17 agosto 2012)**.



EMILIANO MORENO LÓPEZ

Doctor en Ciencias Químicas por la Universidad Complutense de Madrid, especialidad de Química Industrial, a lo largo de su carrera profesional ha participado en diferentes grupos de trabajo y “think tanks” relacionados con la energía.

Así mismo, ha prestado consultoría, sobre este campo, en el ámbito político y en la actualidad es coordinador técnico del Comité de Energía y Sostenibilidad de la “American Chamber of Commerce”, en España.



ELOY GARCÍA CALVO

Director del Instituto IMDEA Agua y Catedrático de la Universidad de Alcalá. Ha coordinado un proyecto Consolider-Ingenio 2010, Consolider Tragua, con participación de 200 investigadores de 24 grupos de investigación. Ha dirigido, además, 26 proyectos con financiación pública y privada. Entre otros resultados destacan 7 patentes y un centenar de artículos científicos.

Ha formado parte del International Geosphere-Biosphere Programme (ICSU). También ha sido Vicerrector de Investigación de la Universidad de Alcalá, Gestor del Programa de I+ D en Medio Ambiente, miembro de la CNEAI (Comisión Nacional Evaluadora de la Actividad Investigadora). Entre los reconocimientos a sus méritos profesionales, destacar el Premio de la IWA (International Water Association) en la categoría de “Innovación en la realización práctica de gestión sostenible de aguas urbanas” recibido en 2010 en Montreal.