



**FACULTAD DE TURISMO Y FINANZAS**  
**GRADO EN FINANZAS Y CONTABILIDAD**

**LA LIBERALIZACIÓN DE LOS MERCADOS DEL GAS: EL CASO  
ESPAÑOL**

Trabajo Fin de Grado presentado por Javier Ríos Haro, siendo la tutora del mismo la profesora María del Carmen Pérez López.

Vº. Bº. de la tutora:

Alumno:

Dª. María del Carmen Pérez López

D. Javier Ríos Haro

Sevilla. Junio de 2015





**GRADO EN FINANZAS Y CONTABILIDAD**

**FACULTAD DE TURISMO Y FINANZAS**

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**CURSO ACADÉMICO [2014-2015]**

**TÍTULO:**

**LA LIBERALIZACIÓN DE LOS MERCADOS DEL GAS: EL CASO ESPAÑOL**

**AUTOR:**

**JAVIER RÍOS HARO**

**TUTOR:**

**D<sup>a</sup>. MARÍA DEL CARMEN PÉREZ LÓPEZ**

**DEPARTAMENTO:**

**ECONOMÍA FINANCIERA Y DIRECCIÓN DE OPERACIONES**

**ÁREA DE CONOCIMIENTO:**

**ECONOMÍA FINANCIERA Y CONTABILIDAD**

**RESUMEN:**

En el siguiente trabajo se desarrollan cuales han sido las consecuencias del proceso de liberalización que han sufrido los mercados de gas a nivel internacional, y especialmente en Europa, donde la mejora de las redes de transporte, así como el aumento de la capacidad de suministro de gas y el número de agentes, han ofrecido la posibilidad de crear un mercado organizado en los que existe una transparencia en cuanto al precio y da libertad de adscripción a cualquier agente. Son los llamados hubs gasistas. Asimismo, se enumeran los pros y los contras de su introducción en el mercado español y cuál sería la metodología a seguir para un correcto desarrollo del mismo.

**PALABRAS CLAVE:**

Gas; mercado organizado; hubs; liberalización; Europa.



## ÍNDICE

---

1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 JUSTIFICACIÓN DE LA RELEVANCIA DEL TEMA ELEGIDO .....	1
1.2 OBJETIVOS DEL TRABAJO .....	2
1.3 ESTRUCTURA DEL TRABAJO .....	2
1.4 METODOLOGÍA .....	2
2. EL GAS EN EL MUNDO .....	3
2.1. LA REVOLUCIÓN TECNOLÓGICA EN EL MUNDO DEL GAS .....	3
2.2 PRODUCCIÓN, DEMANDA Y RESERVAS EN EL MUNDO .....	4
2.3 COMERCIO .....	4
2.4 RESERVAS.....	4
2.5 PRECIOS.....	6
3. EL GAS EN EUROPA.....	7
3.1 INTRODUCCIÓN AL GAS EN EUROPA .....	7
3.2 LOS MERCADOS DE GAS EN EUROPA.....	8
3.2.1 Evolución de los mercados de gas en Europa .....	9
3.2.2 Hubs gasistas en Europa.....	11
3.2.3 Principales hubs gasistas en Europa.....	15
3.2.3.1 National Balancing Point.....	16
3.2.3.2 Title Transfer Facility.....	18
3.2.3.3 Zeebrugge .....	20
3.2.4 Instituciones Europeas para la regulación del mercado de gas .....	22
3.2.4.1 Directivas para la creación de un mercado de gas natural.....	23
3.2.4.2 ACER.....	23
3.2.4.3 CEER .....	23
4. EL GAS EN ESPAÑA.....	25
4.1 INTRODUCCIÓN AL GAS EN ESPAÑA.....	25

4.2 ¿UN HUB GASISTA EN ESPAÑA? .....	27
4.3 METODOLOGÍA PARA LA CREACIÓN DE UN HUB GASISTA EN ESPAÑA .....	33
5. CONCLUSIONES .....	39
6. BIBLIOGRAFÍA .....	42

# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 JUSTIFICACIÓN DE LA RELEVANCIA DEL TEMA ELEGIDO

El motivo principal que me lleva a la elección del tema es la revolución económica y financiera que se está produciendo en el mundo por el asunto energético en la actualidad.

El enorme cambio que están sufriendo países como Estados Unidos, pasando de ser importadores de gas y petróleo, a ser exportadores netos, está ocasionando una independencia energética, lo que provocará un auténtico giro hacia el este del comercio mundial de petróleo y gas, con las consiguientes consecuencias geopolíticas.

Gracias a técnicas como el *fracking*, de elevado coste, utilizada para la extracción de gas esquisto o pizarra, conocida en España como fractura hidráulica horizontal, hará que América se convierta en una nueva 'tierra prometida' en la explotación de hidrocarburos, dando un contrapeso occidental al tradicional dominio de estos recursos en oriente, siendo los claros perdedores de este avance del mundo energético.

La lucha por los precios tanto del gas como del petróleo por parte de los países asiáticos y Oriente Medio para conseguir que no sea rentable el negocio del *fracking* y de esta manera seguir liderando el comercio, está ocasionando verdaderos quebraderos de cabeza en el mundo.

Debido a la importancia que tiene en la actualidad la energía, y que lleva teniendo durante años, es importante, desde mi punto de vista, realizar un estudio sobre su historia, los mercados existentes, las consecuencias de los cambios producidos y su efecto en Europa y, especialmente, en España.

En Europa, la década de los noventa fue el período en el que se dio comienzo, en algunos países, al mayor proceso de liberalización sufrido por algunos sectores de la economía que habían estado funcionando bajo una estructura de monopolio. Centrándonos en el sector gasista, la publicación de la Directiva 98/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo del 22 de junio de 1998, dio el pistoletazo de salida hacia esa liberalización, el cual ha supuesto un cambio estructural de enorme trascendencia en el sector del gas natural en Europa.

El objetivo principal de esta Directiva era obligar a los Estados miembros a abrir sus respectivos mercados minoristas a la competencia, dando la posibilidad a los consumidores de elegir el suministrador por el que tuvieran mayor preferencia. Es decir, se intentaba acabar con los mercados monopolísticos nacionales.

La Directiva 2003/55/CE del 26 de junio de 2003 aceleró dicho proceso de liberalización y fijó el 1 de julio de 2007 como fecha límite para que todos los consumidores de la Unión Europea pudieran elegir con total libertad su suministrador.

La liberalización en España se afronta con gran agilidad, ya que antes de la fecha límite establecida por la Directiva 2003/55/CE, el 89% del consumo de gas ya se realizaba a través del libre mercado. Es por eso que ha sido considerado el país de Europa continental con el modelo más avanzado. Aunque es de mencionar que el desarrollo del gas en nuestro país se realizó más tarde en relación con otros países europeos y que, a pesar de las características del mercado gasista español, aún no se dispone de un mercado organizado del mismo.

## 1.2 OBJETIVOS DEL TRABAJO

- Conocer los grandes cambios producidos en los países importadores y exportadores de gas a nivel mundial.
- Revelar la situación del gas en el mundo, Europa y España: comercio, demanda, reservas, producción, etc.
- Reconocer la importancia que tiene el proceso de liberalización de los mercados del gas en Europa y, más concretamente, en España.
- Estudiar las características de los mercados organizados más importantes de Europa.
- Realizar una investigación sobre la necesidad y adecuación de introducir un mercado organizado gasista en España.

## 1.3 ESTRUCTURA DEL TRABAJO

El proyecto se ha dividido en cinco capítulos, comenzando con una introducción al trabajo, con su respectiva justificación del tema, objetivos, estructura y metodología.

Como veremos en el capítulo 2, se ha realizado una descripción de la situación del gas natural en el mundo. En el siguiente capítulo centramos el estudio en Europa, donde se comienza con una introducción sobre los mismos aspectos descritos anteriormente pero con un mayor detalle. Además, hablaremos de la aparición de los mercados organizados en Europa, su evolución y destacaremos algunas características de los más importantes.

A continuación, en el capítulo 4, entraremos a fondo en el mercado gasista en España, analizando sus características y procediendo a la realización de un estudio que determine la necesidad de introducir en él un mercado organizado gasista y cuál es la metodología idónea para el buen desarrollo de este.

Para finalizar, en el último capítulo se ha procedido a la reunión de una serie de conclusiones contrastadas con noticias actuales sobre el tema.

## 1.4 METODOLOGÍA

Para la realización del proyecto he procedido a consultar documentos oficiales tales como el *"World Energy Outlook"* de la Agencia Internacional de Energía, los boletines publicados por la Comisión Nacional de Energía o los informes anuales de Sedigas. También he acudido a tesis doctorales y diversos proyectos realizados por expertos en el sector energético de donde he recopilado puntos como la evolución de los mercados organizados.

Además, he accedido a publicaciones del Ministerio de Economía y Competitividad como las Revistas ICE (Información Comercial Española) y a documentos de normativa europea para consultar las diferentes Directivas que afectan al sector gasista.

El acceso a plataformas de comercialización como el InterContinental Exchange (ICE) ha sido de gran ayuda para la extracción de datos sobre la comercialización de la energía y la obtención de diferentes gráficos y esquemas.

## CAPÍTULO 2

### EL GAS EN EL MUNDO

#### 2.1. LA REVOLUCIÓN TECNOLÓGICA EN EL MUNDO DEL GAS

Hay países con enormes reservas de petróleo y de gas que hasta hace relativamente poco no podían aprovecharse, y ni siquiera tenían en mente hacerlo. Gracias a los avances tecnológicos de las últimas décadas, como el *fracking*, estos hidrocarburos no convencionales<sup>1</sup> ya pueden extraerse con mayor facilidad y a precios lo suficientemente razonables.

Según las últimas estimaciones realizadas por el Departamento de Energía de Estados Unidos, el mundo cuenta actualmente con yacimientos que contienen unos 345.000 millones de barriles de petróleo no convencional, esto es un 10% del total de las reservas de crudo mundial. Y también con casi 7.300 miles de millones de pies cúbicos de gas natural no convencional, lo que supone un 32% de la totalidad de las reservas mundiales. Unas cifras que hacen replantearse la concepción del futuro de las energías fósiles.

Hoy en día, tan sólo los EE.UU. y Canadá explotan sus reservas de gas y crudo no convencionales con cantidades que sí merecen la pena a un nivel comercial. Otros países, sin embargo, aún no explotan todo el potencial de sus yacimientos no convencionales, aunque se estima que lleguen a ser potencias mundiales, tal y como observamos en la Figura 1.1.



**Figura 1.1. El nuevo mapa de la energía mundial**

*Fuente: Expansión.com*

<sup>1</sup> El gas de lutita (en inglés: shale gas) es un hidrocarburo en estado gaseoso que se encuentra en las formaciones rocosas sedimentarias de grano muy fino.

En su último World Energy Outlook (WEO 2013), publicación anual de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), ampliamente reconocida como la fuente de energía más fiable para las proyecciones globales de energía y análisis, advierte que muchos axiomas de reconocida tradición en el sector energético están hoy en día bajo revisión. De esta forma, algunos de los principales países importadores de hidrocarburos en el pasado, como los EE.UU., se están convirtiendo en exportadores netos, al mismo tiempo que otros países exportadores, muy particularmente los de Oriente Medio, se trasladan a un segundo plano en el sector energético.

## **2.2. PRODUCCIÓN, DEMANDA Y RESERVAS EN EL MUNDO**

Las proyecciones del WEO apuntan a que entre 2011 y 2035 la producción de gas natural crezca en todas las regiones del mundo, exceptuando a Europa, donde el aumento de la producción en Noruega no será suficiente para compensar el descenso en otros campos maduros del Mar del Norte y los Países Bajos. China, EE.UU., Rusia y Australia (por este orden), seguidos por Qatar, Irak, Brasil, Turkmenistán, Irán y Argelia, serán los países que experimentarán un mayor crecimiento de la producción. EE.UU. y Australia contabilizarán importantes aumentos (del 29% y el 198%, respectivamente) que les convertirán en exportadores netos. Centrando nuestra atención en EE.UU., aumentó su producción en 2013 en un 0,9%, manteniéndose así en la primera posición mundial por tercer año consecutivo. Pero merece la pena subrayar que los países ajenos a la OCDE serán responsables de cerca del 82% del incremento global. En poco más de dos décadas, el gas no convencional podría representar más de un cuarto de la producción mundial de gas natural.

## **2.3. COMERCIO**

Por lo que respecta al comercio internacional de gas natural, todo apunta a que encaramos un periodo de grandes cambios, durante el cual cobrarán importancia creciente algunos nuevos países que se convertirán en una clara competencia para los exportadores clásicos, como Rusia y Qatar. La AIE considera que mientras el comercio del gas natural por gasoducto seguirá siendo dominado por unos pocos productores, básicamente localizados en Eurasia, el grupo de países exportadores de gas natural licuado (GNL) sufrirán reformas relevantes, debido a que algunos de estos países están experimentando un rápido crecimiento en la demanda interna, lo que limita el volumen disponible para las exportaciones. El comercio internacional supera los 1.000 bcm<sup>2</sup> desde el año 2011 (casi una tercera parte de la producción mundial). El avance ha sido potente a lo largo de la historia de esta energía: en 1980 representaba el 13,2% de la producción y en 2005 alcanzaba el 25,8%.

Para finalizar con el tema comercial, mencionar que Rusia es el primer país exportador de gas natural del mundo, con una cuota que suele estar entre el 20 y el 22%, dependiendo del nivel de consumo en Europa, su principal mercado. Japón, por otro lado, ocupa la primera posición en cuanto a países importadores de gas. Este país ha ocupado históricamente el primer puesto, aunque su posición se ha destacado más a raíz del tsunami de marzo de 2011.

## **2.3. RESERVAS**

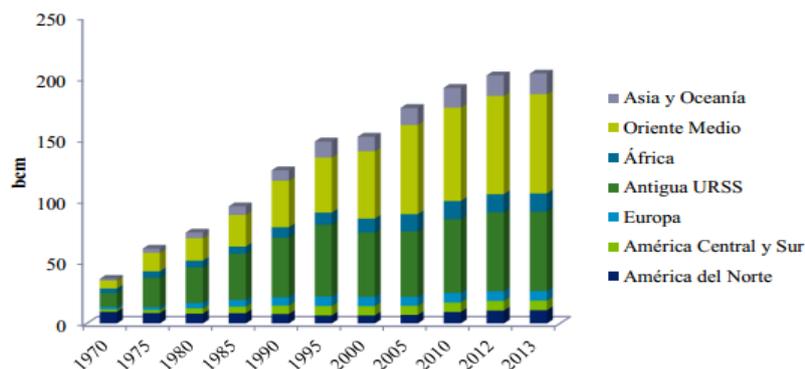
Un asunto de vital importancia es la cantidad de reservas de gas mundial de las que disponemos. Antes de entrar en datos numéricos e información sobre volúmenes y cantidades de reservas en el mundo, es preciso conocer qué son las reservas de gas y los tipos que existen actualmente.

---

<sup>2</sup> Bcm = Billion cubic metres of natural gas (miles de millones de metros cúbicos de gas natural)

Podemos llamar reservas a los yacimientos de gas natural en el mundo, los cuales se clasifican en tres grupos:

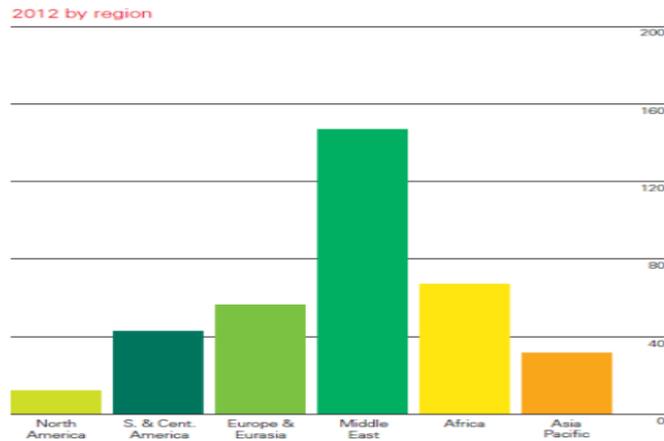
- Reservas probadas: son aquellas que se explotan con la tecnología que actualmente disponemos y existe una viabilidad económica para su explotación con una certeza del 90% o superior.
- Reservas posibles: son las reservas con un grado de certeza de explotación entre el 50% y el 90%.
- Reservas probables: son reservas con una certeza de explotación inferior al 50%.



**Figura 1.2. Evolución de las reservas probadas de gas natural en millones de m3**  
Fuente: SEDIGAS

Si se observa la Figura 1.2 podemos comprobar que las reservas probadas crecen a lo largo de los años debido principalmente a que las tecnologías de explotación van mejorando con el tiempo. Todo ello hace que las reservas de gas natural en el mundo hayan alcanzado la cifra de 203,9 miles de millones de m3 en 2014, casi 6 veces más que en 1970, cuando las reservas eran de 38,5 miles de millones de m3. Oriente Medio ocupa la mayor parte de las reservas mundiales con un 39,4% de las mismas, mientras que Europa sólo posee el 2,3%. A pesar de que América del Norte tiene unas reservas del 5,6% sobre el total de reservas mundiales, EE.UU. es el país que más ha visto aumentar sus reservas probadas de gas natural (alrededor de un 78% desde el año 2005). En 2010 las exportaciones de gas natural en el país cubrían el 30% de las importaciones.

En cuanto a las reservas, es importante considerar el ratio Reservas/Producción que nos da los años de los que dispondríamos de reservas manteniendo el ritmo de producción. En la Figura 1.3 se observa que la región que mayor ratio presenta es Oriente Medio, aunque también es la región donde más ha descendido dicho ratio. Históricamente a nivel global este ratio ha ido aumentando ligeramente, y actualmente está situado en 55,7 años, es decir, que con las reservas actuales dispondríamos de gas durante 55,7 años manteniendo el nivel de producción actual. Gracias a los avances tecnológicos mencionados se prevé que las reservas sigan aumentando de manera considerable.



**Figura 1.3. Ratio Reservas/Producción por región en 2012**

*Fuente: Tesis Doctoral. Universidad Pontificia Comillas.*

Con este pequeño estudio sobre las reservas podemos concluir que el gas seguirá siendo una fuente de energía primaria durante varias décadas.

## 2.4. PRECIOS

Para finalizar, nos adentramos en el tema de los precios, el WEO 2013 comienza por recordar que como resultado de los diferentes mecanismos de fijación de precios y de los distintos balances entre oferta y demanda, siempre han existido discrepancias en el precio del gas natural entre América del Norte, Asia-Pacífico y Europa. Desde 2008 las diferencias han sido más notables. Los precios en Norteamérica han caído considerablemente debido a la reducción de la demanda y al espectacular aumento de la producción de shale gas, mientras que, por el contrario, los precios en Asia-Pacífico y en Europa han aumentado, principalmente por la indexación al petróleo en unos momentos en que el precio del barril se ha mantenido de forma continua en cotas relativamente altas. Los precios en los EE.UU. son aún lo suficientemente bajos para despertar un creciente interés en la exportación de GNL, lo que a su vez genera dudas sobre la sostenibilidad a largo plazo de los mecanismos de fijación de precios del gas natural indexados al petróleo.

## CAPÍTULO 3

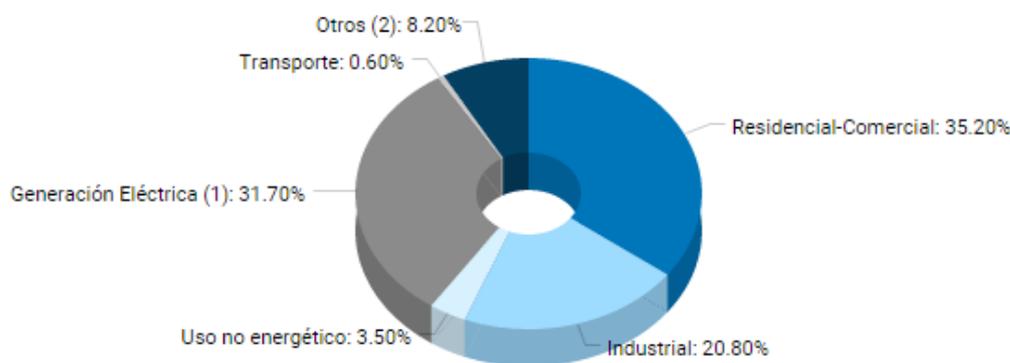
### EL GAS EN EUROPA

#### 3.1. INTRODUCCIÓN AL GAS EN EUROPA

La producción actual de gas en Europa se sitúa ligeramente por encima del 8% de la producción mundial, con tendencia descendente, que se espera que se mantenga durante los próximos ejercicios hasta llegar a los 256 bcm en 2017, aumentando así las necesidades de importación por encima de los 300 bcm. El principal país productor en la actualidad es Noruega, con una cuota actual de alrededor del 42%, seguido de los Países Bajos, con una producción de unos 80 bcm en los últimos años, y el Reino Unido, con menos de 35 bcm, representando menos del 13% de la producción europea.

Referente al consumo de gas natural, la lista está encabezada por Alemania, Reino Unido, Italia, Francia y Países Bajos. España ocupa la sexta posición. El consumo en estos seis países está cercano al 10% del consumo mundial. De cada 100 bcm que se consumen en el mundo, unos 15 bcm lo hacen en territorio europeo, aunque conviene destacar que esta cuota ha ido en descenso con el paso de los años debido principalmente a la crisis económica. El gas natural está aportando en los últimos años entre el 23% y el 24% de las necesidades energéticas europeas, ocupando la segunda posición entre las energías primarias después del petróleo.

Si observamos la Figura 3.1 apreciamos como el sector doméstico-comercial es el principal destino de la oferta de gas en la UE, con una cuota que se sitúa entre el 35% y el 38%, dependiendo de la dureza del clima según la estación del año. Le sigue de cerca la generación eléctrica, con un 30% y el mercado industrial, que consume el 20% de la demanda total.

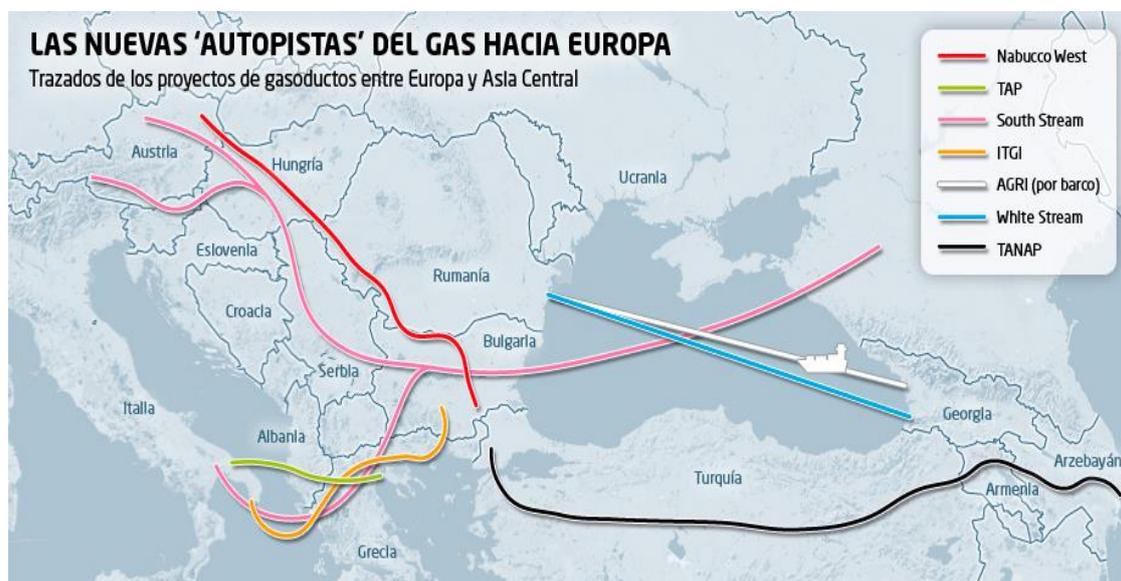


**Figura 3.1 Estructura del consumo sectorial de gas natural en la Unión Europea**  
Fuente: SEDIGAS

Rusia continúa siendo el principal abastecedor externo a Europa con una cuota de mercado de alrededor del 30%, aunque esta necesidad de la energía rusa está ocasionando verdaderos dolores de cabeza a Europa, como veremos más adelante. El principal destino del gas ruso es Alemania con algo más de 30 bcm en los últimos años, seguido por Turquía e Italia. La Unión Europea ha marcado como uno de los objetivos fundamentales de su política energética la necesidad de reducir su inmensa dependencia del gas natural procedente de Rusia. La demanda europea de gas ronda los 500.000 millones de metros cúbicos cada año, de los que unos 150.000 millones provienen de Rusia. No conformándonos sólo con eso, el gas procedente de los

mercados de Asia Central pasa obligadamente por los gasoductos rusos. Esta necesidad de suprimir a Rusia como principal abastecedor viene dada por la interrupción abruptamente de las exportaciones que sufrió Europa en 2006 y 2009. Esa decisión afectó a 17 países, y fue apoyada por el primer ministro, Vladímir Putin, después de que el presidente de Gazprom, extractor de gas natural más grande del mundo y la mayor compañía de Rusia, Alexéi Míller, le comunicara que Kiev había dejado de bombear el gas ruso en tránsito. La gran apuesta de la UE es sumar a los actuales corredores de Rusia, Noruega y norte de África nuevas vías que unan el continente directamente con Asia Central.

En 2002 se daban los primeros pasos para crear una de las mayores infraestructuras energéticas del mundo, un gasoducto que uniría directamente Austria y los yacimientos de Asia Central. Al enorme gasoducto se le puso el nombre de Nabucco, y recorrería 3.300 kilómetros. Este proyecto pretendía ser una realidad entre 2017 y 2019, aunque en la actualidad está en claro declive. El sueño europeo de captar directamente el gas del Caspio se ha convertido en una durísima guerra entre países europeos y compañías energéticas. La enorme competencia ha obligado a Nabucco a recortar su recorrido. A pesar de que el proyecto contemplaba la unión de Austria y Azerbaiyán, el año pasado, este último junto con Turquía, creaban su propio gasoducto (Tanap). Esto provocó que Nabucco decidiera centrarse sólo en su recorrido europeo: 1.300 kilómetros, y pasó a llamarse Nabucco West. En la Figura 3.2 quedan reflejados los diferentes gasoductos que unen Europa con Asia Central, siendo el gasoducto TAP el gran ganador de la primera batalla por acercar Europa y Asia Central, ya que será el encargado de transportar 10.000 millones de metros cúbicos anuales a partir de 2019 procedentes del yacimiento de Shah Deniz II, en Azerbaiyán, lo que supone un gran tropiezo para un posible relanzamiento del proyecto Nabucco.



**Figura 3.2 Las nuevas 'autopistas' del gas hacia Europa**

*Fuente:* Expansión.com: La gran batalla del gas en Europa

### 3.2. LOS MERCADOS DE GAS EN EUROPA

Durante los últimos años los mercados de gas natural se han caracterizado por la liberalización, no sólo en países desarrollados, también en países en vías de desarrollo. En este apartado se verá cuál ha sido la evolución de estos mercados en Europa, hasta llegar a convertirse en mercados organizados. Además, analizaremos los principales motivos por los que se introducen en Europa estos mercados

organizados de gas, también conocidos como hubs gasistas, y detallaremos algunas características de los más importantes en el viejo continente.

Dentro de un mercado nacional de gas, pueden existir tales hubs gasistas. Se trata de una localización geográfica física o virtual situado en el sector gasista en la que del derecho de propiedad de gas se traspasa entre diferentes agentes del mercado, ya sean compradores o vendedores.

### 3.2.1 Evolución de los mercados de gas en Europa

Tradicionalmente, los contratos de aprovisionamiento en Europa se han ido realizando mediante contratos de larga duración (generalmente 25 años) con precios ajustados a los del petróleo y a los de sus productos derivados.

Sin embargo, con la llegada de la competencia y el reconocimiento del derecho de acceso de terceros a las infraestructuras gasistas, se produjo un cambio en cuanto al precio, y es que los suministradores no podían seguir imponiendo a sus clientes, como solían hacer, los precios del gas natural basados en el petróleo.

Los mercados de gas natural en Europa, cuya procedencia del gas es fundamentalmente África, Rusia y Oriente Medio, han experimentado un proceso de liberalización propulsado por iniciativa propia o a través de las directivas europeas creadas al respecto, como la directiva de la Unión Europea 98/30/EC que estableció el fin de los mercados monopolísticos nacionales. La construcción de gasoductos europeos es otro punto clave de esta liberalización.

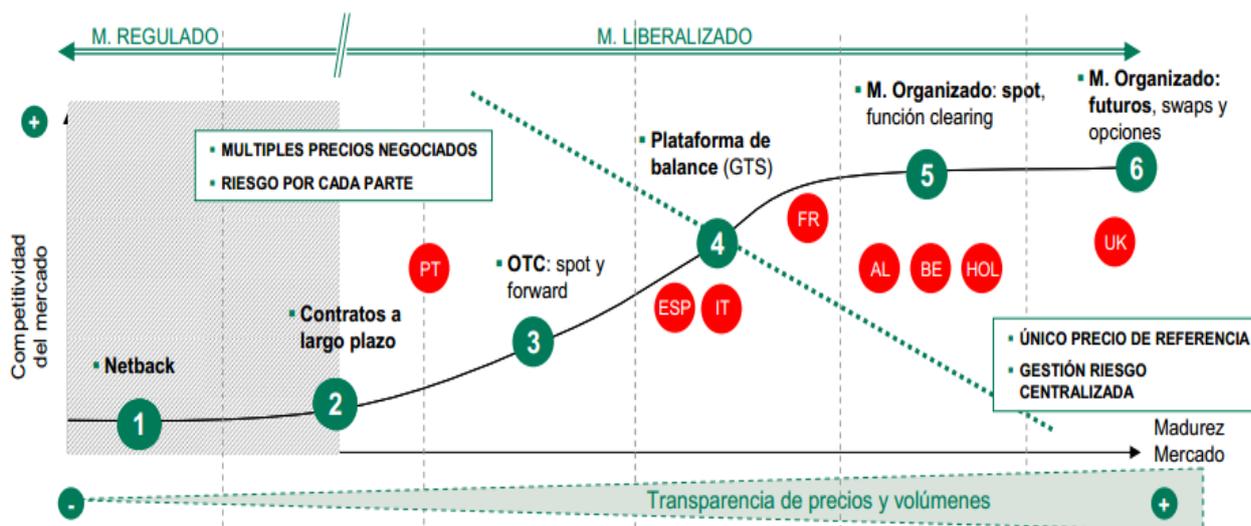


Figura 3.3 Evolución del mercado de gas natural hacia la liberalización

Fuente: CNE

Como se observa en la Figura 3.3, la Comisión Nacional de Energía identifica seis mercados en orden de liberalización:

- **Netback:** fue el sistema utilizado en los antiguos mercados regulados de Europa. Con este método el precio del gas natural era determinado por el organismo regulador teniendo en cuenta el precio de aprovisionamiento o el precio del combustible más barato, junto con el coste del transporte, de almacenamiento e impuestos. Es una metodología propia de los mercados con monopolios. El organismo regulador es el Gobierno. En Europa, durante la dominancia del monopolio (pocos ofertantes), la metodología del netback ha sido utilizada para fijar el precio del gas a lo largo de la cadena de valor. Se ha aplicado en mercados regulados en Francia, Bélgica, Holanda, España e Italia.

- **Contratos a largo plazo:** son realizados entre productores y comercializadores con vencimientos muy largos, entre 20 y 30 años para asegurar el aprovisionamiento y revisables cada 2-4 años para ajustar las evoluciones en el largo plazo. No existe, por tanto, una transparencia en los precios ya que son ajustados entre productores e importadores mediante acuerdos, compartiendo entre ambos el riesgo, el vendedor (precio) y el comprador (volumen). Es necesario que importadores y productores lleguen a un acuerdo en el precio y en las cláusulas establecidas. No existe un organismo regulador, aunque en algunos países empresas especializadas publican los precios (Francia) o se publican datos de importaciones registrados en la aduana (Alemania). En la UE un 80% de las importaciones están sujetas a contratos a largo plazo.
- **Mercado OTC (spot, forward y swaps):** este mercado consiste en acuerdos bilaterales de intercambio a través de un bróker o vía telefónica, con un precio acordado entre las partes y en un momento determinado. El precio acordado entre las partes es confidencial, por lo que se carece de transparencia.
- **Mercado con plataforma de balance:** en este mercado las operaciones de compraventa se realizan mediante una plataforma electrónica gestionada por el Gestor Técnico del Sistema (el Operador de la red de transporte), en inglés *Transmission System Operator* (TSO), que registra los volúmenes de gas intercambiados y sus precios para cubrir desbalances. Se produce una transparencia de precios, que son publicados por el GTS. En algunos países como España o Italia, sólo quedan recogidos los volúmenes pero no los precios de compra-venta.
- **Mercado Organizado (Spot, futuros y opciones):** constituye el mercado más desarrollado. La característica principal de este mercado es la existencia de una cámara de compensación (CCP) que realiza la función de clearing, actividad indispensable en mercados en los cuales la velocidad de las transacciones supera el tiempo destinado al ciclo necesario para completar cada transacción, interponiéndose entre las partes como vendedor ante el comprador y como comprador ante el vendedor, lo que proporciona velocidad a las operaciones y las registra. Los contratos son estandarizados, dando así liquidez al mercado. La cámara de compensación es gestionada por un operador independiente en colaboración con el GTS. Los miembros deben pagar tasas de suscripción y transacción, además de aportar garantías económicas. En este mercado, como es de suponer, hay transparencia total de precios y las partes no se tienen porqué conocer, como ocurre en el mercado OTC, ya que tienen entre ellas la cámara de compensación garantizando su anonimato. Si el mercado incluye la liquidación por diferencia de precio, también se puede incluir la presencia de entidades financieras como operadores. Esta es también una de las grandes ventajas de este mercado, la libertad para suscribirse siempre que se cumplan con sus condiciones, pudiendo operar en él incluso consumidores.

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

Son varias las razones por las que se realiza la compra-venta de gas, aunque las principales son resumidas a continuación (Ánega Pozo, J. 2014):

- **Satisfacción de necesidades energéticas directas.** Por un lado los consumidores negocian con la finalidad de cubrir sus necesidades. Por otro lado los comercializadores y productores de gas lo hacen para llevar a cabo su actividad de negocio.
- **Las operaciones de balance.** Los procesos de liberalización del sector gasista han eliminado barreras que dificultaban la entrada al mercado consiguiendo de esta forma aumentar el número de participantes. Esto ha obligado a establecer una serie de normas de acceso a la red de transporte y distribución por parte de terceros, además de normas que garanticen un correcto uso de las infraestructuras. Una buena forma de resumir el balance de gas es como la casación de la oferta y la demanda de gas en el Sistema de Transporte y Distribución a través de una serie de operaciones de entrada, transporte y salida de gas de la red. Debido a que el gas natural puede ser almacenado, existe una cierta flexibilidad para dar lugar a desequilibrios entre las entradas y las salidas de gas del Sistema que provocarán variaciones en los inventarios. La gestión de balance, en resumidas cuentas, persigue que la cantidad de gas que entra en el sistema sea igual a la que sale, siempre teniendo en cuenta la existencias de mermas de gas durante todo el proceso (descarga de buques, regasificación, transporte, etc.).
- **La cobertura y la gestión de riesgos.** Los agentes en el sector gasista están expuestos al riesgo que presenta la volatilidad en el precio del gas o del volumen de la oferta o demanda de gas esperadas. Para cubrir estos riesgos, los agentes tienen la posibilidad de negociar operaciones de compra o venta de gas. Así, pueden mitigar los riesgos a los que se enfrentan en su actividad y garantizar, a priori, el margen o costes sobre sus actividades de negocio.
- **El trading especulativo.** Como ocurre en cualquier mercado, existe actividad que se lleva a cabo con el fin de obtener beneficio mediante la propia negociación de operaciones de compra-venta que permitan anticipar movimientos del mercado.

### 3.2.2 Hubs gasistas en Europa

El proceso de liberalización, junto con la construcción de infraestructuras (gasoductos, regasificadoras, almacenamientos) junto con el aumento de la capacidad de suministro y el número de agentes, ha supuesto la creación de hubs (físicos o virtuales), que se tratan de mercados organizados en los que es posible la libertad de adscripción de cualquier agente y la compraventa de contratos y productos que cubran las necesidades de distribuidores, comercializadores, importadores y cualquier tipo de agente que quiera entrar en el mercado, aportando entre varias ventajas una mayor transparencia de precios. Los hubs se caracterizan por la existencia de una tercera parte, además del comprador y el vendedor, que ofrece servicios de gestión de los títulos de propiedad del gas.

Los hubs de gas se pueden llegar a definir de una forma más general, como un conjunto de infraestructuras gasistas e instituciones que permiten a los comercializadores y otros operadores intercambiar energía, capacidad y servicios logísticos y de mercado. Por ejemplo, el European Regulators' Group for Electricity and Gas (EREG) define un hub como *“un punto –físico (local) o virtual (nacional)– en el sistema de transporte de gas donde las transferencias de gas natural pueden producirse con el apoyo logístico de un organismo (no siempre el TSO), que ofrece como mínimo el seguimiento de las transferencias de propiedad, contratos estandarizados para la negociación a precios libremente negociados y otros servicios...”*.

Existen dos tipos de hubs:

- **Hub físico:** se trata de un conjunto de infraestructuras formado por gaseoductos y una instalación que permite el intercambio de gas. Suele tener asociada también instalaciones para el almacenamiento y el tratamiento del mismo. Los hubs físicos presentan una desventaja fundamental frente a los hubs virtuales, las limitaciones de capacidad de sus infraestructuras que pueden hacer estancar su crecimiento. Un ejemplo de hub físico es el existente en Bélgica, el Zeebrugge Hub.
- **Hub virtual:** punto de referencia que no necesita estar asociado a un hub físico, aunque si se concreta sobre una zona geográfica constituyendo en ella una zona de balance llamada “área de negociación” y que facilita contratos de compraventa y forwards en el mercado OTC, contratos spot, derivados y productos financieros más sofisticados. Los hubs virtuales facilitan el acceso al almacenamiento, o la formalización de acuerdos de transporte desde las zonas de suministro hasta los puntos de entrega especificados por los clientes. Un ejemplo de hub virtual es el existente en Reino Unido, en el National Balancing Point (NBP).

Son mercados que ofrecen transparencia en el precio a los agentes, además de liquidez. Una gran ventaja de estos mercados es que se produce el anonimato entre las partes, situándose entre ellas la Cámara de compensación. Además, un hub evita el riesgo de crédito entre las partes y facilita el equilibrio de balance de los agentes en el sistema, ofreciendo productos de cobertura del riesgo de mercado, actividad conocida como Risk Management. En definitiva, un hub surge debido a la necesidad de un mercado transparente y con una gran liquidez, que permita establecer un precio al gas natural de manera independiente.

Para poderse llevar a cabo la creación de un mercado organizado de gas natural se establecen cuatro medidas principales:

- **Modificación de la Ley de Hidrocarburos**, para introducir el mercado organizado de gas y la figura del Operador de Mercado.
- **Designación del operador de mercado de gas**, del cual debe garantizarse la profesionalidad y la independencia respecto a los agentes que intervienen en el mercado.
- **Elaboración y aprobación de las reglas de funcionamiento del mercado.** Las reglas deben establecer las condiciones que deben cumplir los agentes que deseen participar en el mercado, las características de los productos a negociar, los mecanismos de casación y liquidación y la información que deberán comunicar al Operador del Mercado.
- **Medidas de fomento de la liquidez del mercado.** Proponiéndose la realización de las compras del gas de operación a través del mercado, realización del balance del gas a través del mercado e impulsar la aparición de creadores de mercado.

Pero no sólo son necesarias las medidas mencionadas, sino que además deben darse una serie de condiciones, también denominadas *drivers*, determinadas por la UE, las cuales se enumeran a continuación:

1. **Liberalización del mercado del gas.** Constituye, como se ha podido comprobar a lo largo del capítulo, una condición previa para el desarrollo de cualquier hub gasista. El inicio del desarrollo de los hubs se producen cuando tiene lugar procesos de liberalización y apertura del sector gasista.

2. **Capacidad de transporte y acceso a terceros a la red.** La gran capacidad de transporte y el acceso a terceros proporciona facilidad de intercambio de gas entre comercializadores.
3. **Disponibilidad de suministro de gas natural frente a demanda.** Esta condición se garantiza con relaciones internacionales, facilitándose el intercambio de gas natural dentro de la zona de balance que corresponde al hub.
4. **Producción interna y almacenamientos.** Ambas condiciones aportan flexibilidad al mercado para la comercialización. En países como España la gran escasez de producción interna debe compensarse con algún suministro exterior afianzado.
5. **Capacidad de regasificación.** Permite que el GNL esté disponible para introducirse al mercado.
6. **Número de agentes.** Cuanto mayor sea el número de agentes que intervienen en el mercado, mayor es la competencia y de esta forma, mayor será la transparencia y la liquidez de este.
7. **Zona de balance.** El hecho de que exista una sola zona de balance permite que el mercado presente una gran liquidez.
8. **Normas operativas.** Estas son el principal incentivo que los agentes tienen para el uso de un hub. Las principales son las normas de balance mencionadas anteriormente y las penalizaciones que se imponen por su incumplimiento.

Uno de los puntos clave en la creación y desarrollo del hub, y por tanto merece incidir en él, es el régimen de balance que presenta la red de gas. El cumplimiento de unas normas de balance de gas estrictas favorece la seguridad en el suministro, evita el arbitraje y al mismo tiempo es un instrumento para fomentar los intercambios de gas entre los usuarios de la red. Existen claras diferencias entre los regímenes de balances entre los distintos países europeos.

Holanda, Bélgica y Alemania establecen unos requerimientos de balance horarios a los usuarios de las redes de transporte y distribución. Bélgica y Holanda, además, añaden requerimientos de balance diarios y acumulados, habitualmente liquidados cada semana o mes. En general, cada país establece distintos niveles de tolerancia de balance para usuarios de diferente capacidad, exceptuando Holanda, que tiene un régimen más estricto que el resto de países.

Ocurre de igual manera con las penalizaciones que imponen los países a los usuarios desbalanceados, esto es, que no tienen equilibradas sus entradas y salidas, las cuales son muy relevantes, de un orden de magnitud similar al coste del gas en las multas por desbalance diario. Bélgica y Francia, por ejemplo, penalizan de manera distinta a los déficits y los superávits, mientras que Holanda y Alemania tienen una única penalización genérica por desequilibrios.

En un hub hay dos tipos de operadores que son los encargados de su funcionamiento:

- El **operador del hub**, encargado del soporte logístico y de dar firmeza a las transacciones que se llevan a cabo en todas las plataformas de mercado. Para ello gestiona y registra los movimientos físicos de gas en el hub y realiza los cambios de titularidad (title transfer).
- El **operador de mercado (o “exchange”)**, pueden darse uno o varios dentro de un mismo hub, son los encargados de proporcionar la plataforma virtual en la cual los agentes negocian, y realizan la casación de oferta y demanda. Además propone las reglas de mercado, las cuales son informadas al CNE y

aprobadas por el Ministerio. Estos operadores establecen comisiones a través de las cuales obtienen ingresos:

- Inscripción, que a su vez pueden ser: Regular membership, para operadores de más de un año de participación; Starter membership, para participantes que comienzan su participación en el mercado, con una cuota menor; y Clientes de brokers registrados, para usuarios que realizan sus operaciones a través de un bróker.
- Cuotas anuales: suelen ser diferentes según el tipo de inscripción.
- Trading fees: comisión que se cobra por operación realizada.
- Clearing fees: comisión que se cobra por operación realizada, destinadas a la CCP por asumir el riesgo de crédito y la realización de la casación oferta/demanda.
- Algunos operadores de futuros también incluyen comisiones cuando al final del contrato tiene lugar entrega física.

Entre las principales ventajas que proporcionan los mercados organizados de gas frente a la simple negociación de contratos bilaterales en el mercado nacional del gas, encontramos las siguientes, destacadas por José Anega en su tesis para la Universidad Pontificia Comillas (2014):

- **El acceso abierto** a diversos compradores y vendedores de gas, que incluye desde productores a grandes consumidores.
- **La liquidez** que garantice la presencia de suficientes compradores y vendedores, así como de volúmenes de negociación. La medida más estandarizada para determinar el grado de liquidez de un mercado organizado de gas es el factor de rotación o “churn rate”. Es la relación entre el volumen de gas negociado y el volumen físicamente entregado o consumido.
- **La transparencia**, que conlleva que los precios de negociación sean públicos y estén disponibles en todo momento.

La forma en la que se opera en los mercados hubs, tal y como vemos en la figura 3.5, es bastante sencilla. Consiste en:

El gestor técnico del sistema se encarga del correcto funcionamiento del sistema y de dirigir los desplazamientos de gas por la red de transporte. El TSO recibe del operador del hub la comunicación de las transferencias físicas para facilitar esta comunicación. Es bastante común que el TSO y el operador del hub sean la misma empresa, consiguiendo de esta manera una mayor agilidad en los procesos y reducción de costes. El operador de mercado deberá comunicar las operaciones físicas de gas tras su registro (Title transfer) al operador del hub, además se encarga de realizar la casación de la oferta con la demanda, estableciendo un precio del gas. En la plataforma virtual en la que operan los agentes de mercado se realizan las funciones de clearing, que comprenden la gestión de los títulos de gas natural, adquiriendo la CCP el riesgo de crédito entre las contrapartes.



**Figura 3.5. Estructura de un hub gasista**

*Fuente: Tesis Doctoral. Universidad Pontificia Comillas.*

A pesar de las ventajas aportadas por los hubs, los productores con poder de mercado han luchado por el mantenimiento de los contratos a largo plazo con precios basados en los derivados del petróleo con diversos argumentos: 1) el mecanismo de formación de precios en los hubs no es suficientemente líquido y es susceptible de manipulación por los agentes locales; 2) el abandono de los precios vinculados al petróleo podría conducir a una manipulación de precios por unos pocos suministradores; 3) los mercados mayoristas aumentan la volatilidad de los precios como consecuencia de la gestión de balances en el corto plazo; y 4) solo los contratos a largo plazo aportan el marco necesario para garantizar nuevos proyectos de infraestructura, muy intensivos en capital, como gasoductos y terminales de licuefacción.

En cualquier caso, a diferente velocidad dependiendo del ámbito regional del que se trate, se está extendiendo la idea de que, en el nuevo panorama competitivo europeo, la única alternativa representativa de precios es la que resulta de los mecanismos de formación de precios en los hubs.

### 3.2.3 Principales hubs gasistas en Europa

Los hubs europeos más desarrollados han surgido de los mercados de balance o del tránsito, que recogen transacciones comerciales asociadas a la red de transporte e intercambios en puntos de entrada al sistema.

En Europa, por su grado de madurez, destacan el National Balancing Point (NBP) en Reino Unido, el Title Transfer Facility (TTF) en Holanda y el Zeebrugge (ZEE) en Bélgica.

Otros mercados existentes en Europa son el Punto di Scambio Virtuale (PSV) en Italia, los Points d'Echange de Gaz (PEGs) en Francia, el Central European Gas Hub (CEGH) en Austria, los alemanes GasPool Balancing Services (GBL) y NetConnect Germany (NCG) y el Gas Transfer Facility (GTF) en Dinamarca.

En la Tabla 3.5 se indican los principales hubs en Europa, especificando la localización, el tipo, el año de inicio de funcionamiento y el operador.

HUB	Tipo	País	Inicio	Operador
National Balancing Point (NBP)	Virtual	UK	1996	National Grid Company
Zeebrugge Hub	Físico	Bélgica	2000	Huberator (Fluxys)
Title Transfer Facility (TTF)	Virtual	Holanda	2003	Gasunie Transport Services
PSV	Virtual	Italia	2003	Snam Rete Gas
PEG Nord y PEG Sud	Virtual	Francia	2004	GRT-Gaz (GDF-Suez)
PEG TIGF	Virtual	Francia	2004	TIGF (Total)
AOC	Virtual	España	2004	Enagás
Gas Transfer Facility (GTF)	Virtual	Dinamarca	2006	Energinet
Netconnect Germany (NCG)	Virtual	Alemania	2008	Netconnect Germany
Gaspool	Virtual	Alemania	2009	Gaspool

**Tabla 3.5 Principales hubs en Europa**

*Fuente: Energía y Sociedad*

Si nos introducimos más en estos hubs podemos distinguir, por un lado, los hubs maduros, basados en puntos virtuales de transacción, con alto nivel de transparencia y elevado y creciente número de participantes, en los que no solo tienen lugar intercambios físicos, spot o a plazo, sino que cuentan también con instrumentos financieros de cobertura de riesgos, como el NBP y el TTF; por otro lado, los hubs con menor grado de madurez que se emplean básicamente como mercados de balance, como los alemanes GBL y NCG; y, finalmente, los hubs cuya principal función es la de servir de tránsito de grandes volúmenes de gas para su posterior almacenamiento y transporte, como el ZEE o el CEGH.

### 3.2.3.1 National Balancing Point

En Europa, el primer hub gasista fue el National Balancing Point (NBP), que se creó en 1996 en el Reino Unido y se convirtió en el primer punto virtual de negociación de gas activo en este continente.

El NBP británico es claramente el mercado más desarrollado de los existentes en Europa. Es, de hecho, el único mercado spot verdaderamente líquido. Es tal su prestigio que cuenta con más de 130 participantes en el mercado de futuros. Las principales causas por las que cuenta con una enorme liquidez son el bajo nivel de dependencia exterior, la gran capacidad de almacenamiento de la que disponen y porque las importaciones más la producción superan el consumo interno.

Pero no solo es el mercado más grande en términos de volúmenes negociados, sino también uno de los que posee mayores conexiones con otros mercados internacionales. El británico es el segundo mayor mercado de GNL europeo, con un 21,6% del total de las importaciones en 2012 (solo por detrás de España, con el 32,1%). Su “*churn rate*” (factor de rotación) en 2012 llegó a ser de 21 veces, que constituye una relación entre el volumen virtual negociado en el hub y el volumen físico, es decir, operaciones que acaban con entrega física. Da una representación de cuantas veces ha sido intercambiado un paquete de gas hasta su entrega final. En el caso del NBP, 1 MWh ha sido intercambiado 21 veces hasta su entrega final. Organismos como el CEER (Council of European Energy Regulators), explicado al final del capítulo, determinaron ciertas medidas y directivas para la creación y el desarrollo de hubs europeos, una de ellas fue el establecimiento de un “*churn rate*” mínimo de 10 para que el mercado sea considerado maduro y suficientemente líquido.

En el precio del gas natural en el NBP influyen fundamentalmente la situación del suministro y la demanda en un día dado, los futuros aprovisionamientos de varios productos energéticos además del gas, como el petróleo, la electricidad y el carbón. Actualmente, todos los contratos que tiene lugar en el mercado inglés, ya sean para la venta de la producción de gas del Mar del Norte, la importación de GNL o la comercialización del gas al sector minorista y mayorista, tienen como referencia la señal de precios marcada por el NBP a corto y a largo plazo. El mantenimiento de los contratos a largo plazo está relacionado con la garantía de suministro más que con la fijación de precios. Aún así, los contratos a largo plazo se firman en el marco competitivo definido por el NBP y con duraciones de en torno a 8-10 años. Se estima que un 50% del gas que se suministra en el Reino Unido se negocia en el NBP, mientras que el resto proviene de contratos a largo plazo.

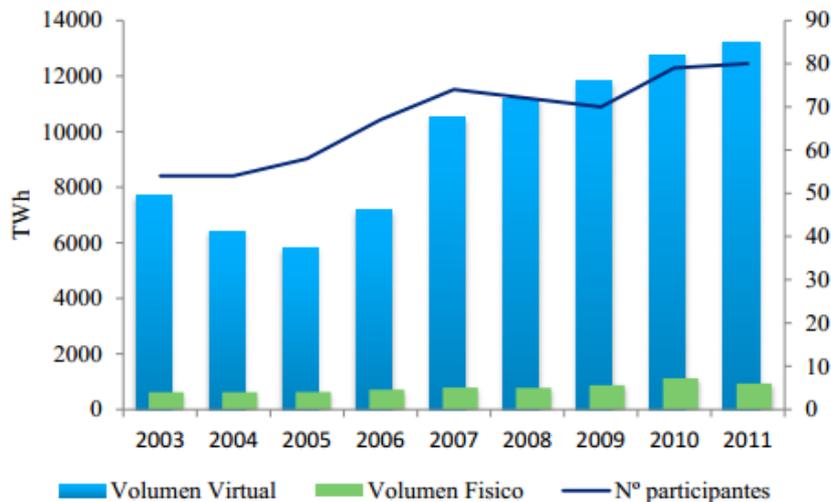
El operador del hub es National Grid Gas, que además es el gestor del sistema (TSO). Tiene la obligación de hacer el balance diario. NGG equilibra el sistema cerca del "System Average Price" (SAP) negociado ese día en el OCM (On-the-day-market). NGG actúa en nombre de todos los agentes equilibrando el sistema y no cobra por ello pero puede realizar penalizaciones a los agentes que se encuentran fuera de balance.

El operador del mercado de futuros, estableciéndose este mercado en 1997, es la división europea de **ICE** (InterContinental Exchange), ICE Futures Europe. Se trata de una plataforma de comercialización electrónica que opera en mercados financieros a nivel internacional y ofrece contratos de futuros sobre el NBP. Las funciones de clearing en el mercado son proporcionadas por ICE desde marzo de 2002. Actualmente sigue ofreciendo el mismo servicio de clearing, asumiendo el riesgo de gestión y los requerimientos obligatorios de un mercado global, con la ayuda de su socio, el ICE Clear Europe. El ICE es ampliamente aceptado por los agentes participantes y alcanzó en 2008 un 10% de todos los volúmenes del NBP, y en la actualidad ha crecido debido a la recesión económica y a la necesidad de una mayor seguridad financiera alcanzando un 30% de la proporción de volúmenes contratados en el NBP. Realiza la función de clearing en más de 6 millones de contratos al día. En la siguiente figura sacada de la página web de ICE observamos con qué misión está creada la plataforma y los diferentes mercados que la forman.

Figura 3.6. El comercio a escala global.

Fuente: *theice.com*

Las variables fundamentales en el mercado organizado del gas son los volúmenes físicos y virtuales, además del número de participantes del hub. Es de relevancia ya que los ingresos del hub dependen de estas. Se puede apreciar en la Figura 3.7 como los volúmenes virtuales aumentan a medida que aumenta el número de participantes.



**Figura 3.7. Evolución volumen físico y virtual y nº participantes del NBP**  
Fuente: Tesis Doctoral. Universidad Pontificia Comillas.

### 3.2.3.2 Title Transfer Facility

El consumo per cápita de Holanda es el segundo más alto de Europa seguido de Luxemburgo. El gas natural tiene un marcado protagonismo en el sector energético, constituyendo el consumo de gas natural el 47% de la energía primaria consumida.

A diferencia del resto de países de Europa continental, Holanda presenta una elevada producción propia, que además de cubrir el consumo nacional abastece al exterior.

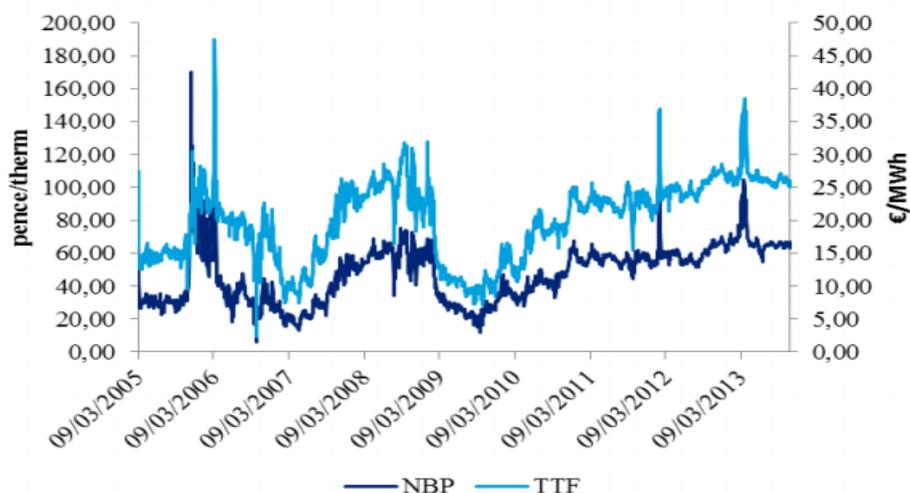
El TTF holandés constituye un hub virtual asociado a una zona geográfica conectada mediante gasoductos dando lugar a una sola zona de balance. El crecimiento que ha experimentado el TTF en los últimos ejercicios ha sido impulsado por un innovador sistema de balance en tiempo real (en el que la responsabilidad del balance recae en los agentes y no en el gestor de la red de transporte) y en la fiabilidad de los instrumentos contractuales disponibles en el mercado electrónico organizado ENDEX para cobertura de riesgos financieros. El número de compañías registradas en el mercado electrónico ENDEX para operar en el TTF es de aproximadamente 65 y su "churn rate" en 2011 fue de 4,2. A diferencia de lo que ocurre con los hubs británico y belga, el TTF sigue creciendo en cuanto a los volúmenes físicos negociados: en los tres primeros trimestres de 2012 se ha incrementado un 22% en relación con el mismo periodo del año anterior.

El operador del hub es Gasunie Transport Services (GTS), sociedad que pertenece a Gasunie que es el TSO de Holanda. En cuanto a los operadores de mercado que actúan en el TTF distinguimos tres:

1. **APX-ENDEX:** opera en el mercado spot, futuros y clearing en OTC. Nace por la fusión de los operadores holandeses APX, dedicado a los productos spot, y ENDEX, centrado su trabajo en los futuros, en 2008. Disponen de una cámara de compensación para productos spot, APX-ENDEX Clearing y otra para los futuros, European Commodity Clearing (ECC), siendo esta última externa a la compañía. Las plataformas en las que este operador negocia son:

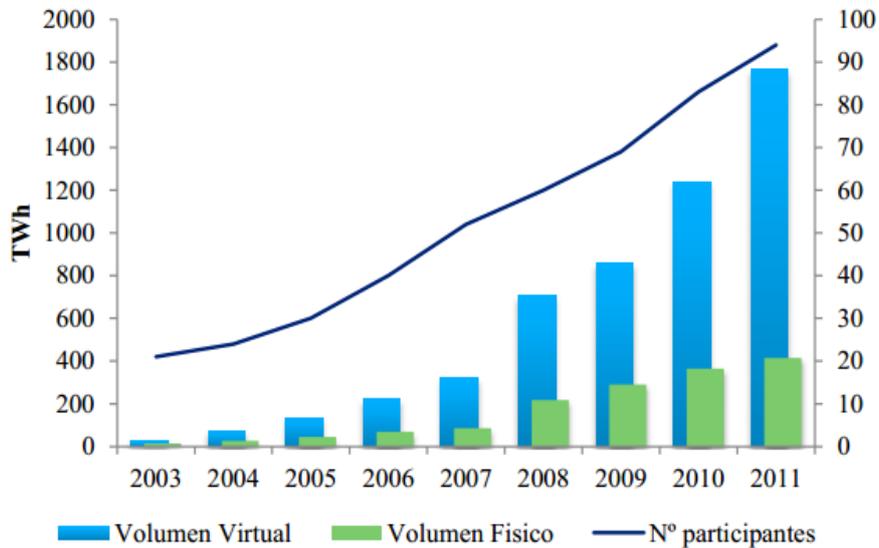
- a. *Trayport Global Vision Gateway*: es la plataforma de negociación de productos energéticos más extendida entre los brokers y los operadores de mercado.
  - b. *Eurolight*: se trata de una plataforma utilizada para la negociación spot, compatible con la plataforma anterior.
  - c. *Elbas Intraday Trading System*: se utiliza para la negociación intra-día.
2. **EEX** (European Energy Exchange): es la principal compañía de intercambio de energía en Europa Central, con sede en Leipzig, Alemania. Desarrolla, opera y conecta mercados seguros, líquidos y transparentes. Opera en el mercado spot, poseyendo el 50% de **EPEX SPOT** (European Power Exchange), situado en París, el cual opera en el mercado al contado en Alemania, Austria, Francia y Suiza. El otro 50% es propiedad de la francesa **Powernext SA**. La cámara de compensación de EEX es ECC, mencionada anteriormente, siendo suya propia. En el caso de EEX, las plataformas de negociación son:
- a. *Trayport Global Vision Gateway*.
  - b. *ComTrader Connections*: es la plataforma más sencilla de utilizar y acceder para los miembros de EEX. En ella solo se realizan negociaciones spot.
  - c. *Shared Pro and Pro Access Connections*: Plataformas de conexión para aquellos agentes que negocian productos de EEX a través del software de un tercero.
3. **ICE futuros**: explicado anteriormente con el NBP, esta compañía ofrece futuros y clearing en OTC. La cámara de compensación es ICE Clear. Las plataformas de negociación del operador ICE son:
- a. *ICE Platform*: se trata de una plataforma virtual propia del operador del mercado.
  - b. *WhenTech*: es una plataforma especializada en gestión de riesgos que facilita la negociación tanto de opciones como de futuros.

Como indicadores de precios en el TTF, podemos destacar los mismos factores que se vieron en el análisis del NBP. Aunque cabe señalar la gran influencia del consumo doméstico, que genera picos de demanda en los meses de invierno. Debido a su cercanía, el TTF presenta una gran relación con el NBP. Como se puede apreciar en la Figura 3.8 ambas señales de precios evolucionan a la par.



**Figura 3.8. Comparativa precios TTF y NBP**  
Fuente: Tesis Doctoral. Universidad Pontificia Comillas.

En cuanto a los volúmenes físicos y virtuales del TTF, se debe mencionar el gran incremento sufridos en los últimos años a la vez que también han aumentado en un 348% el número de participantes desde 2003.



**Figura 3.9. Evolución volumen virtual y físico y nº participantes del TTF.**

*Fuente:* Tesis Doctoral. Universidad Pontificia Comillas.

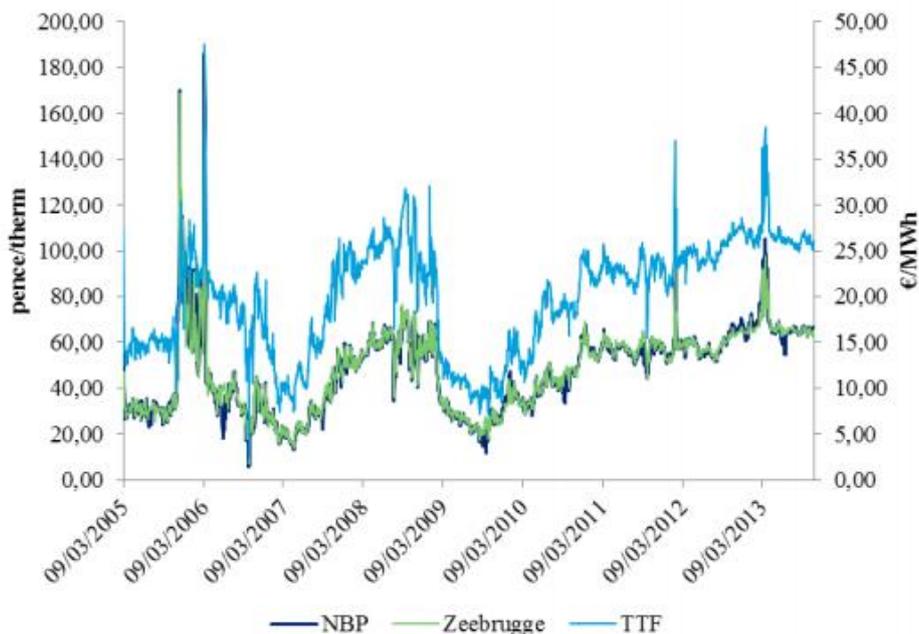
### 3.2.3.3 Zeebrugge

Debido a la gran repercusión que tiene el gas natural en el sector doméstico, es la segunda energía primaria en Bélgica. Además, es el tercer país de Europa tras Luxemburgo y Holanda con un mayor consumo de gas natural per cápita.

Se trata de un país 100% importador de gas, esto sucede por la nula existencia de fuentes, por lo que el suministro proviene casi en su totalidad de Noruega y el Reino Unido. Es necesario resaltar las importantes importaciones de GNL que llegan a la terminal de Zeebrugge procedentes de Argelia y Qatar, entre otros países.

Debido a que Bélgica no produce gas natural, la capacidad de almacenamiento debería ser bastante alta. Esto no es así debido a las conexiones con Holanda y mayoritariamente con el Reino Unido. Al Zeebrugge se le considera una extensión del NBP, por esa razón se le conoce como hub de tránsito, de hecho se negocia en las mismas unidades monetarias y energéticas que el NBP. Presenta un "churn rate" de 4.

El Zeebrugge y el NBP guardan una notable relación como comprobamos en la Figura 3.10. Tal y como se menciona anteriormente, las operaciones se llegan a negociar en la misma unidad monetaria, por lo que los precios son prácticamente idénticos. El TTF sin embargo, guarda una relación más distante a la hora de establecer sus precios de negociación.



**Figura 3.10. Comparativa precios NBP, ZEE, TTF.**

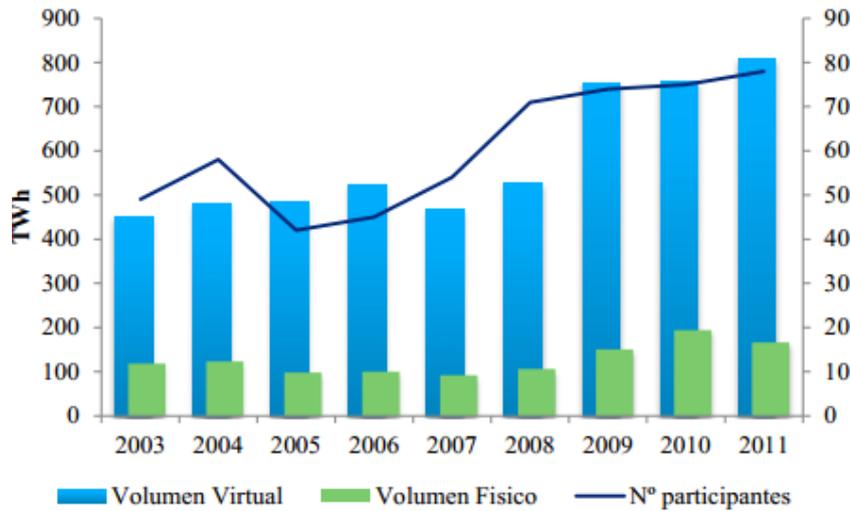
*Fuente: Tesis Doctoral. Universidad Pontificia Comillas*

Se trata de un hub puramente físico situado al noroeste de Bélgica, que sabe sacar provecho a su ubicación geográfica para ordenar las operaciones de transporte de grandes volúmenes de gas entre Alemania, Francia, Reino Unido, Noruega y la propia Bélgica. Está ligado a una infraestructura física formada por la terminal del “*Interconnector pipe*” hacia el Reino Unido, la terminal Zeepipe que conecta con los yacimientos de gas en Noruega, y la terminal de GNL del puerto de Zeebrugge. En octubre de 2012, junto con el hub físico (Zee Beach), se constituyó el Zeebrugge Trading Point (ZTP). Es un mercado virtual basado en un sistema de entrada/salida que da cobertura a todas las infraestructuras belgas, con dos zonas de balance (una para cada calidad de gas) y productos comercializados por el mercado organizado ENDEX. Está por ver el éxito de esta iniciativa teniendo en cuenta la existencia de un mercado virtual más desarrollado en la vecina Holanda y la complejidad derivada de la existencia de tres diferentes puntos de negociación (uno físico y dos virtuales) para un mercado tan pequeño como el belga.

El operador del Hub es Huberator, una sociedad participada al 100% por Fluxys, el TSO de Holanda. Este, además, posee la red de transporte y es el propietario del gasoducto “*Interconnector*” con el Reino Unido.

El operador del mercado en el Zeebrugge, al igual que en el TTF, es APX-ENDEX, aunque no tiene un peso importante debido a que la mayoría de las negociaciones son OTC, principalmente por la condición física del hub. Cabe destacar que el hecho de poseer un único operador del mercado, frente a los 3 del TTF, es porque se trata de un mercado que todavía debe desarrollarse y obtener la liquidez adecuada.

El volumen virtual del Zeebrugge presenta una gran relación con el número de participantes, de la misma forma que ocurre con los dos anteriores.



**Figura 3.11. Evolución volumen virtual y físico y nº participantes del ZEE.**  
 Fuente: Tesis Doctoral. Universidad Pontificia Comilla.

Los operadores de mercado tienen, en general, estructuras accionariales más fragmentadas y diversas que las de los operadores del hub. Además de los TSOs, abundan las compañías energéticas y, en algunos casos, los operadores de mercado financieros. La Tabla 3.12 muestra los accionistas de algunos de los operadores de mercado mencionados anteriormente.

ICE Futures	APX- Endex	EEX	Powernext
<p><b>Cotizada en Bolsa (NYSE)</b></p>	<p><b>TSOs</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• TenneT (56.1%)</li> <li>• Gasunie (20,9%)</li> <li>• Elia (20%)</li> <li>• Fluxys (3%),</li> </ul>	<p><b>Operador de mercados financieros</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Eurex (56,14%)</li> </ul> <p><b>Compañías energéticas</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Alpiq (4,5%)</li> <li>• RWE (4,35%)</li> <li>• E.ON (3,48%)</li> <li>• EnBW (2,06%)</li> </ul> <p><b>Sector público</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• LVV Leipzig (7,38%)</li> <li>• Estado de Sajonia (4,51%)</li> </ul> <p><b>y 33 accionistas adicionales</b></p>	<p><b>TSOs</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• RTE (26,94%)</li> <li>• Elia (12,94%)</li> <li>• TenneT (12,94%)</li> <li>• GRTGaz (5,14%)</li> <li>• TIGF (1,01%)</li> </ul> <p><b>Compañías energéticas</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• EDF (6,83%)</li> <li>• GDF Suez (6,72%)</li> <li>• Electrabel (6,72%)</li> <li>• Total (5,82%)</li> <li>• E.ON (5%)</li> <li>• Alpiq (4,99%)</li> <li>• Enel (4,94%)</li> </ul>

**Tabla 3.12. Accionistas de los operadores de mercado de los hubs gasistas de Europa continental**

Fuente: Instituto Vasco de Competitividad (Cátedra de Energía)

### 3.2.4 Instituciones Europeas para la regulación del mercado de gas

Merecen mención aparte como iniciativas las Directivas europeas sobre el sector energético, las cuales han servido como referencia para la realización de una serie de procedimientos legislativos imprescindibles para la creación de los hubs. No menos importante en el desarrollo de un mercado organizado es el documento elaborado por **ACER** (Agencia para la cooperación de los reguladores de energía), “Homogeneización de los códigos de red para el balance de gas en Europa” cuyo

propósito es el establecimiento de un sistema de balance a nivel europeo apoyándose en el mercado para ajustar desequilibrios.

Otra iniciativa destacable es el “*Gas target model*” realizada por **CEER** (Council of European Energy Regulator), creado para la búsqueda de un modelo de mercado de gas natural para Europa en el que los peajes sean por entradas y salidas de zonas virtuales y no por rutas, además de dar la opción al consumidor de elegir.

#### **3.2.4.1 Directivas para la creación de un mercado de gas natural**

En la actualidad existen lo que se denominan paquetes de medidas energéticas, y son tres: la directiva 98/30/CE de enero de 1998, 2003/55/CE de julio de 2003 y el tercer paquete 2009/73/CE, la cual marca el camino a seguir para el desarrollo de hubs de gas nacionales para una posterior integración en un mercado interior europeo, aunque exige dos condiciones para ello. Por un lado la creación de zonas de balance virtuales con peajes de entrada y salida en la que los desbalances se ajusten acudiendo al mercado, y por otro lado la creación de un código de red para la integración de los mercados y homogeneización de los peajes de entrada y salida.

#### **3.2.4.2 ACER**

La Agencia para la Cooperación de Reguladores de Energía es una agencia de la Unión Europea creada en 2010 con establecimiento en Liubliana, Eslovenia. Su creación fue posible gracias al tercer paquete de medidas energéticas.

La ACER desarrolló en 2011 un documento, “*Homogeneización de los códigos de red para el balance de gas en Europa*”, que sirve como guía para elaborar un código de red europeo, que posteriormente se convertiría en normativa para los países miembros de la unión. Este código persigue la integración de los mercados mediante el establecimiento de balance basados en el mercado y con unas tarifas por desbalance transparentes.

#### **3.2.4.3 CEER**

El Council of European Energy Regulators es una organización no vinculada a la Unión Europea que incluye a los reguladores europeos de luz y electricidad. Busca la cooperación por los intereses de los consumidores y facilitar la creación de un mercado interno europeo de gas y electricidad sostenible y competitiva.

En 2011 elaboró el documento “*Vision for a European Gas Target Model*”, en el que se describen medidas para alcanzar un mercado de gas integrado y sostenible. Estas medidas se desarrollan en tres pilares. El primero establece que es necesario desarrollar mercados organizados que permitan el acceso libre a consumidores finales. El segundo marca la necesidad de que los mercados estén interconectados mediante infraestructuras, facilitando de esta forma el suministro entre ellos. Por último, el tercer pilar indica la importancia que tiene la seguridad en el suministro para que el precio del gas no se vea bruscamente afectado.



## CAPÍTULO 4

### EL GAS EN ESPAÑA

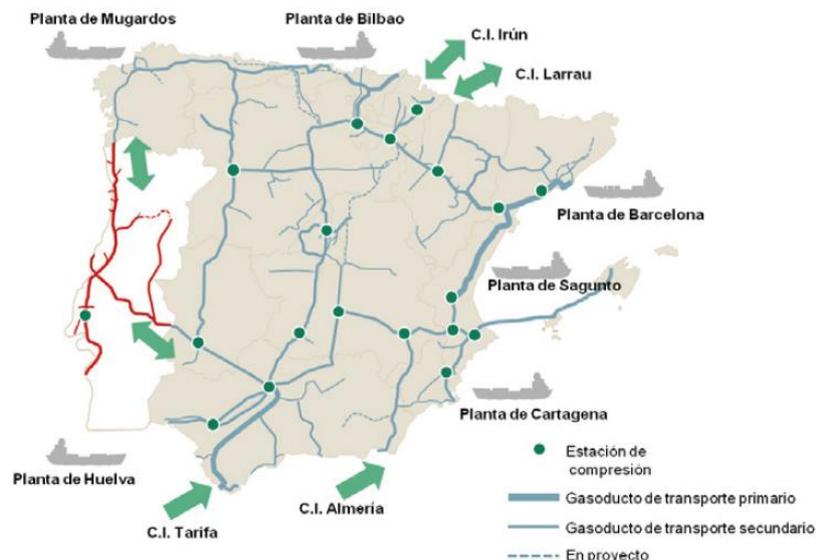
#### 4.1. INTRODUCCIÓN AL GAS EN ESPAÑA

De acuerdo con la estructura energética española, el último recurso al que se ha accedido es el gas natural, netamente importado debido a la escasa producción propia y con un desarrollo tardío en relación a países del entorno europeo.

Así, el gas natural comienza su distribución en el país a mediados de los setenta por las Catalanas de Gas y Gas Natural SA, con un desarrollo caracterizado por dos hechos fundamentales: la creación de la sociedad pública Enegas, con monopolio de aprovisionamientos, y la aprobación de la Ley 10/87 de Disposiciones Básicas para un Desarrollo Coordinado de Actuaciones en Materia de Combustibles Gaseosos, para dar cobertura legal al propio desarrollo. A finales de 1997 alcanza un porcentaje de participación sobre la estructura de demanda de energías primarias cercana al 10%, aunque aún alejada de la media de la UE que se situaba por encima del 20%.

En 2013, España recibió gas de 11 mercados distintos, encabezados por Argelia, Países del Golfo, Nigeria, Trinidad & Tobago, Perú y Noruega principalmente. España es un país plenamente importador de gas natural, ya que su producción únicamente cubre un 0,5% de la demanda anual.

En la actualidad, nuestro país puede recibir gas a través de 6 regasificadoras (el sistema cuenta con 7), y mediante 6 gasoductos, una con Marruecos (conexión de Tarifa), dos con Francia (conexiones de Larrau e Irún), dos con Portugal (conexiones de Badajoz y Tuy) y una con Argelia (conexión de Almería). En 2013, entró en funcionamiento la ampliación de capacidad de la interconexión con Francia a través de Larrau (Navarra), con un flujo de gas en ambos sentidos que puede alcanzar los 5,2 bcm. En 2015, la capacidad con Europa crecerá hasta 7 bcm, por la ampliación del gasoducto que pasa por Irún (País Vasco). El 46% del gas que ha recibido nuestro país en 2013 lo ha hecho en forma de GNL, transportado por buques metaneros, mientras que el 54% restante ha entrado por gasoducto.



**Figura 4.1. Mapa de la red de infraestructuras gasistas españolas**

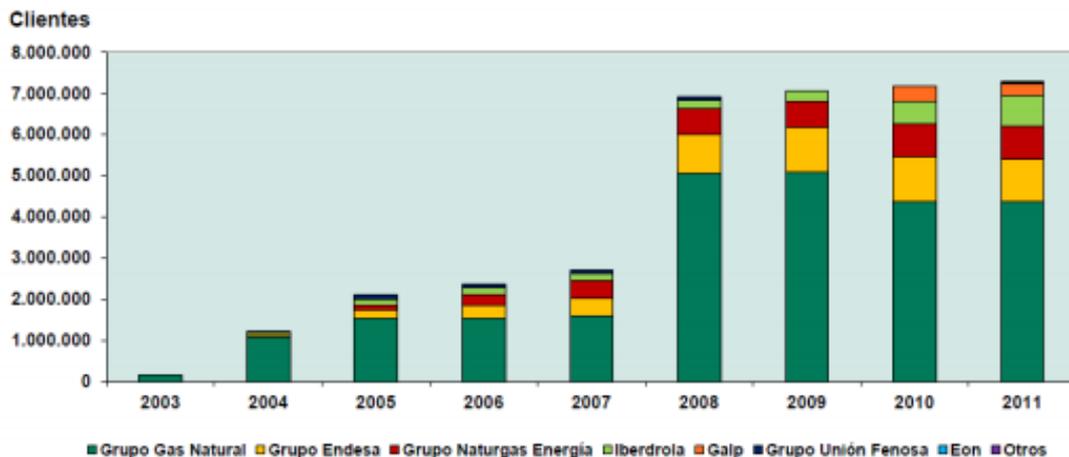
*Fuente: CNE*

Para la descarga de dicho GNL España cuenta con 6 plantas de regasificación: Huelva, Cartagena, Sagunto, Barcelona, Bilbao y Mugaros. La planta de Barcelona es la que presenta una mayor producción diaria, ya que de ella depende en gran medida la zona noreste del país, puesto que la conexión con Francia presenta poca capacidad.

España continúa manteniendo el primer puesto entre los países europeos en número de terminales de descarga y regasificación, siendo el destino del 34,2% (datos de 2012) del GNL descargado en la Unión Europea, cuatro puntos por encima del ratio del año anterior, en el que las descargas en el Reino Unido fueron importantes.

En cuanto a la demanda de gas natural en España, se puede diferenciar cuatro segmentos principales, ordenados por orden de volumen de demanda son: el industrial, la generación eléctrica, el doméstico-comercial y los usos no energéticos. La demanda de gas en España presenta un comportamiento estacional. La demanda para la generación eléctrica posee picos en julio y en septiembre y presenta mínimos en abril. El consumo industrial se mantiene plano, en la mayor parte del año, menos en el mes de agosto, debido principalmente a la reducción de la actividad industrial en este mes. El consumo doméstico, por otro lado, presenta una mayor estacionalidad debido a que su uso depende de las temperaturas, ya que es utilizado en su mayoría para calentar el agua de los sistemas de calefacción y aguas sanitarias, por lo que los meses de mayor demanda son los meses de invierno.

La comercialización de gas natural en España es en la actualidad una actividad liberalizada, por lo que los consumidores tienen la libertad de elegir la compañía comercializadora que les suministre el gas natural. El número de clientes de estas comercializadoras llegó a ser en 2011 de más de 7 millones, con un ritmo de crecimiento constante. La principal comercializadora tanto en energía vendida como en número de clientes tal y como se observa en la Figura 4.2 es Gas Natural Fenosa, seguida de Unión Fenosa Gas Comercializadora, Endesa e Iberdrola, con cuotas de mercado que rondan el 10%.

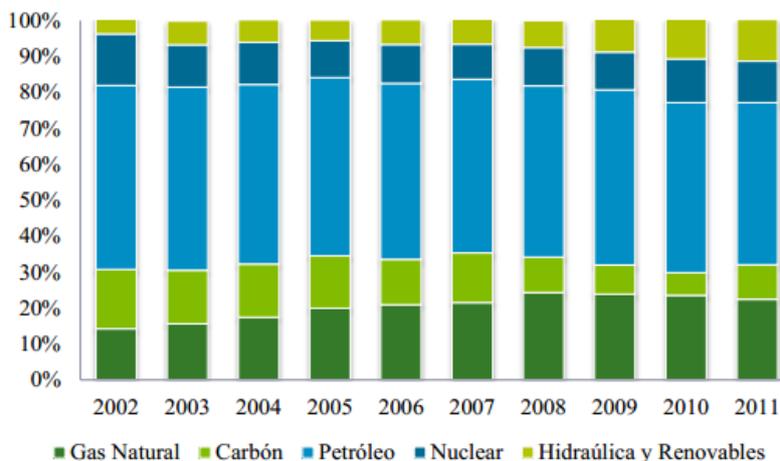


**Figura 4.2. Evolución del número de clientes por empresa comercializadora**

*Fuente: CNE*

No todo son buenas noticias, ya que desde el comienzo de la recesión económica en 2008, España ha sufrido una caída en la demanda de gas natural, provocada especialmente por la generación de electricidad, que se ha visto como pérdida cuota en el mix de generación eléctrica por las energías renovables e incluso por el carbón debido a las medidas gubernamentales de apoyo a estas últimas dos energías. En el sector industrial el consumo de gas ha pasado de ser el 25% del total de la energía a principios de la década de los 90 al 41% en el año 2010. Por su parte, en el sector terciario, en el mismo período se ha pasado de un consumo de gas del 9,1% al 32,3%.

En la siguiente figura se aprecia la importancia del gas natural en la estructura del consumo de energía primaria en España.



**Figura 4.3. Evolución de la estructura del consumo energético en España**

*Fuente: CNE*

Se puede concluir que el gas natural constituye un elemento fundamental en el consumo energético español con un 22,40% del consumo energético total.

Por otra parte, y en particular desde el año 2005, los precios del gas natural han experimentado notables crecimientos, que afectan a la competitividad de la industria. Dichos precios han estado tradicionalmente indexados al del petróleo, y en Europa, en un elevadísimo porcentaje, continúa siendo así. Por este motivo, los elevados precios del crudo se han trasladado a los del gas natural, con la consecuente pérdida de competitividad para las industrias consumidoras de grandes volúmenes de gas.

La capacidad de almacenamiento de GNL en el conjunto de las seis terminales operativas del territorio español, se sitúa en 3.166.500 m<sup>3</sup>, equivalentes aproximadamente a 1,9 bcm de gas. En 2013 se ha producido un descenso de 80.000 m<sup>3</sup> al dar de baja un tanque en la planta de Barcelona. En Europa (incluyendo a Turquía) la capacidad (2012) es de 8.644.500 m<sup>3</sup> de GNL, de acuerdo con las cifras de GIIGNL de su último informe The LNG Industry.

El transporte de gas natural en España es una actividad regulada encomendada al TSO o Gestor Técnico del Sistema, debido a la naturaleza de monopolio de la actividad, ya que no tendría sentido desde el punto de vista económico su duplicidad. El TSO en el caso de España es ENAGAS y debe permitir el acceso a los diferentes agentes a la red de manera no discriminatoria y transparente. Los gasoductos de transporte en España, primario y secundario, totalizan 12.442,45 km en 2011. ENAGÁS posee el 77% del total, seguido del grupo Gas Natural (9%), grupo ENDESA (8% formado por Endesa, Gas Aragón, Transportista Regional del Gas), Naturgas Energía y Transporte (4%). El resto de activos (2%) está en manos de SAGGAS, Reganosa, Gasoducto Escombreras y Gas Extremadura Transporte.

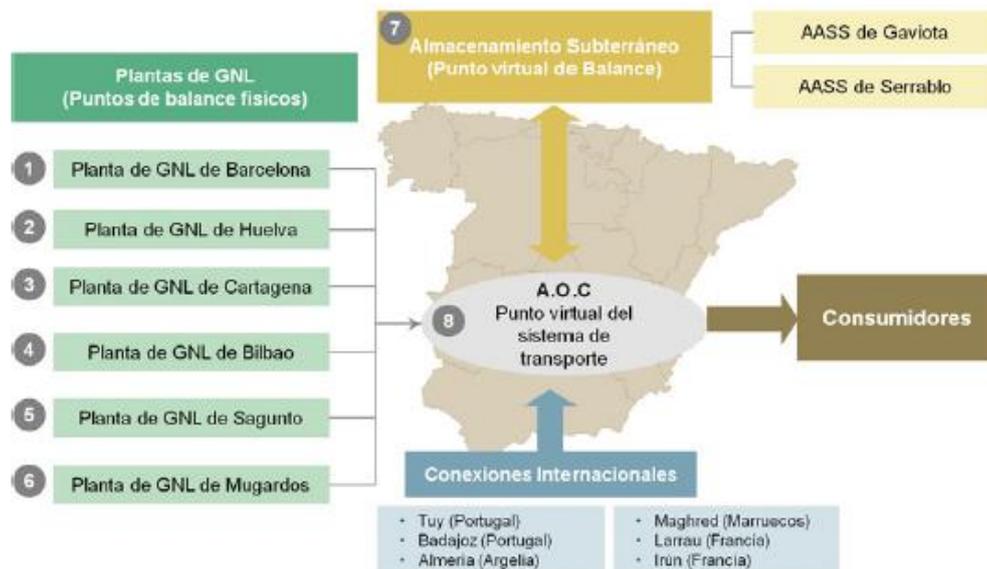
#### 4.2. ¿UN HUB GASISTA EN ESPAÑA?

El sector del gas natural en España ha experimentado en los últimos años cambios relevantes en su estructura y funcionamiento, motivados esencialmente por los principios liberalizadores establecidos en las Directivas Europea. España inició un proceso de liberalización a partir de la reforma de la Ley de Hidrocarburos de 1998 a través de la Ley 12/2007. No obstante todavía en la actualidad debe producirse una reforma de la Ley de Hidrocarburos de 1998, para adaptarla al Tercer Paquete de

Medidas Energéticas. La reforma necesaria a la ley en esta ocasión es en lo relativo al desarrollo de un mercado de gas organizado en España, es decir, de un hub gasista.

En la actualidad en España se producen operaciones de compra-venta de gas mediante contratos bilaterales (mercado OTC) entre comercializadores. Los volúmenes de estas transacciones se tienen que declarar, a efectos de realización del balance de gas de cada usuario, en la plataforma electrónica MS-ATR del GTS (Gestor Técnico del Sistema) que en el caso de España es único. En España, el GTS es Enagás, que además realiza el transporte del gas. El precio de estos intercambios es desconocido, ya que en la plataforma no se refleja nada referente al precio, solo se registran los volúmenes. No existe por tanto un mercado secundario todavía que aporte un precio del gas natural de forma independiente y con transparencia. Tampoco existe un mercado que permita comprar o vender contratos con la posibilidad de cubrirse de futuros riesgos producidos por las fluctuaciones en el precio y las dificultades en el aprovisionamiento. Todo ello, junto con la situación actual del mercado gasista español con una demanda creciente, el aumento de los volúmenes de contratación y la posición geográfica de España como punto de unión de Europa con África, hacen que sea necesaria la creación de un hub de gas en España, como punto de referencia del precio de gas natural en el sur de Europa, permitiendo a los agentes del sector minimizar los riesgos de mercado y aprovisionamiento, y estableciendo un precio de referencia del gas de manera independiente y transparente.

Se debe hacer mención a que el mercado secundario en España se compone de 8 puntos de balance y de intercambio. De estos 8 puntos de balance, seis son puntos físicos de balance constituidos por las seis plantas de regasificación mencionados en el punto anterior, más un punto virtual constituido por los 5 almacenamientos secundarios (Gaviota, Serrablo, Castor y los más recientes, Yela y Marismas). A estos 7 puntos se le suma un punto virtual llamado AOC, "Almacenamiento para la Operación Comercial". El mercado secundario español está compuesto, por lo tanto, de 7 hubs menores y un hub virtual, el AOC. Sin embargo no son mercados organizados con la presencia de un operador de mercado.



**Figura 4.4. Informe de principios generales y hoja de ruta para el desarrollo de un mercado de gas organizado en España**

Fuente: CNE

La Comisión Nacional de Energía (CNE) redactó en 2012 un documento llamado "Medidas sobre el mercado mayorista de gas en España", en el cual se propone la creación de un mercado organizado de gas natural (hub). Según la CNE en este

documento: “El nivel de desarrollo de las infraestructuras de la red básica de gas natural, la regulación sectorial y el grado de madurez y competencia del mercado español de gas, hacen posible y recomendable desarrollar un hub de gas que dote de flexibilidad y liquidez a la gestión del gas natural, estimule la competencia y permita la aparición de un precio transparente del gas natural en España. Como objetivo a alcanzar a medio plazo, los reguladores europeos han establecido un modelo de mercado europeo del gas (target model) basado en zonas de balance, al menos de ámbito nacional, con mercados organizados (hubs), interconectados a través de sistemas de peaje de entrada y salida de contratación independiente.”

En este trabajo se han analizado las características y evolución de los principales mercados organizados de gas en Europa continental, los cuales se han desarrollado alrededor de lo que se conoce como “hubs gasistas” y han pasado a denominarse también “hubs” de gas por extensión. A partir de este análisis y de una detallada caracterización del contexto gasista de nuestro país y sus especificidades, se plantea la opción de un hub para España, cuya conveniencia se contrasta con los beneficios que aportaría y la magnitud de los riesgos que es necesario superar en cada uno de los casos.

	Principales drivers	Mercado España
Capacidad de transporte y ATR	Una capacidad excedentaria de la red transporte, la facilidad del acceso de terceros a la red y los sistemas de contratación entry-exit, facilitan los intercambios de gas entre comercializadores	+
Disponibilidad de suministro de gas sobre demanda	La disponibilidad de GN por encima de la demanda facilita el intercambio del gas excedente entre comercializadores. Esta condición se garantiza con conexiones internacionales	±
Flexibilidad: producción interna, AA.SS	La capacidad de producción interna y la disponibilidad de almacenamiento aporta gran flexibilidad al sistema para comercialización secundaria	-
Capacidad de regasificación	La capacidad de regasificación facilita la disponibilidad de GNL para comercialización	+
Número de agentes	Cuanto mayor es el número de agentes en el mercado mayor es la competitividad del mismo y hay más opciones para la transparencia del mercado. Hay que evitar monopolios	±
Zonas de balance	La gestión del mercado en una sola zona de balance con las mismas normas y un sistema de balance diario, incrementa la liquidez del mercado mayorista	±

**Figura 4.5. Condiciones para el desarrollo de un mercado organizado**

Fuente: CNE

Como se aprecia en la Figura 4.5 el mercado español cuenta con condiciones para el desarrollo de un mercado de intercambio de gas, transparente y líquido, aunque existen algunas barreras que han limitado su desarrollo.

El desarrollo del hub en España ofrecerá una opción de inversión rentable, por lo que su desarrollo no solo debe estar impulsado por las directivas europeas sobre medidas energéticas, especialmente por el Tercer Paquete de Medidas Energéticas (Directiva 2009/73/EC) que busca el desarrollo de hubs gasistas nacionales para la posterior integración en un Mercado Interior del Gas.

Para que este desarrollo sea exitoso es necesario que el hub adopte medidas de fomento de la liquidez que deriven en un aumento de los volúmenes negociados y de la participación en el hub. Entre estas medidas se puede citar: eliminación de los contratos a largo plazo, mejora de la capacidad de la red de transporte y la posible unión con Portugal para la creación de un hub ibérico.

El desarrollo del hub además atiende a la necesidad que tienen los consumidores finales de ver que el precio del gas por el que está pagando responde a los mecanismos transparentes de casación libre de la oferta con la demanda, ideal para la captación de nuevos participantes para el mercado.

También es importante destacar el cumplimiento de España de buena parte de los requisitos establecidos por el CEER para el adecuado funcionamiento de un mercado mayorista, tales como un número suficiente de competidores (hay más de 15 grupos empresariales activos en el mercado de comercialización), tres o más fuentes de aprovisionamiento (España importó gas de 10 países distintos en 2012, aumentando a 11 en 2013) y un tamaño de mercado superior a 20 bcm (el mercado español está por encima de los 30 bcm incluso después de cuatro años de descensos de consumo). Además, es esencial subrayar el elevado nivel de desarrollo de las infraestructuras de la red básica de gas natural. España dispone de una infraestructura de gasoductos primarios de más de 11.700 km; las 6 plantas de regasificación ubicadas en Huelva, Cartagena, Sagunto, Barcelona, Bilbao y Mugaros, con una capacidad de almacenamiento de 3,2 millones de m<sup>3</sup> de GNL, además de los 6 gasoductos con Marruecos (1), Francia (2), Portugal (2) y Argelia (1) mencionados en el anterior apartado.

Por otro lado, las condiciones de disponibilidad y acceso a las infraestructuras de las que dispone España son más favorables que las de cualquier país europeo: entre 2011 y 2014 la capacidad disponible para contratar en las plantas de regasificación se sitúa alrededor del 38-60% de la capacidad total y en los gasoductos es del 28-40%.

A partir de la obtención de datos de otros hubs y su experiencia histórica, podemos extraer los principales factores claves de éxito para el desarrollo de un hub gasista y de los mercados organizados asociados. Se considera que un hub gasista alcanza el éxito cuando es capaz de lograr volúmenes negociados relevantes y mantenidos en el tiempo y de generar una señal de precios suficientemente conocida y aceptada como indicador del equilibrio entre la oferta y la demanda. Según estos datos, tan sólo el NBP puede considerarse actualmente un hub gasista de éxito incuestionable.

En total, según Álvarez-Pelegry et al. (2013) podemos identificar 10 factores clave de éxito para el desarrollo de un hub gasista.

1. Mercado de gas liberalizado. Es una condición previa para el desarrollo de cualquier hub gasista.
2. Disponibilidad en volumen de la oferta de gas. Es necesaria para garantizar que la oferta pueda responder a las fluctuaciones de demanda y de precio en el hub y los mercados organizados asociados.
3. Elasticidad en los precios de la oferta de gas. Es necesaria también para lograr flexibilidad en la oferta. La flexibilidad en volúmenes debe ir acompañada de flexibilidad en precios para lograr un ajuste adecuado de la oferta ante las variaciones de la demanda de gas.
4. Flexibilidad en volumen de la demanda de gas. Es requerida para conferir elasticidad a la demanda y, en consecuencia, capacidad de reacción a las variaciones de precio de la oferta.
5. Contexto de mercado de exceso de oferta de gas. Suele ocurrir que la señal de precio del hub se ha acabado imponiendo como índice de referencia para el precio del gas.

Los dos siguientes son específicos para un hub físico:

6. Vinculación a nudos de infraestructuras gasistas de gran capacidad. Sería un obstáculo para el incremento de los volúmenes negociados que existiera una capacidad limitada de las infraestructuras.

7. Vinculación a flujos de gas de importación y exportación. Al tratarse de hubs físicos localizados en países sin producción nacional de gas, la vinculación a nudos de los flujos de importación de gas es necesaria para acceder a los volúmenes físicos de gas que el hub requiere.

Los tres siguientes son específicos para un hub virtual:

8. Normas operativas del sistema gasista consistentes con el desarrollo del hub. Son fundamentales para el desarrollo de hubs virtuales en la medida en que son el primer determinante de los incentivos que tienen los usuarios de las redes de transporte para el uso de los hubs, principalmente a través de regímenes de balance que imponen a los usuarios y a las penalizaciones que establecen por su no cumplimiento.
9. Redes de transporte sin restricciones operativas estructurales. Deben permitir mover el gas con facilidad entre los distintos puntos de la red gasista, o bien con mecanismos específicos que permitan resolver estas restricciones.
10. Presencia de al menos un operador de mercado. Los hubs virtuales han resultado ser más proclives a las transacciones financieras y al trading de gas para la gestión de riesgos que los hubs físicos. La mayor importancia de las transacciones financieras en este tipo de hubs requiere la presencia de un operador de mercado que establezca un mercado organizado, contribuyendo a aumentar la eficiencia de las negociaciones y a mitigar los riesgos de contraparte.

Ahora bien, ¿está España en posesión de tales factores claves de éxito?

Factores clave de éxito	Cumplimiento en el sistema gasista español
Mercado de gas liberalizado	● Proceso de liberalización del mercado desde 1998 (excepto la Tarifa de Último Recurso)
Disponibilidad en volumen de la oferta de gas	● Sin producción autóctona, gasoducto sin flexibilidad de destino, peso muy relevante del GNL potencialmente flexible
Elasticidad en los precios de la oferta de gas	● Contratos de aprovisionamiento a largo plazo indexados a los precios del petróleo, no obstante, posibilidad de arbitrar en GNL
Flexibilidad en volumen de la demanda de gas	● 30% de la demanda de gas en el sector de generación eléctrica, con demanda flexible según señales de precio electricidad-gas
Contexto de mercado de exceso de la oferta de gas	● Reducción de la demanda de gas en España, pero precios crecientes del gas debido al incremento de la demanda mundial
Vinculación a nudos de infraestructuras gasistas de gran capacidad	● Red de transporte distribuida: 12 entradas: 6 regasificadoras y 6 conexiones internacionales de capacidad limitada
Vinculación a flujos de gas de importación y exportación	● Relativo aislamiento del sistema europeo, gran capacidad de importación de GNL
Normas operativas del sistema gasista consistentes con el desarrollo del hub	● Requerimientos de balance y sanciones por incumplimiento bajas en el contexto europeo, sistema de peaje postal
Redes de transporte sin restricciones operativas estructurales	● Transporte de gas en el sistema gasista español sometido a análisis de viabilidad en función de volumen de consumo
Presencia de al menos un operador de mercado	● Creación reciente del Iberian Gas Hub, no operativo todavía

**Figura 4.7. Cumplimiento en el sistema gasista español de los factores claves de éxito para el desarrollo de un hub gasista**

*Fuente: Instituto Vasco de Competitividad (Cátedra de Energía)*

- El proceso de liberalización que protagonizó España se inició en 1998. Este proceso le ha llevado a tener un mercado liberalizado en sentido económico (aprovisionamientos y comercialización). El acceso a las infraestructuras de transporte y distribución por terceras partes es abierto, no discriminatorio y basado en tarifas reguladas y conocidas. En este sentido, pues, España tiene

un grado de liberalización del mercado de gas acorde con lo necesario para poder desarrollar un hub gasista.

- La disponibilidad en volumen de la oferta de gas en España y su flexibilidad tienen un carácter dual. Por un lado, España tiene una producción propia de gas irrelevante, y los aprovisionamientos internacionales por gasoducto se realizan con contratos a largo plazo y cláusulas de take-or-pay. Por otro lado, dos tercios de las importaciones en España se obtienen mediante GNL, en general también con contratos a largo plazo y cláusulas take-or-pay, pero con un potencial de flexibilidad mucho mayor en caso de demanda latente de GNL en España o en otras partes del mundo (como ha sucedido en los últimos años). En relación a la capacidad de almacenamiento de gas, que puede servir para modular las fuentes de aprovisionamiento internacionales no flexibles en volumen, está poco desarrollada en España y apenas alcanza el 13% del total del consumo anual de gas. Por lo tanto la disponibilidad en volumen de la oferta de gas en España es bastante reducida en relación a la producción interna, los aprovisionamientos por gasoducto y la capacidad de almacenamiento, y muy alta, aunque con algunas restricciones, en relación a las importaciones de GNL.
- En cuanto a la elasticidad de los precios en la oferta de gas, los contratos de aprovisionamiento internacional a largo plazo, que como se ha visto son la principal fuente de aprovisionamiento en España, están generalmente indicados a los precios del petróleo. Esto aporta a los precios del gas una rigidez y no permitiría, en general, un ajuste flexible a las variaciones de oferta y demanda de gas en el propio mercado español. No obstante, la flexibilidad de volumen que puede permitir el GNL en contextos de alta demanda mundial, puesto que puede ser desviado a otros mercados, sí podría conferir cierta elasticidad de precios a la oferta de gas.
- Por otro lado, es necesaria de la misma manera una flexibilidad en volumen de la demanda de gas para poder responder y adaptarse a las señales de precio del hub. En este sentido, el sector de generación eléctrica abarca en España una proporción mayor de la demanda que en otros países de Europa continental. No obstante, la estructura del sector industrial no permite flexibilidad en este sector de la demanda, como tampoco la permite el sector residencial. Se podría decir que la estructura de la demanda de gas en España permite un cierto margen de flexibilidad en volumen, pero solo en la parte de esta demanda que afecta al sector de generación eléctrica.
- El contexto de mercado de exceso de oferta de gas, que favorezca la apertura de negociaciones en torno a los contratos indexados al precio del petróleo tampoco ocurre claramente en la actualidad. El progresivo abandono de la indexación al petróleo se ha producido (o se está produciendo) en otros países bien de manera muy lenta o bien de manera más rápida dependiendo de sus condiciones. En el caso de España, aunque la demanda de gas ha descendido en los últimos años, la mayoría de los aprovisionamientos de gas se producen en forma de GNL, cuyo mercado tiene un ámbito superior al nacional. En un contexto de demanda de gas creciente, esto no facilita la creación de una situación de exceso de oferta de gas que contribuya a una transición rápida en el corto o medio plazo hacia el abandono de la indexación al precio del petróleo.
- El sistema gasista español no dispone de nudos de infraestructuras gasistas de gran capacidad. Las puntos de entrada al sistema son múltiples (6 conexiones internacionales y 6 plantas de regasificación) y se ubican en distintas localizaciones.

- Los puntos físicos del sistema gasista vinculados a flujos de gas de importación y exportación están sobre todo relacionados con el gas de importación del norte de África. Las conexiones con los mercados europeos a través de Francia son de menor capacidad, aunque gracias a la ampliación desde Larrau en 2013 aumentó. A pesar de todo, por el momento la conectividad del sistema gasista español con el resto del sistema europeo es débil.
- En cuanto a la existencia de normas operativas del sistema gasista compatibles con un hub, a España aún le queda un largo camino para alcanzar el nivel de exigencia de otros países de Europa en los que se han desarrollado hubs virtuales. Las Normas de Gestión Técnica del sistema gasista establecen un régimen de balance en España menos estricto y con unas sanciones por incumplimiento que están por debajo de las impuestas en Europa.
- Los hubs virtuales requieren también interconexiones de red adecuadas que permitan mover el gas con facilidad entre los distintos puntos de la red gasista. Como se ha comentado antes, en España existen todavía algunas limitaciones en la red de transporte. La distribución geográfica de los aprovisionamientos y el consumo de gas imponen restricciones en el transporte de gas entre las distintas zonas en que se divide la red. En países como Francia y Alemania, en los que se ha dividido la red en distintas zonas de balance y todavía no han logrado su unificación un hub virtual único, ya vienen experimentando situaciones parecidas. Tampoco existen mecanismos para la resolución de las restricciones existentes en la red gasista, como por ejemplo la incorporación de los condicionantes de estas restricciones en las Normas de Gestión Técnica, o la creación de un esquema de productos locales que introdujera mecanismos de mercado para la gestión de las restricciones. Por lo tanto, este factor clave de éxito no se cumple en estos momentos en España.
- Por último, los hubs virtuales requieren también la existencia de un operador de mercado para poder llevar a cabo la tarea del desarrollo de mercados organizados. En España no existe todavía un operador de mercado de gas. No obstante, ya se han producido movimientos para la creación de uno. En marzo de 2011 nació el proyecto Iberian Gas Hub, liderado por la Sociedad Promotora Bilbao Gas Hub, SA, que incluye como socios al Ente Vasco de Energía, Kutxabank, ENAGAS, Instituto Catalán de la Energía, Critería CaixaHolding, Iberdrola, Gas Natural Fenosa y Unión Fenosa Gas, el cual tiene como objetivo desarrollar un hub de gas natural en la Península Ibérica en línea con el Gas Target Model y con el apoyo de las instituciones reguladoras en España y Portugal. En la segunda parte de 2012 el proyecto desarrollo la parte organizativa del hub, y en mayo de 2013 se realizó la primera transacción OTC. En efecto, el proyecto del Iberian Gas Hub representa una muy buena ocasión para favorecer la seguridad y flexibilidad del suministro del gas y su competitividad como fuente energética.  
Otro proyecto de gran envergadura es el llevado a cabo por la sociedad madrileña Omip y su equivalente portuguesa Omie. Con la sociedad privada Mibgas como operador de mercado, intentan desarrollar un hub gasista en España. Además cuentan con accionistas como Enegas y REN.

### 4.3. METODOLOGÍA PARA LA CREACIÓN DE UN HUB GASISTA EN ESPAÑA

No existe un buen proceso de planificación estratégica que no responda a tres preguntas claves que definen el camino para el desarrollo de una planificación: ¿Dónde estamos?, ¿Dónde se quiere estar? y ¿Cómo llegar hasta allí? En el caso del hub en España las respuestas son las siguientes:

- **¿Dónde estamos?** España carece actualmente de un mercado organizado que determine un precio del gas de forma transparente, mediante mecanismos de casación de la oferta y la demanda, que ofrezca a los participantes del mercado contratos estandarizados. Varias Directivas europeas exigen medidas para la creación de un mercado de gas organizado, o hub, en España, para su posterior integración en un mercado europeo interno.
- **¿Dónde queremos estar?** La respuesta define la misión y la visión. El objetivo es la creación de un hub gasista para que en el sur de Europa se establezca una referencia del precio del gas, ofreciendo a los participantes del mercado los productos y servicios que estos requieren. Es necesario que este mercado alcance cierta madurez y una condición para ello es el aumento de la liquidez de este, siendo un indicador de la seguridad de participar en él y permitiendo la introducción de productos derivados.
- **¿Cómo llegar hasta allí?** Para responder a esta cuestión se cuenta con la experiencia de los anteriores mercados europeos. Toda puesta en marcha de un proyecto requiere una inversión inicial, así como el fomento de la participación en el mercado, llevando a cabo medidas de aumento de la liquidez, convirtiendo así el mercado en un mercado más atractivo. Estas medidas también sirven para aumentar el número de participantes y el volumen negociado, aumentando consecuentemente los ingresos del hub. Además es necesario que el hub se encuentre apoyado por los organismos oficiales, siendo estos en España la Comisión Nacional de Mercados y Competencia y el Ministerio de Industria.

Otro aspecto importante a la hora de realizar un análisis estratégico son los grupos de interés (o *stakeholders*) dentro de una empresa a tener en cuenta, ya que los intereses particulares de cada grupo pueden influir en el devenir de la empresa, en este caso, del hub. Por lo que es necesario identificar de forma general cuales serían los principales *stakeholders* del hub, como se aprecia en la Figura 4.6:

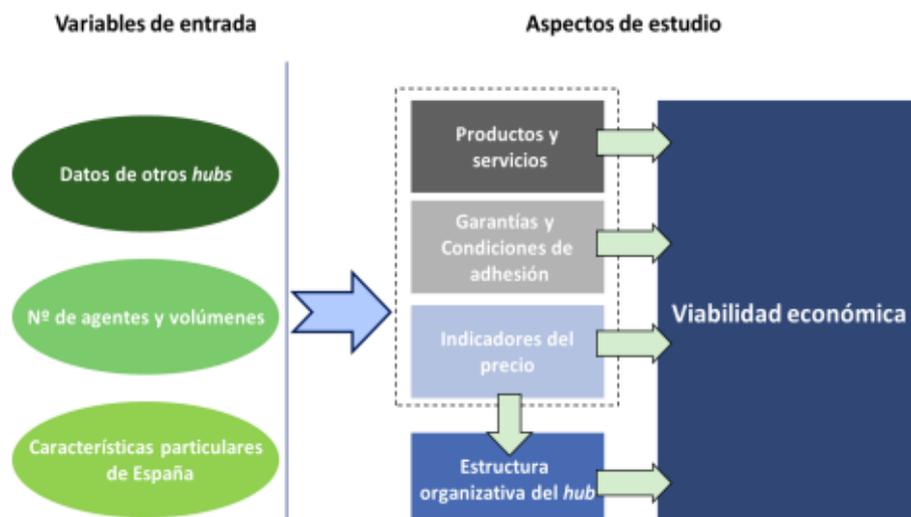


**Figura 4.6. Grupos de interés del hub**

*Fuente: Tesis Doctoral. Universidad Pontificia Comillas.*

Los accionistas, los empleados y los directivos serán los grupos que ejercerán un poder interno en el hub, externamente será influido principalmente por los participantes del mercado, los consumidores finales de los que depende la demanda, otros mercados gasistas de zonas cercanas y por el organismo regulador del mercado, que en el caso de España se trata de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia.

La metodología que se suele utilizar para la creación de un hub en España es la que aparece en el Esquema 4.7.



**Esquema 4.7. Metodología para la creación de un hub gasista en España**

*Fuente: Tesis Doctoral. Universidad Pontificia Comillas.*

El primer paso es realizar un análisis del gas natural como fuente de energía, del mercado gasista y de los productos financieros principales que se comercializan en un hub de gas natural. A continuación se realiza un análisis de los principales hubs en Europa (NBP, TTF y Zeebrugge) y de la situación actual del sector gasista español. Una vez realizada la etapa inicial de análisis se realiza un estudio para concluir con la viabilidad económica del proyecto.

Las variables de entrada a utilizar son: los datos de otros hubs cuyo comportamiento y evolución se analiza para ver si existe la posibilidad de extrapolarlo al sistema gasista español, el número de participantes y los volúmenes de contratación del futuro hub (para la estimación de estos también es necesario tener en cuenta las características del sistema gasista español). Una vez obtenidas las variables de entrada se procede al desarrollo de los aspectos de estudio como son los productos y servicios que debe ofrecer el hub; los indicadores del precio, obtenidos a partir de las características del sistema gasista español; las garantías y condiciones de adhesión, donde se analizan y determinan las garantías que los participantes del hub deben depositar en función del riesgo de crédito asumido; la estructura organizativa para el correcto funcionamiento del hub a partir de las ideas obtenidas de otros hubs de gas; y la viabilidad económica.

No todos los productos que se introduzcan a lo largo de la vida del hub tendrán un resultado exitoso, ya que puede ser que no hayan tenido una gran aceptación entre los participantes del mercado. Puede ser el caso de productos financieros que no gocen de una gran participación y su liquidez sea limitada. Lo mejor, en estos casos, es proceder a la retirada del producto.

A través de la experiencia adquirida de los hubs analizados anteriormente se obtiene una aproximación de los productos que debe ofrecer el hub en España según sus condiciones. Con el objetivo de una futura unión en un mercado europeo interno del gas, estos productos deben ser similares a los que se están ofreciendo en otros hubs europeos. Los productos que debe ofrecer el hub español son los siguientes:

- **Gestión OTC**, los hubs europeos ofrecen servicios de clearing OTC, realizando la liquidación y la comunicación de los cobros y los pagos.

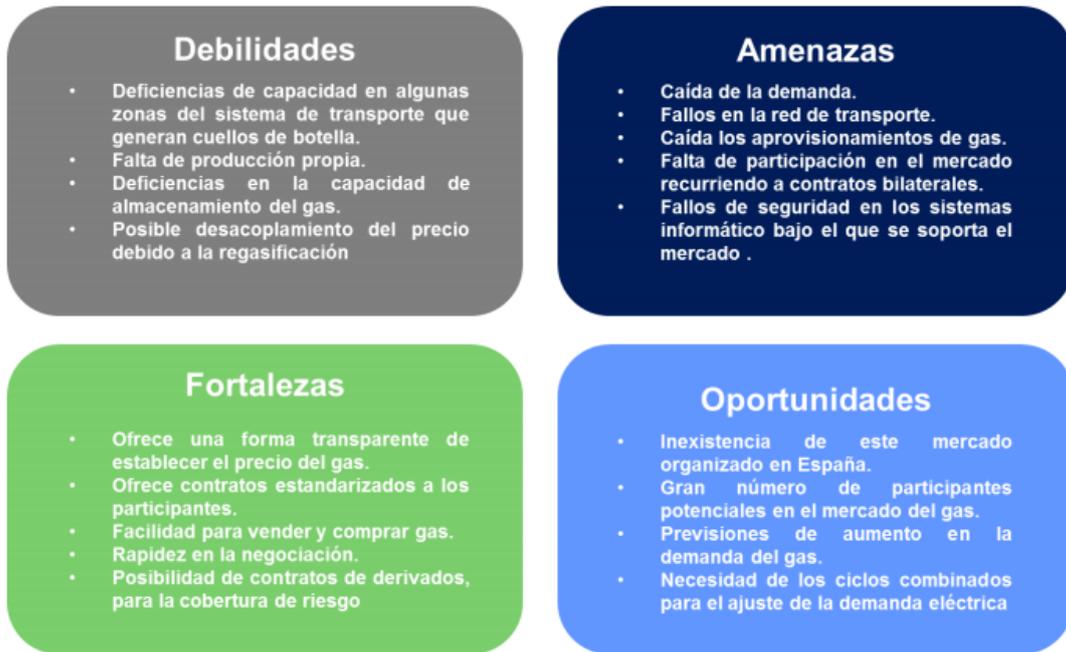
- **Contratos spot Exchange**, con entrega física Within-Day y Day-Ahead, corresponde a los contratos spot propios del mercado organizado, el cual debe tener un funcionamiento las 24 horas de los 7 días de la semana.
- **Contratos de futuros**. La mayor parte de los casos son instrumentos de cobertura o especulación que no acaban con una entrega física. Sus especificaciones son similares a las del contrato spot añadiendo la fecha de vencimiento y el margen inicial que el comprador del futuro debe depositar como garantía.
- **Compraventa de capacidad de almacenamiento**: consiste en la compra o venta del derecho de capacidad en un almacenamiento. Es un acuerdo bilateral.

Por otro lado, los servicios que debe ofrecer el hub para el correcto funcionamiento del mercado quedan definidos así:

- **Recepción de ofertas** de compra y venta de gas.
- Realizar la **casación** de las ofertas de compra y venta de gas en un mercado continuo.
- Servicio de **clearing**, que consiste en la liquidación y la comunicación de los pagos y cobros que deben hacer en virtud de las operaciones realizadas en el mercado.
- **Title transfer** o servicio de transferencia de gas. Consiste en la comunicación al TSO de las órdenes casadas en el mercado, para la inclusión en el balance de cada usuario en el día que corresponda.
- **Publicación diaria de los precios y volúmenes** negociados de cada uno de los productos del mercado.
- **Registro de las transacciones** e información al TSO.

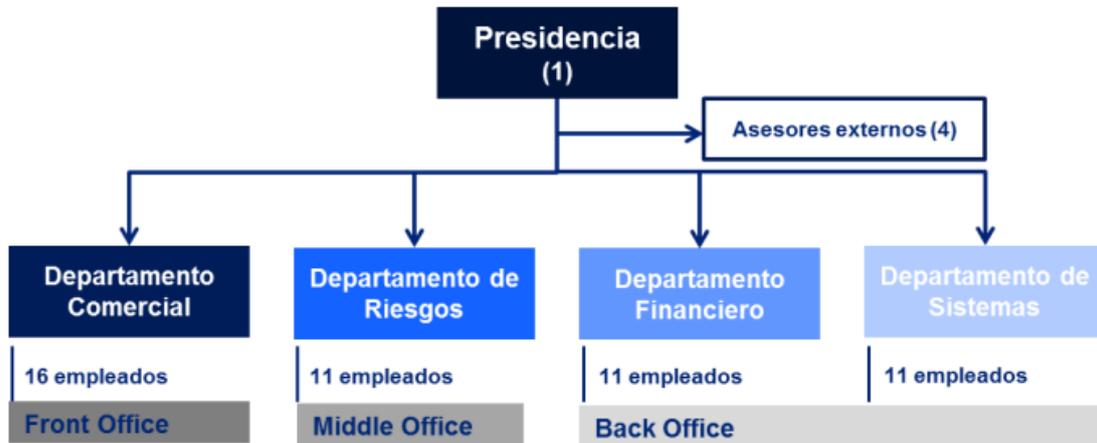
No podemos olvidar un tema crucial para el acceso a estos mercados como son las garantías. Son depósitos que los participantes del mercado deben realizar para poder participar en él y que son iguales o inferiores al volumen que pueden contratar, dependiendo de las condiciones establecidas por el hub. Por ejemplo, si el hub impone unas garantías del 100%, un participante que desee comprar 1.000 MWh a un precio de 30 €/MWh, este debe depositar una garantía de al menos 30.000€. Si las garantías fueran del 98%, el participante debería depositar 29.400€. En este caso los 600€ que faltan para llegar al 100% constituyen para el hub la exposición al riesgo de crédito (EAD). La razón por la que el hub introduce garantías es para reducir el riesgo de crédito ante el posible impago de los participantes del mercado.

Para finalizar con el análisis estratégico, se debe realizar un análisis interno del hub, para lo que se utiliza un análisis DAFO (Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades) del hub español. Este análisis es muy útil para saber cómo aprovechar los puntos fuertes y las oportunidades, y como poner remedio a las debilidades y protegerse contra las amenazas.



**Figura 4.8. Análisis DAFO del hub español**  
 Fuente: Tesis Doctoral. Universidad Pontificia Comillas.

Una vez finalizado el análisis estratégico, es una tarea necesaria el definir la estructura de la organización del hub en España, de tal manera que sea capaz de dar servicio a los participantes del mercado y funciones de una manera eficiente. Los operadores de mercados tienen una característica muy marcada, y es que el número de trabajadores es muy reducido. A continuación se muestra cuál debe ser el organigrama de la compañía y el número adecuado de empleados para cada departamento.



**Figura 4.7. Organigrama del hub gasista español**  
 Fuente: Tesis Doctoral. Universidad Pontificia Comillas.

El operador del mercado del hub debe contar con un presidente que sea capaz de dirigir la compañía y ser el representante institucional de cara a los participantes del mercado. Es necesario que este, a su vez, cuente con el consejo y conocimiento de los asesores expertos en el sector gasista. Suponiendo que se trata de un organigrama de un hub que no presenta gran complejidad debe ser un número reducido debido a los elevados sueldos de estos. El hub puede dividirse en 3 partes según el contacto con el cliente.

El departamento comercial (*front office*) es la parte del hub con un contacto permanente con los participantes, además gestiona las inscripciones en el mercado, atiende a los participantes, hace de intermediario en las transacciones telefónicas,

reporta información a los agentes del mercado y al TSO. En definitiva, se encarga del funcionamiento del mercado.

El departamento de riesgo constituye el *middle office*, ya que no está en contacto permanente con los participantes del mercado, pero si es el encargado de analizarlos, estudiando las probabilidades de impago de cada uno de ellos y las posibilidades de recuperar el impago. Su misión es la de analizar el mercado y gestionar el riesgo, realizando el cálculo de las garantías.

El departamento financiero junto con el departamento de sistemas forman el *back office*, constituyen la parte de servicios de apoyo en la actividad de la compañía. El departamento financiero, por un lado, se encargaría de todo el control económico de la institución, planificación presupuestaria y nóminas. Por otro lado, el departamento de sistemas es parte principal de los servicios de apoyo, de él depende el buen funcionamiento del mercado, ya que este funciona gracias a los sistemas informáticos, como la plataforma de trading que ha de proporcionar el operador del mercado.

Los resultados obtenidos, siguiendo la metodología anterior, se resumen en los siguientes puntos:

- A la hora de realizar una estimación de la liquidez del mercado español en el futuro, tomando como modelos la evolución del NBP, TTF y Zeebrugge, se llega a la conclusión tras un análisis de los 4 sistemas gasistas, que aquel con el que España posee una mayor similitud es con el mercado belga, por lo tanto se utiliza el modelo de regresión belga que relaciona la liquidez con el número de participantes para estimar la evolución de la liquidez en el mercado español.
- Es necesario realizar una estimación del número de participantes. Para ello se tiene en cuenta la evolución de estos en los 3 principales mercados europeos. El número de participantes de los 3 mercados converge entorno a unos 80. Esto es debido a que estos participantes operan, la mayoría de ellos, de manera global, por lo que presumiblemente pueden llegar a convertirse también en participantes del mercado español.
- Como productos que debe ofrecer el hub español se detallan los siguientes: Gestión de contratos OTC, Mercado Spot, Compraventa de derechos de capacidad de almacenamiento y contratos de futuros. Los futuros no se introducirán en el mercado hasta que este no haya alcanzado una determinada madurez.
- Del análisis de los factores que pueden afectar a la evolución del precio del gas en España se puede extraer que los que marcarán esta etapa serán la evolución del GNL a nivel mundial debido a la gran dependencia que tiene España de éste.
- Durante los primeros años de desarrollo del hub será necesario que los participantes depositen unas garantías del 100%, ya que la pérdida esperada que el hub deberá asumir, en función del riesgo de crédito, es elevada para el periodo inicial, en el que existe cierta inestabilidad y la permanencia del hub todavía no se ha afianzado.

## CAPÍTULO 5

### CONCLUSIONES

La primera idea que se deduce tras la investigación realizada es que el mundo ha avanzado a pasos agigantados en el sector energético. ¿Cuáles son los principales indicios? El paso de países netamente importadores como Estados Unidos a convertirse en potencias mundiales. Han sido numerosos los avances tecnológicos que han facilitado enormemente la extracción de hidrocarburos, y es que, a pesar de que la producción de gas natural y petróleo en Norteamérica habían decaído en los últimos cuarenta años, América va camino de convertirse en el primer productor de dicha energía, incluso con las pesimistas previsiones que se realizaban. Bien es cierto que no contaban con la tecnología propia, la “*made in the USA*”. Según datos de la US Energy Information Administration, Estados Unidos, con el ritmo de producción actual, tendría asegurados 100 años de provisión de gas natural, lo que reafirma aún más la teoría de su futuro dominio del sector. Un futuro más cercano de lo que creían.

Dado que las reservas de gas natural en América son enormes, y que la energía en Estados Unidos es bastante más barata, la factura energética debería tender a ser mucho menor en todo el país. Hay una ventaja que debemos destacar de todo eso, el gas natural está sustituyendo actualmente a energías mucho más contaminantes como el petróleo o el carbón a la hora de generar electricidad. Pero no sólo eso, además, desde un punto de vista geopolítico, a medida que Norteamérica importa menos energía de los países del Golfo Pérsico y de China, va adquiriendo libertad para tomar decisiones conforme a sus intereses en un marco internacional, es decir, elimina esa dependencia de los países orientales, lo que le conduce a eliminar el problema que por ejemplo mantiene Europa con Rusia.

No hay que pasar por alto que una de las innovaciones tecnológicas a las que nos referimos se trata del *fracking* mencionado al comienzo del proyecto, que causa grandes daños tanto al medio ambiente como a la salud, lo que provoca innumerables protestas por parte de los ecologistas, por lo tanto, aunque exista ese desarrollo económico en el país, EE.UU. aún debe mejorar urgentemente sus técnicas, por ejemplo desarrollando nuevos métodos que aprovechen las ventajas de los ya existentes y eviten, en la medida de lo posible, contribuir al daño ocasionado al planeta, ya que la codicia humana presta mayor preocupación al poder y a la economía que al bienestar medioambiental.

El presidente Barack Obama recientemente ha tomado cartas en el asunto y está culminando el tema para que la nueva era de crecimiento económico por la que atraviesan sea también un ejemplo a seguir en cuanto a protección medioambiental.

Es indudable el protagonismo que está teniendo Estados Unidos en el sector energético y el desplazamiento a un puesto secundario de los líderes históricos del mercado, tales como Oriente Medio.

No ocurre lo mismo en Europa, donde la escasa producción de energía obliga a mantener importaciones por encima de los 300 bcm, a pesar el elevado consumo.

Uno de los temas delicados en el sector energético europeo son los puntos de importación. Europa ya ha sufrido varios desencuentros con Rusia, su principal abastecedor, aunque en la actualidad se está intentando poner fin y se estudian diferentes opciones que limiten la dependencia de Europa a un único país. Repasemos brevemente lo ocurrido con Rusia. El primer día del año 2009 Ucrania amaneció temblando: Gazprom, la mayor compañía de gas natural rusa, había

suspendido provisionalmente el suministro de gas en Ucrania tras la disputa comercial que protagonizaron. Algunos Estados, como Eslovaquia, dependían al 100% del aprovisionamiento ruso. En 2014 la situación amenazaba con repetirse. El gigante ruso advirtió a Ucrania que interrumpiría el suministro de gas si Kiev no cubría su deuda contraída con el país. La escalada de tensión entre Rusia y la UE a raíz de la anexión del territorio ucraniano de Crimea a la Federación Rusa puede terminar en un conflicto energético que sería terrible para Europa. Todo esto hace que Europa tiemble cada vez que Rusia se adentre en algún conflicto.

El continente ya está suficientemente escarmentado, y actualmente se encuentra estudiando una inversión de 43.000 millones de euros en un corredor de gas alternativo a Rusia.

La fecha tope para su funcionamiento sería 2020 y estaría formado por tres grandes gasoductos: South Caucasus, Trans Anatolian y el Trans Adriatic. Este último es bastante importante para el mercado español, pues Enegás ha logrado una participación del 16%, lo que le sitúa como un jugador de excepción para el desarrollo de esta infraestructura.

Pero no sólo se destacan malas noticias en el viejo continente, ya que en él surgieron los primeros pasos que conllevaron a un enorme cambio estructural en el sector, bastante importante además.

Uno de los puntos claves en la liberalización y, por lo tanto, merece mención especial, es la Directiva 98/30/EC que puso fin a los mercados monopolísticos. Si no se hubiese creado, los suministradores seguirían imponiendo a sus clientes los precios del gas. A partir de entonces, los clientes pasaron a tener una total libertad a la hora de elegir a su suministrador, además de existir transparencia de precios en las operaciones.

La sustitución de modelos de sector regulados, cerrados y monopolistas, ha permitido introducir otros abiertos a la competencia, permitiendo el acceso de terceras partes al aprovisionamiento, la comercialización de gas y las redes de transporte y distribución.

Tal y como se ha mencionado, la situación energética en Europa ha dado un cambio radical, y son innumerables las ventajas que ha traído este desarrollo consigo. No sólo las mencionadas hasta ahora, sino otras muchas como la aparición de la Cámara de compensación para eliminar el riesgo en las operaciones de intercambio o la mayor liquidez que presentan los mercados organizados.

Aunque no existen inconvenientes a primera vista que conlleven a un rechazo de tal proceso de liberalización, aún hay una minoría de productores que prefieren el mantenimiento de los contratos a largo plazo, pero después de realizar el estudio, es indiscutible que la creación de hubs se acabará imponiendo a mayor o menor velocidad por el gran avance que supone para el sector.

Bien es cierto que no todos los países pueden permitirse la creación de hubs gasistas, ya que son necesarias ciertas condiciones como la modificación de la Ley de Hidrocarburos o la determinación de una zona de balance, entre otras muchas. Sólo los países más desarrollados y algunos en vías de desarrollo afrontan tales cambios.

Uno de los factores que han dado el empujón a España en la creación de un hub es el buen rendimiento que aportan algunos de los existentes en Europa, como el NBP británico, el TTF holandés y el ZEE belga, que dadas las condiciones de las que disponemos sería un claro acierto.

Aunque el gas se ha desarrollado más lentamente que en el resto de países europeos y posee un carácter importador, España continúa manteniendo el primer puesto entre los países europeos en número de terminales de descarga y

regasificación. Además el sector ha experimentado cambios significantes en su estructura y funcionamiento.

Debido al nivel de desarrollo de las infraestructuras y la competencia en el mercado, sería bastante recomendable desarrollar un hub de gas en España. Es bastante importante pues sería una continuación del avance del sector y permitiría aportar transparencia en el precio. Su creación ofrecería una opción rentable para el mercado y captaría nuevos participantes. Si el objetivo es estar a la altura de los demás países europeos, este es un paso clave para lograrlo.

Puede que existan algunos factores claves de éxito para el desarrollo del hub que España no cumpla, pero son una minoría en relación con todos los requisitos que posee. Además, una vez instalado el hub y conforme vaya alcanzando su madurez, el hub irá mejorando sus condiciones y así superando aquellos factores que antes no cumplía.

En la actualidad ya existen sociedades españolas que se encuentran desarrollando hubs gasistas. El primer promotor de este tipo de mercado fue el Gobierno Vasco, con otros socios como Kutxabank, Enagás, La Caixa e Iberdrola. Llevan unos años trabajando para que el llamado "Bilbao Gas Hub" se instale en la capital vizcaína. Inicialmente centrado en España pero con expansión posterior del ámbito de operación del hub a Portugal. Finalmente Madrid ha ganado al País Vasco en la batalla por el nuevo hub gasista.

En enero de 2015 el Gobierno se decantó por dar la concesión del nuevo hub a Omie y Omip, su equivalente portugués, además cuenta con accionistas como Enegas y REN. El operador de mercado se trata de una sociedad privada, Mibgas, creada el año pasado y bajo la presidencia de Antonio Eiras.

El Gobierno estima que el proyecto de ley por el que se modifica la Ley de Hidrocarburos pueda entrar en vigor en julio de 2015. Según el texto, el hub debería comenzar su funcionamiento en un plazo de cuatro meses desde esa fecha, es decir, por el mes de octubre.

Aunque en el sector ya sabían de la existencia del Iberian Hub Gas y de que se había creado con la finalidad de operar el hub, muchos esperaban que la adjudicación fuese mediante un concurso y no por designación directa. Todo parecía indicar que el hub vasco sería el primer hub gasista en España, pero finalmente el madrileño se alzó con la victoria.

A Iberian Gas hub le quedará el hueco de los mercados bilaterales de futuros por ahora, aunque se muestra con fuerzas para negociar algún cambio en el trámite parlamentario.

Las previsiones futuras sobre el mercado gasista español, por lo tanto, son bastantes positivas, ya que con el crecimiento de la producción, la mejora de las infraestructuras y el avance en el comercio con la introducción de mercados organizados, harán de España un mercado competitivo.

## Bibliografía

---

- A. Lasheras, M.; Fernández, J. (2012): "Nuevas Tendencias en mercados energéticos: Los mercados mayoristas del gas natural: Una referencia a la realidad europea"
- Álvarez-Pelegry, E.; Figuerola-Santos, S; López, D; Martén-Uliarte, I; Sarrado, L (2013): "El desarrollo de los hubs gasistas europeos: Factores clave de éxito e implicaciones para el sistema gasista español" *Instituto Vasco de Competitividad. Cátedra de energía.*
- Anega-Pozo, J. (2014): "Propuesta para el desarrollo de un hub de gas en España" *Tesis Doctoral Universidad Pontificia Comillas, Madrid (España)*
- Comisión Nacional de Energía (2009): "Análisis comparativo de los mercados internacionales del gas"
- EFE (2013): "Bilbao espera contar en un año con el primer "hub" gasístico de España", *abc.es*, 23 de mayo,  
<http://www.abc.es/agencias/noticia.asp?noticia=1422293>
- Esteller, R. (2015): "Europa invertirá 43.000 millones en un corredor de gas alternativo a Rusia", *Eleconomista.es*, 16 de marzo,  
<http://www.eleconomista.es/empresas-finanzas/noticias/6556450/03/15/Europa-invertira-43000-millones-en-un-corredor-de-gas-alternativo-a-Rusia.html#.Kku8wyrhammU2Ur>
- Faíña-Medín, J.A.; García-Lorenzo, A; López-Rodríguez, J. (2003): "La liberalización del mercado del gas", *Revistasice.com*, julio  
[http://www.revistasice.com/CachePDF/ICE\\_808\\_35-53\\_\\_57037E4F92626E3A584441F9249B49EA.pdf](http://www.revistasice.com/CachePDF/ICE_808_35-53__57037E4F92626E3A584441F9249B49EA.pdf)
- Funseam (2013): "Perspectiva de hubs de gas natural en Europa y su desarrollo en España"
- Galera C. (2013): "¿Cuáles son las potencias que liderarán el petróleo y el gas del futuro?", *Expansión.com*, 12 de junio,  
<http://www.expansion.com/2013/06/11/empresas/energia/1370949794.html>
- Heather, P. (2012): "Continental European Gas Hubs: Are they fit for porpuse?", *Oxfordenergy.org*, junio  
<http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2012/06/NG-63.pdf>
- Management Solutions (2011): "La gestión logística en la comercialización del gas natural"

Monforte, C. (2015): “La sociedad privada Mibgas tendrá el monopolio de operación del ‘hub’”, *CincoDías.com*, 9 de febrero,  
[http://cincodias.com/cincodias/2015/02/06/empresas/1423250236\\_468213.html](http://cincodias.com/cincodias/2015/02/06/empresas/1423250236_468213.html)

Page D. (2013): “La gran batalla del gas en Europa”, *Expansión.com*, 3 de julio,  
<http://www.expansion.com/2013/07/03/empresas/energia/1372864083.html>

Patiño, M.Á. (2015): “Madrid gana al País Vasco la batalla del nuevo ‘pool’ gasista”, *Expansión.com*, 29 de enero,  
<http://www.expansion.com/2015/01/28/empresas/energia/1422477117.html>

Sedigas (2013): “Informe anual”