

## Trabajo Fin de Grado

# ANÁLISIS Y EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE GAS EN ESPAÑA Y SU COYUNTURA INTERNACIONAL EN LA ACTUALIDAD

Autor/es

ÁNGEL MARIO GONZÁLEZ ZUAZU

Director/es

Fernando Pueyo Baldellou

Facultad / Escuela

Facultad de Economía y Empresa

Año

2021/2022



## ÍNDICE

### 1.INTRODUCCIÓN

### 2.CREACIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN ESPAÑA

#### 2.1 INTRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL EN ESPAÑA

#### 2.2 NORMATIVA BASE Y NORMATIVA ESPAÑOLA

### 3.APROVISIONAMIENTO Y COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL

#### 3.1 EXTRACCIÓN Y PRODUCCIÓN

#### 3.2 ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE

### 4. COMERCIO NACIONAL E INTERNACIONAL

#### 4.1 MERCADO NACIONAL

#### 4.2 MERCADO INTERNACIONAL

#### 4.3 FUNCIONAMIENTO DE LAS CONEXIONES INTERCONTINENTALES

### 5. ACTUALIDAD Y CONSECUENCIAS EN EL MERCADO DEL GAS

#### 5.1 SITUACIÓN DE LOS PRECIOS INTERNACIONALES DEL GAS

#### 5.2 HECHOS QUE HAN MARCADO EL MERCADO DE GAS EN ESPAÑA

### 6. CONCLUSIONES

### 7. BIBLIOGRAFÍA

## 1.INTRODUCCIÓN

El presente trabajo trata de contextualizar el mercado de gas en España pasando por distintos puntos que servirán de base para entender la situación en la que se encuentra actualmente. Partiendo de dicho análisis y estudiando la coyuntura nacional e internacional se podrán fundamentar unas conclusiones sobre qué escenario podemos encontrarnos en un futuro no muy lejano y qué factores son los que están influyendo en el mismo.

Para tal fin se recoge en primer lugar una breve explicación introductoria sobre la creación del mercado de gas natural en España, por dónde entra, quién facilitó su entrada y cuál es el marco legal que le da forma.

Una vez introducido, unas pinceladas sobre cómo se extrae el gas, cómo se almacena, distribuye, y cómo es su comercialización (para ello será útil observar sus formas de transporte) tanto dentro como fuera de nuestras fronteras.

Con todo lo anterior, será más fácil comprender, mediante noticias de actualidad y hechos clave, las variaciones que ha habido y hay en los precios, qué las provocan y cuál es la situación a día de hoy.

Para finalizar con unas conclusiones que serán respaldadas por opiniones de expertos en la materia y cobrarán sentido gracias al estudio previo de los distintos factores que conforman el mercado del gas en España y cómo le afecta la coyuntura internacional.

## 2. CREACIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN ESPAÑA

### 2.1 INTRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL EN ESPAÑA

La llegada del gas natural a España tuvo su punto de partida con la construcción de la primera planta de regasificación en Barcelona, en los primeros meses de 1969. La planta catalana comenzó a hacer aprovisionamiento de GNL (gas natural licuado), recibido directamente desde Libia. La carga venía en barcos y era regasificada para su utilización en la ciudad y toda su área metropolitana (más adelante se explicará brevemente en qué consiste el proceso de regasificación).

Este nuevo segmento de la industria energética adquirió base y se asentó lentamente en la década de los 70, encontrándose con un retraso en su desarrollo con la crisis económica de los 80. Se formalizó dicha entrada con la firma del “Protocolo del Gas” en 1985 y su fin de catapultar el consumo y la industria del gas natural en toda la geografía española.

Desde entonces y hasta 1993, la planta de Barcelona y las dos nuevas plantas construidas en Huelva y Cartagena aprovisionaban y distribuían GNL complementándose con la producción que se obtenía en los yacimientos de Jaca y la costa vasca, que a día de hoy tras gastar su gas, son utilizados como almacenes naturales.

En 1993 finalmente se inauguró la primera red internacional compartida con Francia mediante un gasoducto que conectaba en el norte de Navarra con Larrau y permitía importar gas noruego. 3 años después se puso en funcionamiento una conexión de las mismas características, pero en este caso conectaba por el sur con el Magreb (Marruecos) desde Tarifa, para importar gas argelino.

En este caso comienzan a entrar en juego los acuerdos de beneficios por ser “país de tránsito” ya que Marruecos comenzó a obtener beneficios por dejar pasar a través de su territorio el gasoducto que abastecería de gas a España.

Por último, a principios de 2011 se finalizó el Medgaz, la última conexión gasística entre la costa de Almería con los yacimientos de Hassi R`mel (Argelia).

Gráfica 2.1.1 La “autopista” del gas en España.



Fuente: Enagás

Esta gráfica nos muestra los principales puntos de infraestructura gasística citados anteriormente junto con otras plantas de regasificación (Asturias, Galicia, País Vasco, Comunidad Valenciana) y gasoductos (Irún-Francia) que se han ido construyendo en las últimas décadas y conforman la “autopista” del gas en España.

## 2.2 NORMATIVA BASE Y NORMATIVA ESPAÑOLA

La mayoría de la legislación vigente hoy en día en el mercado del gas en España resulta ser la transcripción de la Directiva 98.30.EC, estableciendo una batería de reglas iguales para todos y cada uno de los estados miembro de la UE. El objetivo de esta legislación es crear un sistema robusto y liberalizado de forma ordenada, basándose en la separación de actividades y libre acceso a todas las redes por parte del grueso de los operadores internacionales.

En 2003 se publicó la Directiva 2003.55 CE, avanzándose en la apertura para la competencia de los mercados territoriales del gas, colaborando de esta manera para crear un sólido mercado de gas en todo el espacio de la comunidad europea.

Dicha directiva se basaba en la libre elección del proveedor de gas, a nivel industrial en 2004 y más tarde a nivel doméstico en 2007. Además, se incluyeron un paquete de medidas que amparasen la libertad de acceso a todas las redes, infraestructuras, seguridad y protección de los consumidores. Todo este marco se debe a la consideración de que el suministro de gas es un servicio de interés global y es por eso que todos los Estados miembro pueden imponer obligaciones del tipo servicio público a las empresas y de esta manera asegurarse un abastecimiento y el cumplimiento de unos objetivos cohesivos sociales y económicos. Así como seguridad en la regularidad, calidad y precio del servicio además de competencias medioambientales.

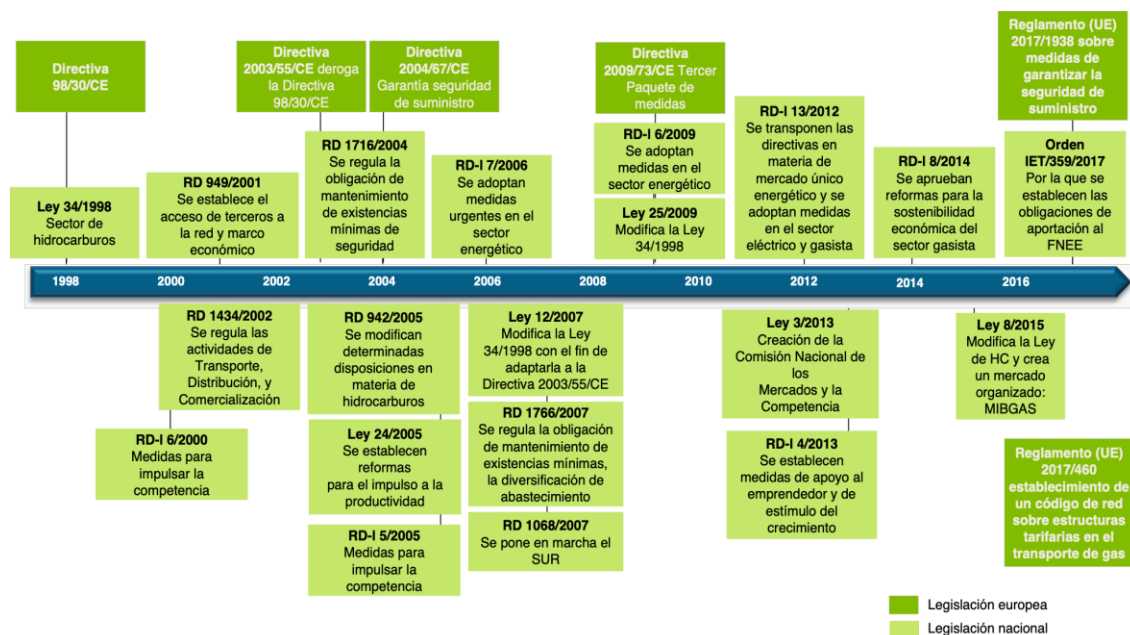
Además, en 2009 se introdujo la Directiva 2009.73 CE, que modificaba la última de 2003 queriendo dar un salto cualitativo para la consolidación del mercado comunitario de energía basándose en los siguientes aspectos:

- Distinción real entre actividades de producción y actividades de suministro en la gestión de las redes gasísticas.
- Aumento del peso de importancia para los reguladores nacionales, debiendo estos cooperar mediante la ACER (Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía) pudiendo los mismos tomar decisiones vinculantes e imponer multas.
- Creación del ENTSO-G, gestor nacional e internacional para las redes de transporte.
- Optimización del mercado de gas, y más concretamente, mejor comunicación y libertad de acceso a la infraestructura de explotación de GNL.

Dentro de nuestras fronteras, la regulación de nuestro sector gasístico ha estado siempre enfocado a la liberalización del mercado de gas y así elaborar un marco legal que establezca e incentive la inversión en nuevas infraestructuras para poder abastecer toda la demanda y así enriquecer una competencia en favor de un mejor aprovisionamiento.

Las diferentes Directivas introducidas a nivel comunitario en Europa se adaptaron a la legislación española a través de la Ley 34/ 1998, 7 de octubre, del Sector Hidrocarburos, complementándose con desarrollos legislativos que llegaron después

Figura 2.2.1 Legislación del sector gasista español.



Fuente: BOE y Diario Oficial de la Unión Europea.

Entraría en vigor la Ley 8/2015 quedando obsoleta la ley 34/1998 del sector hidrocarburos. Incluyéndose nuevas infracciones administrativas.

Gran parte de esta legislación y todas las regulaciones vienen dadas por la consideración del sector gasista como potencial monopolio natural, estando sujetas a enormes economías de escala que se pueden llevar a cabo en las actividades básicas de regasificación, aprovisionamiento y distribución y dificultando el régimen de libre competencia.

El Real Decreto-Ley 13/2012 recalca la separación jurídica y funcional en un mismo grupo empresarial de las diferentes actividades regularizadas.



Dichas regulaciones establecen que distribuidores y transportistas no deben obstaculizar un acceso legal coherente y transparente de agentes con intención de participar en el mercado a cambio de un precio por el aprovechamiento de la infraestructura, precios estipulados a través de cánones y peajes. Como singularidad, además de peajes a gasoductos y regasificadoras, en España también este derecho concierne a los almacenes subterráneos.

Existe un proceso para poder acceder a las instalaciones gasísticas en España que se basa en los siguientes puntos:

- El deber de solicitar un permiso a la red en forma de petición formal autorizada por el Gestor Técnico del Sistema, pudiendo ser rechazado si no se alcanza la capacidad exigida.
- La firma de contratos para acceder a las instalaciones con los propietarios de éstas y si fuera un depósito subterráneo, ésta figura sería el Gestor Técnico del Sistema).
- Pago de peajes y cánones.

La reforma energética que impulsó el Gobierno en 2012 a través del Real Decreto-Ley 13/2012, canceló el alzamiento de plantas de regasificación así como gasoductos hasta que fuera naturalmente necesaria su construcción por fuerza de demanda.

Junto con esta legislación se modificaron los precios de los peajes de acceso aumentándolos un 5% así como la vida útil de los almacenes naturales subterráneos de 10 a 20 años.

Por último en este paquete de medidas se incluía la modificación de la retribución de los almacenes subsuelo por la actualización de su coeficiente a un 2.5% del valor de la inversión en infraestructuras así como gas colchón y se canceló el IPH (factor de eficiencia) para las actividades bajo regulación de transporte y distribución.

En Europa, concretamente en los 90, se produjeron importantes avances para la liberalización de varios sectores de la economía que habían estado sujetos a monopolios naturales, por sus condiciones de explotación o bien por la permisividad de monopolios legales.

El MIBGAS (Mercado Ibérico de Gas Natural), fue creado en 2007 por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España y el Ministerio de Economía e Innovación de Portugal. Entonces, se firmó el “Plan para compatibilizar la regulación del sector energético entre España y Portugal”.

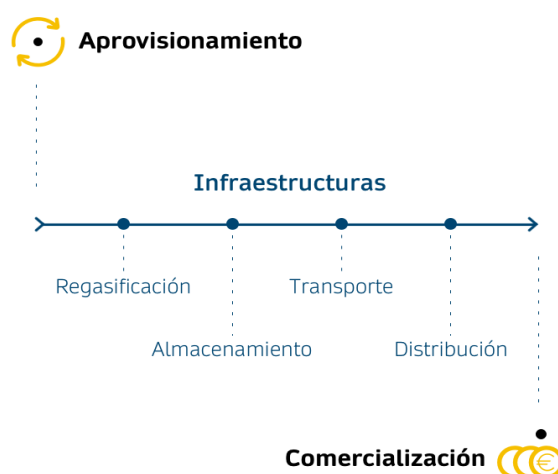
El hecho de unificar ambos mercados gasistas en uno sólo podría mejorar la seguridad y la integración de los mismos, así como una mejor coordinación.

También se refuerza el nivel de competencia y la manera de racionalizar el sector en ambos países.

Estas son las bases que se han asentado en los últimos años, más adelante en el punto 5 “ACTUALIDAD Y CONSECUENCIAS EN EL MERCADO DE GAS”, se muestran variaciones legislativas, Decretos-Ley y demás instrumentos legales que han surgido en la actualidad entre la pandemia y el conflicto en Ucrania.

### 3.APROVISIONAMIENTO Y COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL

Figura 3.1 Esquema del aprovisionamiento y comercialización del gas.



Fuente: Nedgia

El aprovisionamiento consiste en la adquisición de gas natural de origen. En la actualidad, en España se compra a Argelia (40,7%), Nigeria (15,5%), Qatar (13,3%) y Noruega (9,3%). El 21,3% restante viene de orígenes muy diversos como Rusia, Venezuela, EEUU...

Una vez adquirido, el gas se puede transportar de dos maneras; en estado gaseoso mediante gasoductos subterráneos o en estado líquido utilizando barcos metaneros.

Para transportarlo de esta última manera el gas se somete a un proceso de enfriamiento hasta alcanzar los 160 grados bajo cero volviéndose líquido y reduciendo hasta 600 veces su volumen para facilitar su transporte.

### 3.1 EXTRACCIÓN Y PRODUCCIÓN

Para comprender este punto, se habla de “La cadena de valor del gas natural” que es la siguiente:

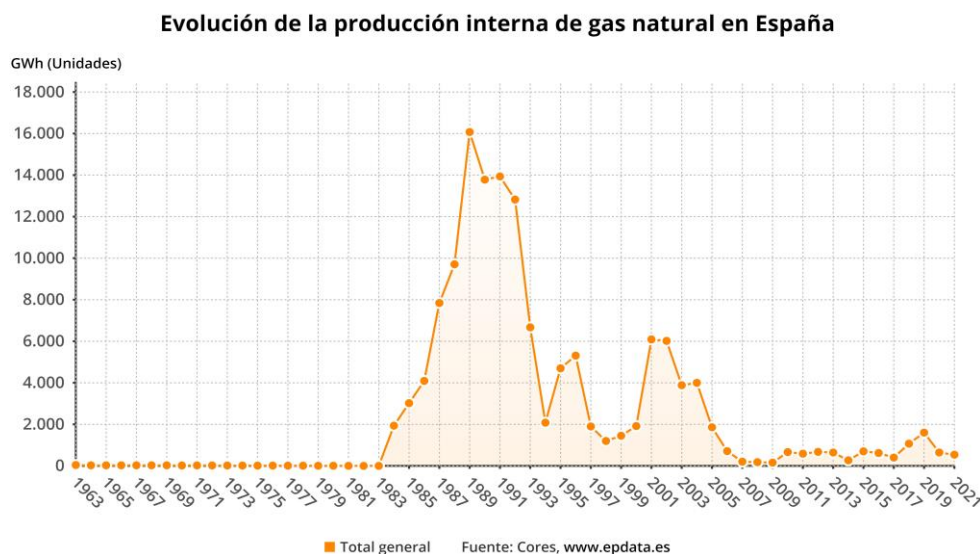
- Extracción con tratamiento del gas procedente de los yacimientos.
- Licuefacción y transporte ya en estado líquido GNL (Gas Natural Licuado).
- Llegado a destino se vuelve a pasar a estado gaseoso (regasificación) para transportarlo por gasoducto al consumidor final.

En cuanto a extracción, en la actualidad se extrae una cantidad anecdótica de gas de yacimientos nacionales, siendo la práctica totalidad proveniente del yacimiento de Viura (La Rioja), suponiendo un 0,34% del gas total consumido.

Si bien es cierto que como muestra la siguiente gráfica, en los años 80 y 90, el yacimiento de La Gaviota (Cantabria) incrementó notablemente la producción de gas. Dicho yacimiento en la actualidad es utilizado como depósito natural de gas.

Por otro lado, en cuanto a producción se refiere, España produce alrededor del 55% de gas que consume con GNL mediante las plantas de regasificación distribuidas por el territorio nacional (en la actualidad se cuenta con 7).

Figura 3.1.1



Fuente: Epdata, Cores

### 3.2 ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE

Con el último shock de demanda de gas en la economía española (2008-2016), se lanzó el último plan de expansión para infraestructuras gasísticas de almacenamiento y transporte aprobado por el llamado entonces “Ministerio de Industria, Turismo y Comercio”, aquel dossier se denominó “Planificación de los sectores de electricidad y gas natural”.

Este plan deja actualizado el mapa de infraestructuras gasísticas en España que se expone en la siguiente figura. Refuerzos como la planta regasificadora de El Musel en Asturias o la ampliación de la capacidad del gasoducto en Larrau, frontera con Francia.

Así como la ampliación de almacenes de gas (Yela, Serrablo) y la puesta en marcha del gasoducto marítimo Medgaz.

Figura 3.2.1 Infraestructura de la red gasística española.



Fuente: Sedigas, “El gas en España”

Uno de los hechos que marcan la construcción de infraestructura para el almacenaje del gas natural en España, es su fuerte dependencia del exterior para el aprovisionamiento del mismo, además de los bruscos cambios estacionales en el consumo de gas natural debido al uso industrial y el uso para calefacciones en invierno.

Por eso el almacenaje es un eslabón crucial en la cadena de valor; el tipo de almacenamiento más barato y menos agresivo con el medioambiente es el aprovechamiento de antiguos yacimientos a modo de almacenes subterráneos naturales.

El sistema gasista nacional cuenta con 4 almacenes subterráneos naturales (antiguos yacimientos de Serrablo, Gaviota, Marismas y Yela)

Otra manera de almacenar gas natural es hacer acopio del mismo en forma de GNL en los depósitos de las plantas regasificadoras. En el caso español, es muy elevada la cantidad de gas almacenada de esta manera en relación con otros países debido a la existencia de 7 plantas que almacenan y procesan para su distribución.

Con todo, la capacidad de almacenamiento de gas en España es de 34,25 TWh, situándose como el séptimo país de Europa en capacidad de almacenamiento. En la actualidad el nivel de llenado de los almacenes se encuentra al 73,06%, lo que indica unos 45 días de consumo con 0 entradas de gas en el país.

Por otro lado, en cuanto al transporte de gas natural se refiere, se estudian dos métodos principales de transporte y las diferencias que presentan.

La distancia entre el origen y el destino del gas, es el principal factor para utilizar un método de transporte u otro. De manera originaria, el sistema más económico de transportar el gas ha sido por gasoducto desde los lugares cercanos a destino.

A efectos reales esa ventaja sólo la disfrutaban países con proveedores fronterizos o cercanos (como es el ejemplo de Alemania con los Nordstream I y II), o incluso España con los gasoductos que nos abastecen desde África (Marruecos y Argelia).

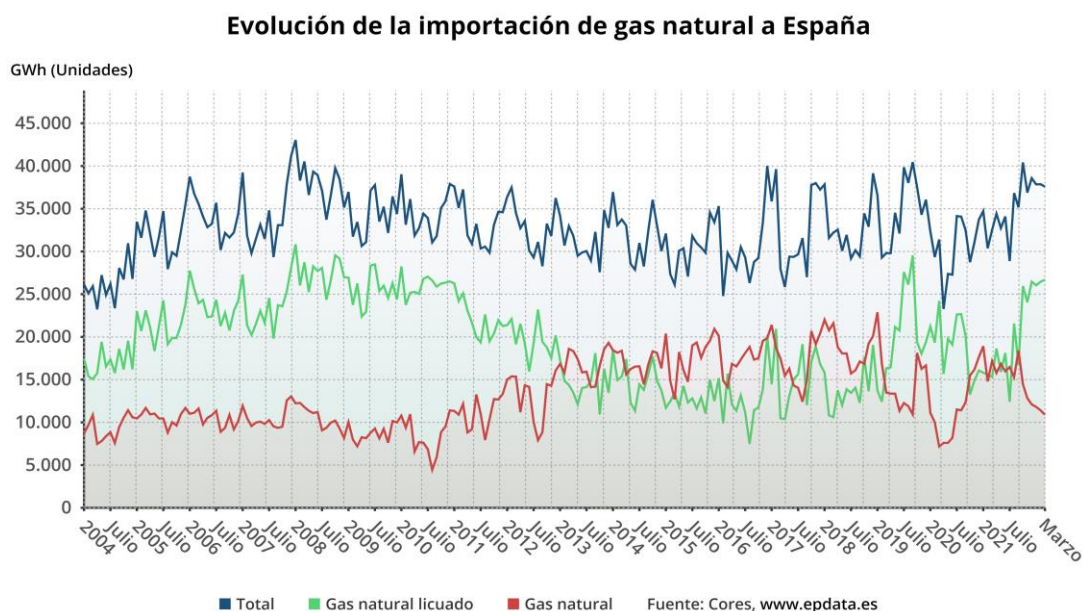
En situación normal, es la opción más rápida, eficiente y económica de importar gas, pero en la actualidad dados los diferentes acontecimientos, y gracias a los avances tecnológicos, está demostrado que el transporte de GNL en buques metaneros hacia plantas de regasificación, es un método eficiente, estratégico y significativamente más económico con el paso del tiempo y los avances.

El principal inconveniente del gasoducto es que no tiene ningún tipo de versatilidad frente a imprevistos (como está sucediendo en el corte de suministro en Alemania).

Por otro lado, el transporte de GNL, permite importar desde cualquier país productor e incluso producir en distintos puntos del territorio nacional. De esta manera, aunque el transporte es caro, permite cierta flexibilidad en el mercado para escoger proveedor al mejor precio.

Además, gracias a los avances tecnológicos, un buque metanero en la actualidad puede transportar casi 4 veces más GNL que hace tan sólo 10 años, sumado a las mejoras en seguridad y eficiencia de las plantas regasificadoras, hacen que el GNL a día de hoy sea el método de transporte hacia el que se inclina la balanza de las importaciones de gas en España, más si cabe después del corte de suministro por parte de Argelia vía gasoducto. En el siguiente gráfico se muestra la tendencia en España hacia la importación de gas GNL en detrimento de gas natural vía gasoducto.

Figura3.2.2



Fuente: Epdata, Cores

En este aspecto, España es un país privilegiado dentro de Europa ya que dispone de una de las mejores infraestructuras gasísticas para el transporte de gas con margen para cambiar de proveedor y hacer frente a los shocks de oferta que se dan en la actualidad.

En cifras, las 7 plantas regasificadoras de España frente a las 22 que hay en Europa, suponen un 35% de la capacidad de almacenaje de GNL.

Intrafronteras, existe una red de transporte compuesta por la red de transporte primario y secundario, su denominación depende de la presión a la que circule el gas.

La red primaria soporta una presión funcional de entre 16 y 60 bares, y la red secundaria funciona por encima de los 60 bares.

Dentro del transporte se incluye de la distribución, es el último paso antes de llegar al consumidor final, la red de distribución española cuenta con gasoductos que operan a una presión por debajo de 16 bares, están diseñadas de forma ramal, de tal manera que las redes primaria y secundaria se ramifican para llegar a múltiples puntos. Las distribuidoras son las propietarias de las instalaciones y encargadas de su mantenimiento, construcción.

Permiten el acceso a terceros (comercializadoras y clientes autorizados) a las redes previo pago de precios y peajes establecidos.

#### 4.COMERCIO DENTRO Y FUERA DE LAS FRONTERAS

##### 4.1 MERCADO NACIONAL

En el mercado interior de gas natural se abarcan todas las operaciones cuya finalidad son dar suministro energético a los consumidores finales de gas. Dicha actividad es llevada a cabo por las empresas comercializadoras en un mercado competente.

Para que el consumidor reciba gas, las empresas que lo comercializan utilizan las redes de transporte y las distribuidoras, mediante contratos y pago peajes o tasas de acceso.

En el mercado libre, todas las comercializadoras hacen una previsión de consumo de sus clientes (industria, pequeño comercio, hogares y centrales eléctricas entre otros) y así hacen una planificación para adquirir energía.



En España, desde que se liberalizó el mercado, las grandes empresas energéticas tradicionales (Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP y Repsol) han ido perdiendo cuota de mercado, tal es así, que en la actualidad alrededor del 40% de la cuota de mercado la obtienen pequeñas empresas independientes.

Ésta nueva competencia junto con los efectos del COVID, hicieron que en el último año la facturación por comercialización haya descendido un 12%.

Para comentar el mercado nacional de gas es imprescindible conocer el Suministro de Último recurso: Se trata de un modo de suministro para determinadas identidades a quienes las normativas europeas conciben como merecedoras de servicio universal.

La directiva 2004.67 CE, establece que los Países miembro tienen que asegurar a los clientes domésticos y pequeñas empresas, un derecho a suministro de gas con un mínimo de calidad y unos precios razonables. En esta misma normativa se expone la opción de determinar una empresa encargada del SUR (Suministro Último Recurso).

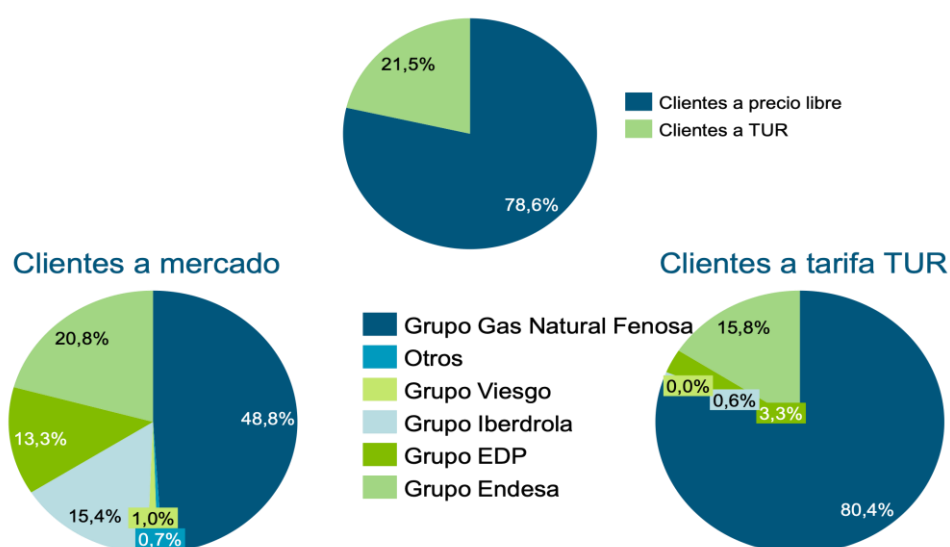
En España, éste conjunto de consumidores está restringido a todo aquel con presión inferior a 4 bares con un consumo anual inferior a 50 TWh. Dicho suministro estará sujeto a la TUR (Tarifa de Último Recurso), y se ofrecerá por la empresa encargada en cada período denominada CUR (Comercializadora de Último Recurso).

Estas CUR se designan por la administración y asumen la obligación de suministrar regidos por la TUR. Siempre son empresas derivadas de las grandes tradicionales (Endesa Energía XXI, Gas Natural SUR, EDP CUR, e Iberdrola).

En la siguiente gráfica se puede observar la proporción de clientes minoristas que se acogen a la tarifa TUR, así como las empresas encargadas de abastecer éste tipo de tarifa.

Prácticamente la mitad de clientes en mercado de competencia y aproximadamente el 80% de clientes acogidos a la TUR, son clientes de empresas del Grupo Gas Natural Fenosa.

Figura 4.1.1 Estructura del mercado



Fuente: “Informe minorista del mercado de gas 2017” CNMC

## 4.2 MERCADO INTERNACIONAL

Para estudiar el mercado internacional es necesario comprender el funcionamiento de los hubs. Éste concepto hace referencia a una localización bien sea física o virtual, donde un conglomerado de agentes (transporte, accionistas, consumidores) intercambian productos y los servicios derivados del mercado de gas y sus transacciones.

Su finalidad es acomodar servicios logísticos, en mercado y financieros necesarios para realizar las operaciones con gas, convirtiéndose así en una referencia para los mercados internacionales.

**HUB FÍSICO:** Es un lugar físico donde se interconectan varios gasoductos pudiendo hacerse trasvases entre unos y otros. Intervienen también en estos hubs las instalaciones de tratamiento y almacenamiento de gas, no sólo de transporte. El ejemplo más claro es el hub de Zeebrugge, en Bélgica.

HUB VIRTUAL: En este caso son zonas de balance y funcionan independientemente de los físicos, si bien es cierto que en determinados momentos utilicen a los hubs físicos para aumentar el volumen de servicios. En este caso se tratan acuerdos de transporte desde origen hasta destino, es un mercado en que todos los agentes (transportistas, traders...) se ponen de acuerdo para comprar y vender derechos, capacidad de transporte y gas.

El mejor ejemplo para este tipo de hubs es en NBP (National Balancing Point) en el Reino Unido.

De la misma manera que sucede en los mercados de productos financieros, estos mercados se diferencian en los OTCs y los mercados Organizados.

La diferencia radica en que, los mercados OTC (Over the Counter), son mercados no regulados, bilaterales, en el que dos partes se ponen de acuerdo para negociar un precio. En estos mercados no existe un índice de precios, pero determinadas agencias publican datos que se usan a modo de asesoramiento.

Por otro lado, se encuentran los mercados organizados, son mercados anónimos en los que existe una regulación para normalizar los contratos y la manera en que los agentes cierran las operaciones.

En la siguiente tabla se muestran los diferentes hubs en Europa, en el que la gran mayoría son virtuales.

Figura 4.2.1 Hubs en Europa

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
Iberian Gas Hub	Virtual	España/Portugal	2015	MIBGAS

Fuente: Manual del gas

En Europa, los mercados más importantes son Alemania, Reino Unido, Holanda, Bélgica y Francia, siendo así porque en estos países el consumo es mucho más elevado,

A nivel nacional, nuestro mercado se encuentra aún en vías de desarrollo comparado con estos últimos, pero es cierto que, regidos por la normativa europea, cada vez se asemeja más a los mercados clásicos, con cierta transparencia en los precios y apoyo a la libre competencia.

## 5. ACTUALIDAD Y CONSECUENCIAS EN EL MERCADO DEL GAS

Después de contextualizar y obtener una base de conocimiento, se puede comprender que es lo que está sucediendo en los mercados. En este apartado se va a mostrar cuál es la situación y qué ha ocurrido para que se den esta serie de circunstancias.

Han sido 3 años repletos de sucesos, partiendo de la situación de pandemia mundial, y a comienzos de 2022 el conflicto en Ucrania, con Rusia como protagonista, y poseedora de gran parte del volumen en el mercado de gas europeo.

### 5.1 SITUACIÓN DE LOS PRECIOS INTERNACIONALES DEL GAS

En la actualidad, España importa gas desde 16 naciones y el precio al que lo hace se ha cuadruplicado respecto al año anterior.

Nuestras importaciones de gas a nivel nacional en 2021 costaron un 347% más respecto al ejercicio anterior, en diciembre de 2020 pagábamos unos 13 euros/MWh y en el mismo mes un año después (2021), el precio fue de unos 58 euros/MWh.

La CNMC publicó durante todo el año el boletín informativo del mercado mayorista de gas, indicando que la subida de precios marcó la evolución del mercado mayorista de gas en todo 2021.

En el mercado internacional experimentaron una subida similar, que vino impulsada por una recuperación económica tras la crisis del COVID, que reforzó la demanda de hidrocarburos. En España, esta subida fue más acusada ya que, nuestras importaciones de gas son más de la mitad en forma de GNL, comercio que sufrió una subida de precios más acusada ya que el mercado internacional de GNL se ha visto en auge principalmente en países de Asia y Europa por su capacidad estratégica de selección de proveedor.

Esto significa que el mercado post-COVID sufrió un doble shock de oferta y demanda casi al mismo tiempo generando esta enorme subida de los precios.

En primer lugar, tuvo cabida el shock de oferta, con el COVID las necesidades eran infinitamente más pequeñas y se dejó de extraer y producir gas en gran medida.

Posteriormente, con el intento de una rápida recuperación a nivel global, el shock de demanda disparaba una demanda contra una oferta que, si ya se veía reducida, ahora no era capaz de afrontar estos requerimientos energéticos; dando lugar a que se cuadruplicaran los precios en algo menos de un año.

A esto se suma que Rusia, principal proveedor de Europa, comenzó a ver el escenario de un corte paulatino de suministro de gas y a principios de 2021 comenzó a limitar la entrada de gas ruso en las cantidades contratadas a largo plazo.

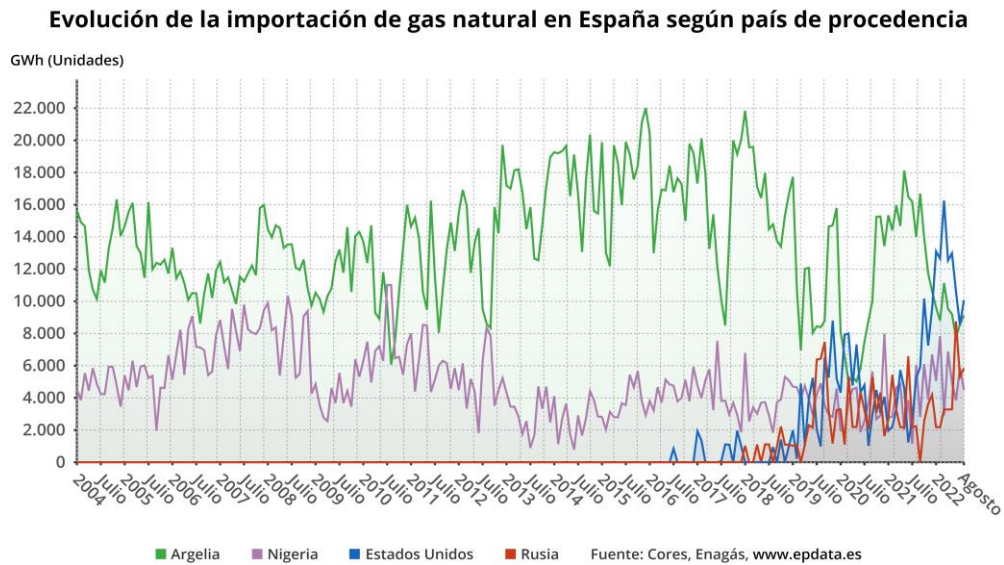
Como hecho declarador de intenciones, paralizó vertiginosamente la certificación y puesta en funcionamiento del gasoducto Nordstream II. (A día de hoy y con fecha de Agosto/2022, Rusia paralizó el flujo del Nordstream I por “labores de mantenimiento” y todavía no se ha reanudado el flujo ni hay previsión a corto plazo de que así suceda).

De esta situación uno de los principales beneficiados ha sido Estados Unidos, en 2021 la producción mundial de GNL (tipo de comercio en auge por motivos anteriormente citados) ha aumentado un 5%, concretamente EEUU, ha visto incrementada su producción de GNL en un 50%, situándose como tercer productor mundial de GNL tras Australia y Catar. En nuestro caso, ya un 37% de los buques metaneros que llegan a nuestras costas, proceden de EEUU.

Como hemos mencionado, el incremento de esta producción, fue enfocado principalmente a Asia, creciendo las importaciones de GNL principalmente de Corea (15%), y China (18%) superando por primera vez a Japón como primer importador de GNL del mundo.

En la siguiente gráfica se justifica todo lo comentado anteriormente, hace unos meses o pocos años hubiera sido impensable creer que llegaría más gas en forma de GNL desde EEUU, que vía gasoducto desde Argelia, pues en Enero de 2022 EEUU superó en volumen a Argelia, hecho sin precedentes.

Figura 5.1.1



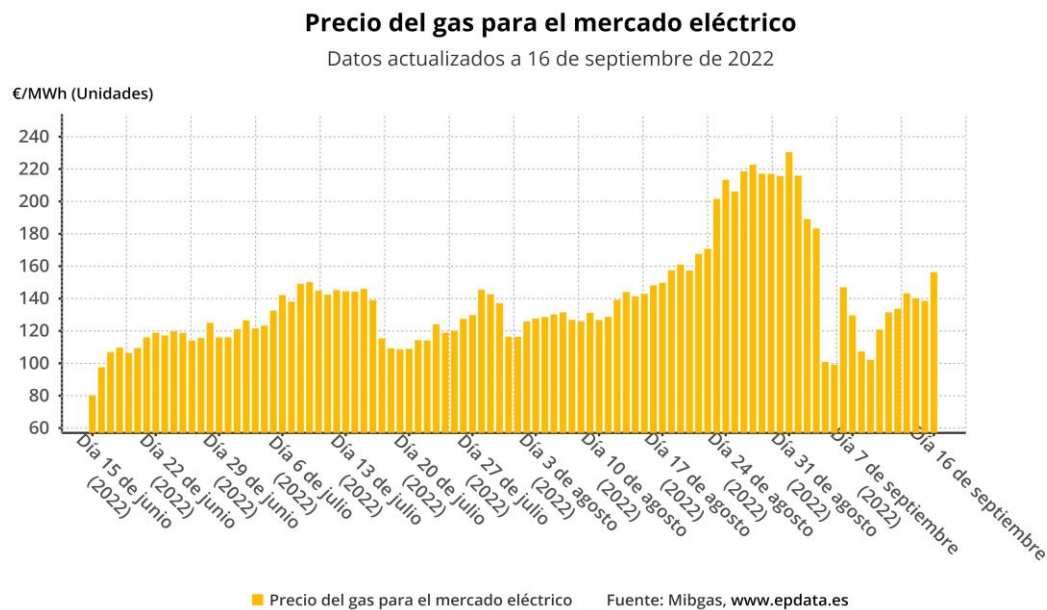
Fuente: Epdata, Enagás

## 5.2 HECHOS QUE HAN MARCADO EL MERCADO DE GAS EN ESPAÑA

En el contexto de la escalada en el precio de la luz, el 16/09/2021 entraba en vigor el Real Decreto-Ley para disminuir el precio de la factura y que forzará a las empresas a devolver una parte de los beneficios extras obtenidos al repercutir una porción de los costes de generación de electricidad por la subida del gas.

En la siguiente gráfica se muestra la evolución de los precios del gas en España y la repercusión del Real Decreto-Ley en el mismo.

Figura 5.2.1



Fuente: Mibgas, Epdata

(EXTRACTOS DEL BOE DESDE CRISIS DEL COVID HASTA 2022 PRINCIPIOS, CONFLICTO UCRANIA)

A continuación, se recoge una síntesis de la publicación con mayores efectos que realizó el BOE a día 29/09/2021 con entrada en vigor el 01/10/2021:

“La propuesta de orden fue objeto de informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aprobado por su Pleno el 28 de julio de 2021, para cuya elaboración se han tenido en cuenta las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos. El Consejo Consultivo de Hidrocarburos sigue ejerciendo sus funciones hasta la constitución del Consejo Consultivo de Energía de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.”



Mediante Acuerdo a 24 de septiembre de 2021, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado a la Vicepresidenta Tercera del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a dictar la orden.”

En el Artículo 1 se establece el rango temporal de vigor para la publicación con todas sus modificaciones, previsiblemente hasta el 30/09/2022.

Además, en el Artículo 2 se encuentran varios puntos referentes al sistema gasista.

Varían, en función del consumo, los cargos de aplicación anual a los puntos de suministro conectados a las redes de transporte y distribución, además del GNL cargado en cisternas.

Figura 5.2.2

<b>Inductor de coste</b>	<b>% reparto</b>	<b>Reparto cargos (€)</b>
Por puntos de suministro.	14,46	3.883.131,06
Por capacidad contratada.	85,54	22.971.163,97
Total.	100,00	26.854.295,04

Fuente: BOE

En la tabla anterior se muestra el reparto de cargos en euros, de los cuales un 85% proceden del volumen contratado y tan sólo un 15 % de los puntos de suministro.

Para entender los tipos impositivos en los peajes del gas, se observa en la siguiente tabla que seguiría el modelo de los tramos de imposición fiscal para la renta, es decir, cuanto mayor el tamaño de volumen consumido, mayores son los peajes a pagar. Esto se debe a que, dejando de lado unos valores básicos, todo valor de consumo por encima está destinado a algún tipo de función generadora de valor (industria, energía, alimentación...) además de unos altos niveles de contaminación.

Figura 5.2.3

<b>Peaje</b>	<b>Tamaño (KWh)</b>	<b>Puntos de suministro</b>	<b>Capacidad contratada equivalente (KWh/día)</b>	<b>Consumo (MWh/año)</b>
RL.1	$C \leq 5.000.$	4.629.443	70.229.289	11.017.247
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000.$	2.901.587	151.981.963	21.111.600
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000.$	409.718	55.346.419	7.679.529
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000.$	58.877	45.718.251	7.820.494
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000.$	21.650	80.294.325	13.816.622
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000.$	2.289	32.604.033	6.041.472
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000.$	999	50.460.263	8.904.948
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000.$	669	89.950.723	1.637.377
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000.$	287	104.945.117	25.867.870
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000.$	165	164.502.197	47.742.826
RL.11	$C > 500.000.000.$	98	599.640.207	168.655.454
P. Satélites unicliente.			48.740.007	13.225.494
Total.		8.025.782	1.494.412.794	350.520.933

Fuente: BOE

En el artículo 3, Se exponen los cambios en la retribución a la actividad de almacenamiento subterráneo.

Figura 5.2.4

[Euros]	Total oct. 21- sept. 22	Total a incluir 2021	Total
Enagas Transporte, SAU.	79.399.014,06	0,00	79.399.014,06
Naturgy Almacenamiento Andalucía, SA.	8.048.661,83	– 5.708,58	8.042.953,25
Total almacenamientos.	87.447.675,89	– 5.708,58	87.441.967,31

Fuente: BOE

En el anexo la tabla anterior muestra las retribuciones para las empresas operadoras de los almacenes subterráneos a fecha del boletín pero con carácter retroactivo, curiosamente se acuerda a mediados de año que se aumente la retribución sobre la ya pactada para los años 2021 y 2022.

El artículo 4 dispone el mantenimiento de los cánones aplicables al acceso de terceros a los almacenamientos subterráneos básicos conforme a la metodología en el Real Decreto 1184/2020, que son los siguientes.

Canon de almacenamiento: 0,003114 €/ (KWh/día)/año.

Canon de inyección: 0,081094 €/ (KWh/día)/año.

Canon de extracción: 0,075563 €/ (KWh/día)/año.

En la disposición adicional primera se determina que la retribución anual por la actividad de suministro (RAS) se calcula con la siguiente fórmula: “RAS = CS<sub><4</sub> × KWh<sub><4</sub> + CS<sub>>4</sub> × KWh<sub>>4</sub>”

Donde los CS son los coeficientes a aplicar en función de la presión de suministro (más o menos de 4 bares), ponderados por el consumo;  $CS < 4 = 0,00253742$  y  $CS > 4 = 0,00036017$ .

Se observa que es mucho mayor la retribución para el suministro de menor presión (doméstico) que para el de mayor presión (industrial), hecho que tiene sentido por los notablemente mayores costes de distribución a menor escala.

Además, como incentivo a una eficiente gestión de compras, la empresa distribuidora que suministre gases manufacturados en los territorios insulares, tendrá derecho al 50 % de la diferencia entre el coste de adquisición calculado por aplicación del precio máximo de venta de GLP a granel a empresas distribuidoras de gases licuados del petróleo por canalización y el coste real. Este incentivo se calculará sin incluir impuestos, a partir de los datos reales auditados y se incluirá en la retribución del año siguiente.

El resto de disposiciones adicionales recogen diferentes tipos de retribuciones para casos particulares de poca importancia económica o el caso de las Islas Canarias.

Además, con la llegada del conflicto entre Ucrania y Rusia, a principios de 2022, se aprueba una línea de ayudas directas a la industria intensiva en consumo de gas, correspondientes a 2022, para paliar el efecto perjudicial del incremento del coste del gas ocasionado por la invasión de Ucrania y las sanciones impuestas a Rusia por su causa. En relación con el cumplimiento de la normativa de ayudas de Estado, esta ayuda se configura de conformidad con el Marco Nacional Temporal aprobado por la Comisión Europea en su Decisión S.A. 102771 (2022/N), en adelante, Marco Nacional Temporal Ucrania. Sobre lo que se comenta que a día de hoy ya se han prorrogado las medidas expuestas.

En el paquete de medidas de 2021, el foco se centraba en las empresas suministradoras a las cuales se les daba facilidades o abaratamiento de impuestos o precios de mantenimiento con objetivo de trasladar estas comodidades al consumidor final, empresas o unidades domésticas.

En este último paquete de medidas (2022) las ayudas se centran en las empresas de los diferentes sectores no energéticos como cita el propio BOE, “Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania. Esta norma tenía como objetivos básicos la bajada de los precios de la energía para todos los ciudadanos y empresas, el apoyo a los sectores más afectados y a los colectivos más vulnerables y el refuerzo de la estabilidad de precios. Se trataba de limitar los costes económicos y sociales de la distorsión de naturaleza geopolítica en el precio del gas, atajar de raíz el proceso inflacionista y facilitar la adaptación de la economía a esta situación de naturaleza temporal”.

Es evidente que, tras el COVID, el foco de la ayuda eran las grandes empresas comercializadoras y productoras de gas, que habían visto en su mercado un fuerte shock de demanda y se veían fuertemente perjudicadas por la paralización de la economía, con la tranquilidad de que simplemente necesitaban unas ayudas estratégicas para la reactivación de la actividad.

Eran medidas urgentes pero no de la magnitud que se han implantado a raíz del conflicto Ucrania-Rusia.

A raíz de éste último, las medidas van directamente con foco a las unidades domésticas y el grueso de las empresas ya que el potencial problema no son únicamente pérdidas económicas sino graves problemas para la sociedad como falta de suministro o elevación descontrolada de los precios (inflación).

## 6.CONCLUSIONES

En mi opinión, lo que más llama la atención después de investigar el campo del mercado de gas en España, y dada la situación actual, es que nos encontramos en un mercado con mejores expectativas de lo que cabría esperar dentro de Europa.

Por diferentes motivos:

En primer lugar, el hecho de que históricamente hayamos tenido diferentes proveedores y por diferentes vías, hace que no se dependa de ningún país concreto para el suministro de un bien tan vital.

Para continuar, nuestra infraestructura gasística es de las mejores de Europa en cuanto a regasificadoras; tal vez nuestros gasoductos tanto por el norte como por el sur no tienen tanta capacidad como los grandes gasoductos europeos en el Mar del Norte o al este en Rusia o Turquía, pero disponemos de múltiples plantas regasificadoras repartidas por todo el territorio costero, que hacen posible una versatilidad envidiable en cuanto a almacenamiento, producción y recepción de distintos puntos.

Por otro lado, el hecho de haber convertido en almacenes naturales los diferentes yacimientos, nos ha colocado en una posición privilegiada en cuanto a almacenaje de gas.

Además, visto el panorama internacional, a día de hoy EEUU es el mayor exportador de gas en el mundo, y lo hace en su gran mayoría vía GLP.

Unido a que el gas ruso cada vez penetra menos en el mercado europeo, hace que el objetivo de EEUU sea vender gas a través de barcos introduciéndolo por España y al norte de Europa haciendo un efecto pinza que distribuya de manera igualitaria prescindiendo de las entradas orientales; lo que ubica a España como intermediario con una buena posición para cobrar peajes de tránsito.

También, nos encontramos en un mercado MIBGAS, joven respecto a los grandes mercados europeos, pero con altas expectativas de futuro.

Por último, respecto a nuestro marco legal, hemos sufrido muchas modificaciones vía Real Decreto, con múltiples publicaciones en el BOE modificando normas existentes dadas las circunstancias dadas.

Analizando el último apartado, fruto de la pandemia se dieron cambios principalmente enfocados de cara a la oferta, y fruto del conflicto ruso los cambios legales por necesidad han ido directamente a los consumidores finales.

## 7.BIBLIOGRAFÍA

El mercado del gas en España, en gráficos [web]. Epdata, [www.epdata.es/datos/mercado-gas-espana-graficos](http://www.epdata.es/datos/mercado-gas-espana-graficos).

El gas natural [web]. Gobierno de España. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. [energia.gob.es/gas](http://energia.gob.es/gas). P. De la Castellana 160, C.P28046 Madrid, España

Cadena de valor. Gas natural [web] Nedgia. Grupo Naturgy [www.nedgia.es](http://www.nedgia.es)

Informes de comercio exterior. Comercio exterior (COMEX) [web]. Gobierno de España. Ministerio de Industria, Comercio y Turismo [datacomex.comercio.es](http://datacomex.comercio.es)

Volumen de las importaciones de gas natural y GNL a España en 2021, por países de origen. [web]. Statista [es.statista.com](https://es.statista.com)

BOE-A-2021-15777 Orden por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2022 [web]. Gobierno de España. Ministerio de la presidencia, relaciones con las cortes y memoria democrática [www.boe.es](http://www.boe.es)

Esteban, J., 2019. “*Aprovisionamiento de gas: por gasoducto o GNL*” Asociación para un Gas Industrial Competitivo. [www.gasindustrial.es](http://www.gasindustrial.es)

Informes de supervisión del mercado minorista de gas natural por CCAA [web] CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia 2021) [www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)

Energía y sociedad (2017) *Manual de la energía. Gas* . Energía y sociedad.

Stern, J. 2002. Security of European natural gas supplies: the impact of import dependence and liberalization. *Royal institute of international affairs*.

Wood, D. 2008. *Spanish Gas Hub Workshop*, s.l: European federation of energy traders.



ÁNGEL MARIO GONZÁLEZ ZUAZU