



Mayo 2021

El papel del gas fósil en España



FUNDACIÓN
RENOVABLES

GREENPEACE

Este documento ha sido elaborado por el equipo
de **Fundación Renovables** para Greenpeace España.



Índice

El sistema gasista	6
Breve introducción	6
Demanda y consumo de gas	6
Aprovisionamiento	10
Gasoductos	13
Plantas de regasificación	15
Almacenamiento	16
Transporte y distribución	17
Mercado de gas	20
Mercado mayorista	20
Mercado Minorista	21
Centrales de ciclo combinado	23
Escenario futuro	26
Marco normativo	29
Inicios	29
Presente	30
Escenario futuro	34
Empresas clave del sector gasista	36
Enagás	36
Naturgy	38
Endesa	41
Planes estratégicos de las empresas gasistas	43
Enagás	43
Naturgy	45
Endesa	46
Iberdrola	46
Repsol	47

La tapadera del hidrógeno.....	49
Colores del hidrógeno	49
Negro o marrón	49
Gris	49
Azul	49
Turquesa.....	50
Verde	50
Rosa.....	50
Aplicaciones	50
Puntos calientes	51
¿Azul o verde?	51
Estrategia europea del hidrógeno.....	51
Estrategia nacional del hidrógeno y Fondos Europeos	52

Índice de figuras

Figura 1: Energía final por fuente energética y sector, año 2019.....	7
Figura 2: Consumo de gas natural por sector, año 2019.	7
Figura 3: Diagrama Sankey del sector energético español, año 2019.	8
Figura 4: Evolución de la demanda de gas natural por segmento de consumo, años 2006-2019.....	9
Figura 5: Evolución de la demanda nacional de gas natural, en bcm, años 1190-2019.	10
Figura 6: Evolución de la demanda de gas natural en GWh, años 2003-2019.....	10
Figura 7: Porcentaje de diversificación del aprovisionamiento, años 2018 y 2019.	11
Figura 8: Evolución del aprovisionamiento de gas natural, años 1995-2007.	12
Figura 9: Porcentaje de diversificación del aprovisionamiento, año 2019.	12
Figura 10: Evolución de la importación de gas natural y gas natural licuado, años 2005-2019.....	13
Figura 11: Puntos de conexión internacionales de los gasoductos.	14
Figura 12: Procedencia de la importación de gas natural mediante gasoductos, año 2019.....	14
Figura 13: Producciones y capacidades por plantas de regasificación, año 2019.	15
Figura 14: Producciones medias y máximas de las plantas de regasificación, año 2019.	16
Figura 15: Evolución de las existencias almacenadas de gas, años 2004-2020.	17
Figura 16: Red de transporte de gas natural.	18
Figura 17: Evolución de la red de transporte y de distribución de gas natural, años 1985-2018.....	18
Figura 18: Propiedad de los puntos de suministro, año 2019.	19
Figura 19: Propiedad de la red de gas por compañías.....	19
Figura 20: Accionistas de Mibgas.....	20
Figura 21: Volumen mensual negociado (en GWh) en los mercados organizados y en el mercado OTC (MS-ATR y registrados en cámaras).	21
Figura 22: Evolución de las ventas de gas natural en el mercado minorista, años 1999-2019.....	22
Figura 23: Distribución por volumen de ventas por compañía, año 2019.	22
Figura 24: Evolución del número de clientes por comercializadoras, años 2003-2019.	23
Figura 25: Distribución del número de clientes por comercializadora, año 2019.	23
Figura 26: Listado de las centrales útiles de ciclo combinado útil existentes en España en 2020.....	25
Figura 27: Centrales de ciclo combinado en España de 2022 a 2020.	26
Figura 28: Evolución del consumo de gas natural según escenario, en bcm.....	27

Figura 29: Evolución del gas natural en el escenario 2019-2040. Escenario de sostenibilidad frente a políticas gubernamentales actuales.....	27
Figura 30: Mercados europeos por número de barreras identificadas (electricidad, gas y agregadores).	31
Figura 31: Índice de barreras en los mercados de gas.	31
Figura 32: Sobreestimación de la demanda de gas de ENTSOG.	33
Figura 33: Distribución del capital de Enagás por países.....	37
Figura 34: Desempeño económico y eficiencia en costes Enagás.	37
Figura 35: Distribución del Capital de Naturgy.	39
Figura 36: Potencia eléctrica instalada de Naturgy en España, año 2019.	40
Figura 37: Aprovisionamiento de gas natural por empresa.	41
Figura 38: Distribución por volumen de ventas y número de clientes 2019.	41
Figura 39: Esquema proyecto Hydrogen Backbone	44
Figura 40: Proyección del reparto aproximado de participación por energéticas del objetivo nacional de potencia de electrolización para 2030 a fecha de abril de 2021.	54

El sistema gasista

Breve introducción

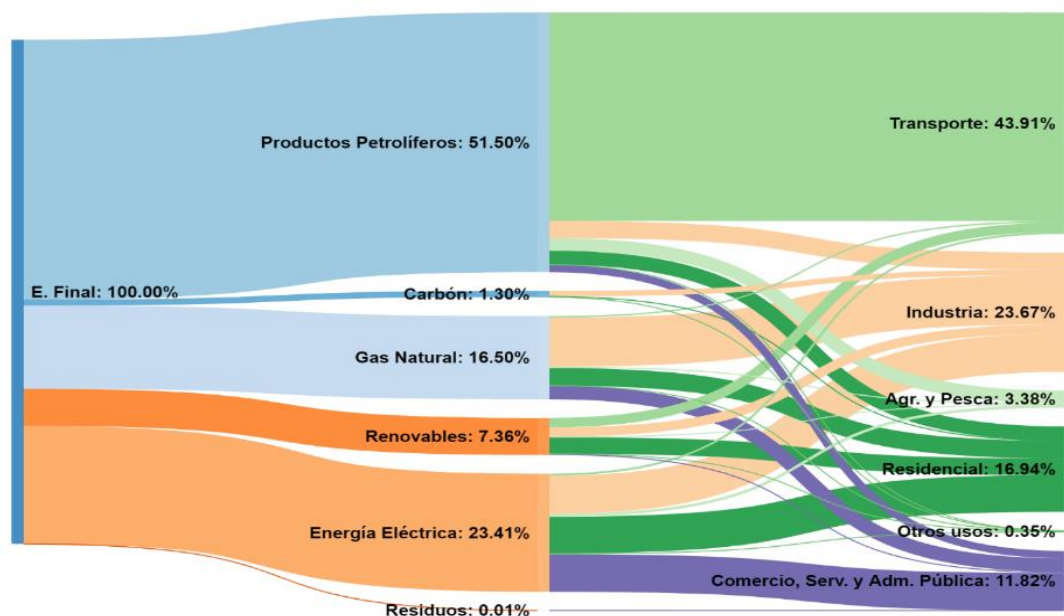
El gas natural se introdujo en España en la década de los 60, cuando la primera planta regasificadora, ubicada en Barcelona, comenzó a importar gas natural licuado (GNL) procedente de Libia para abastecer al área metropolitana.

La crisis de los 80 dificultó el desarrollo de la infraestructura gasística, lo que llevó a firmar, en 1985, el "Protocolo del Gas", con el objetivo de impulsar el sector. En los años posteriores el abastecimiento se realizó a través de la planta de Barcelona y de dos nuevas regasificadoras construidas en Huelva y Cartagena, además de una pequeña producción de los yacimientos de Serrablo (Huesca) y Gaviota (Vizcaya), actualmente agotados y convertidos en instalaciones de almacenamiento subterráneo. En 1993 se inauguró la primera conexión internacional con el sur de Francia, por la que se empieza a importar gas procedente de Noruega. Tres años después, se sumó el gasoducto del Magreb, en Tarifa, por el que se importa gas de Argelia y se firmó, entre la Administración española, las empresas eléctricas y Enagás, el ["Protocolo de Intenciones para el uso del gas natural en la generación de energía eléctrica"](#) con el fin de garantizar el consumo de determinados volúmenes de gas. Por último, en 2011 se puso en funcionamiento el gasoducto Medgaz, que conecta Almería con Argelia.

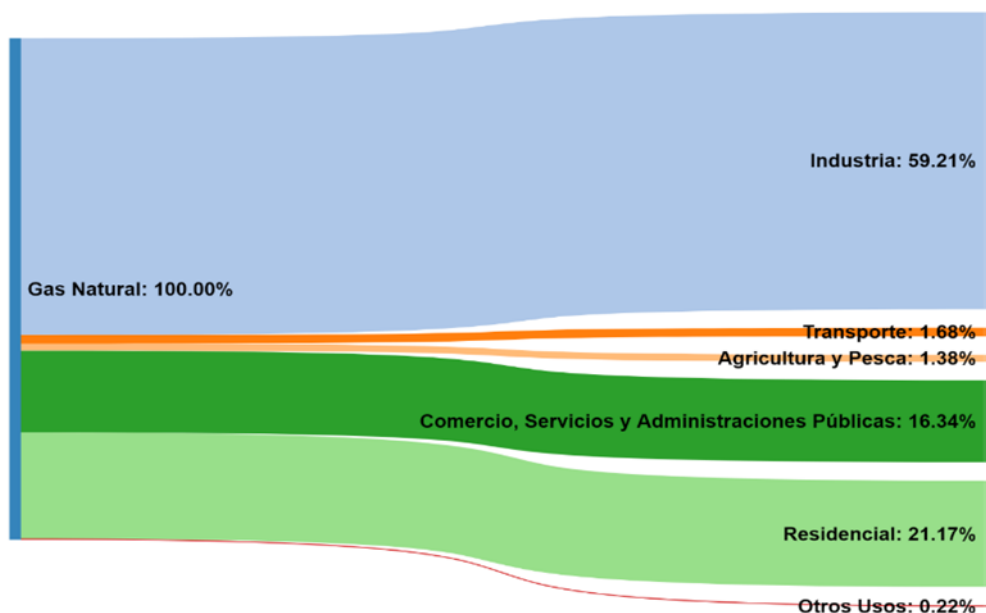
Demanda y consumo de gas

El gas natural es, actualmente, la segunda fuente de energía fósil en España, por detrás de los productos petrolíferos. **En 2019 representó el 16,5% del consumo de energía final ([Figura 1](#)), utilizándose sobre todo en el sector industrial (60%), en el residencial (21%) y en el comercio, los servicios y las administraciones públicas (16%). Se utiliza de forma muy residual en el transporte (>2%) y en la agricultura y pesca (1%) ([Figura 2](#)).**

El diagrama de Sankey ([Figura 3](#)) complementa estas dos figuras. En él se refleja que el 47% corresponde con el consumo de gas natural para la generación de eléctrica y calor.



*Figura 1: Energía final por fuente energética y sector, año 2019.
Fuente: IDAE. Elaboración propia.*



*Figura 2: Consumo de gas natural por sector, año 2019.
Fuente: IDAE. Elaboración propia.*

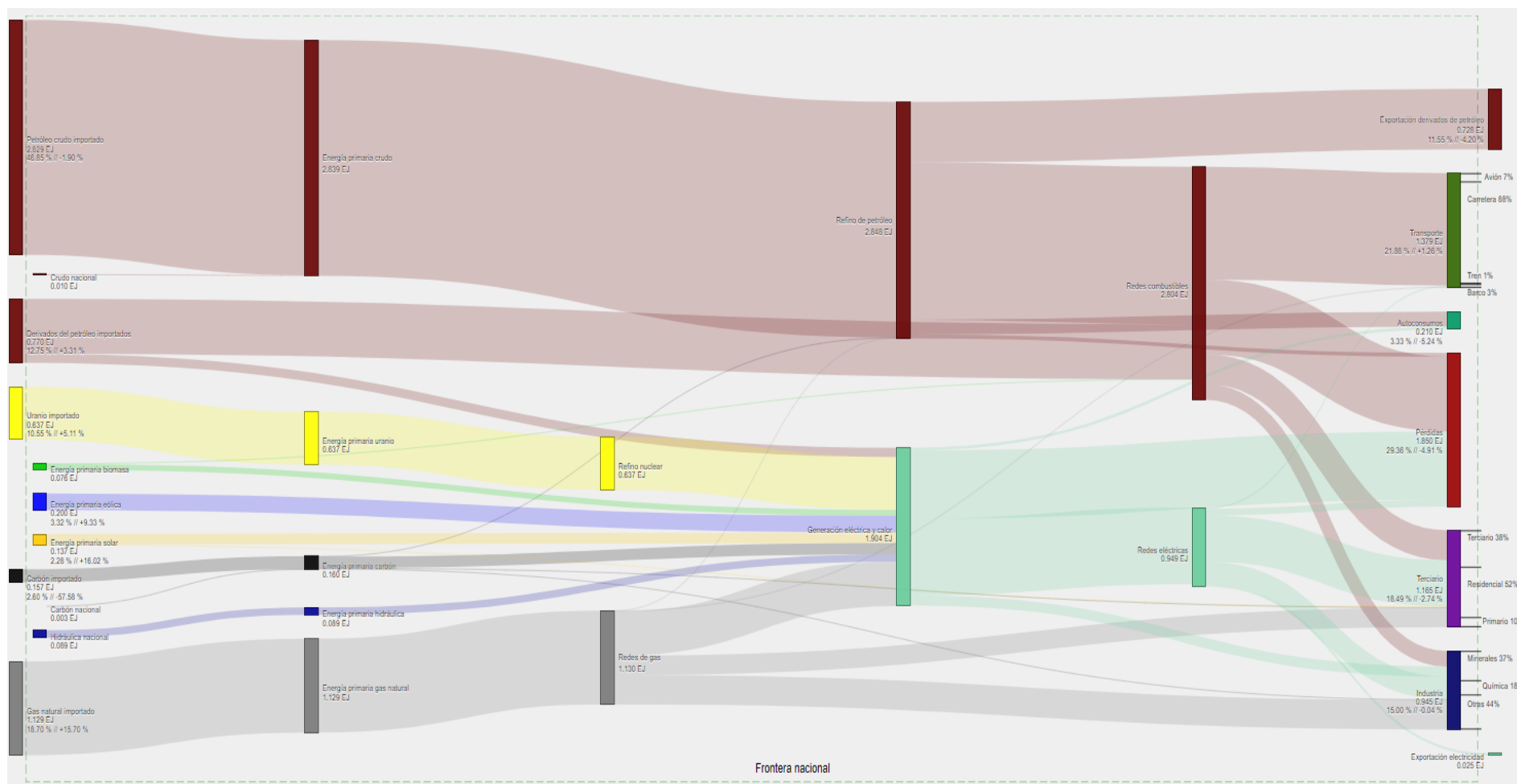


Figura 3: Diagrama Sankey del sector energético español, año 2019.
Fuente: Cátedra BP de energía y sostenibilidad, Comillas ICAI
Para verlo más detalladamente [pinchar aquí](#)

Al analizar el consumo de gas del **sector industrial** vemos que, entre 2007 y 2009, experimentó un descenso marcado por la crisis económica ([Figura 4](#)). A partir de 2012, se produjo otro descenso por la disminución de la cogeneración, debido a los cambios en el sistema retributivo. Desde 2014 y hasta la actualidad ha experimentado un crecimiento constante.

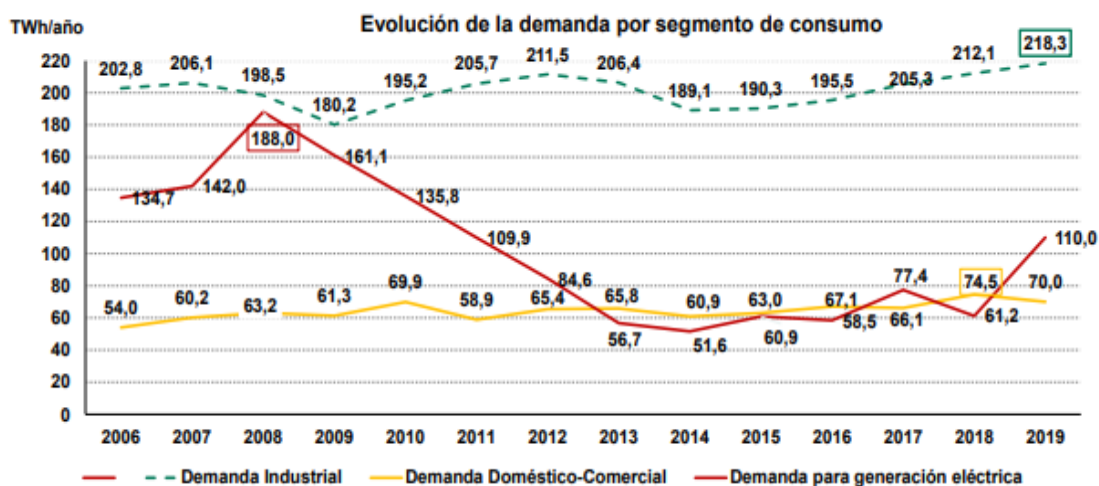


Figura 4: Evolución de la demanda de gas natural por segmento de consumo, años 2006-2019.
Fuente: CNMC.

Por otro lado, el consumo en el **sector doméstico** fluctúa de forma anual, dependiendo de si ha sido un año frío o cálido, aunque se aprecia una leve tendencia de subida debido al aumento del número de puntos de suministro.

En términos generales, el consumo de gas experimentó su **mayor subida entre 2002 y 2008** ([Figura 5](#)), cuando alcanzó su máximo histórico de 449.684 GWh ([Figura 6](#)), debido, principalmente, al aumento de la demanda para generación eléctrica. A partir de ese año, y coincidiendo con los años de la crisis económica, sufre un cambio de tendencia y comienza a descender hasta 2014.

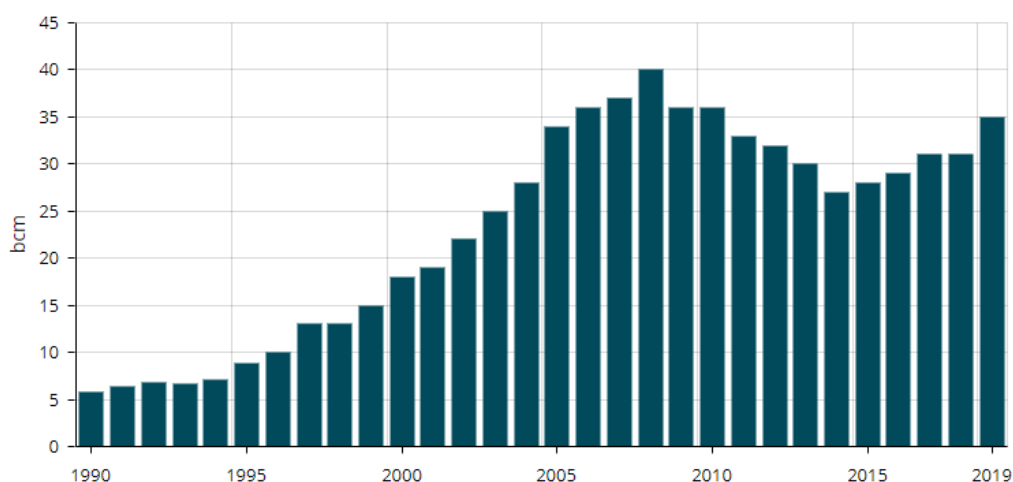


Figura 5: Evolución de la demanda nacional de gas natural, en bcm, años 1990-2019.

Fuente: Enerdata

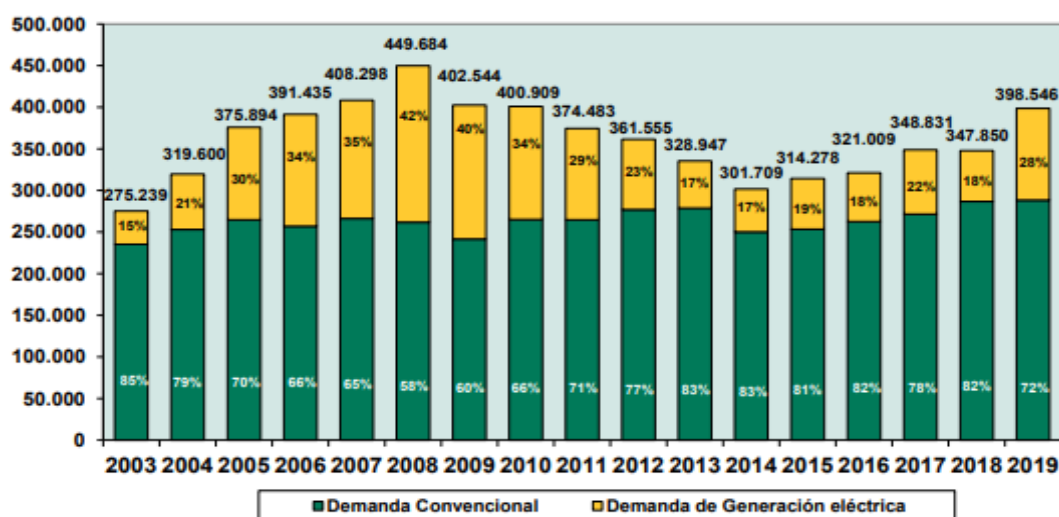


Figura 6: Evolución de la demanda de gas natural en GWh, años 2003-2019.

Fuente: CNMC.

Desde el año 2015 la demanda de gas para la generación eléctrica presenta una mayor inestabilidad debido a que el hueco térmico del sistema eléctrico, es decir, la demanda que queda sin cubrir por las renovables y la nuclear se hace con carbón por su bajo precio. **En 2019 experimenta una gran subida por el cierre de varias centrales de carbón**, llegando casi a doblar la demanda respecto al año anterior (de 64 TWh en 2018 a 110 TWh en 2019) ([Figura 5](#)).

Aprovisionamiento

La producción de gas natural en España es anecdótica. En el año 2020 fue de 643 GWh, lo que no llegó a representar un 0,2% de la demanda del país. El 90% proviene del

yacimiento de Viura, situado en la provincia de La Rioja y controlado principalmente por Naturgy y la italiana ENI y el otro 10% se reparte entre los yacimientos de El Romeral y Poseidón. El yacimiento de El Romeral se encuentra en la provincia de Sevilla y ha sido [adquirido recientemente](#) por [Tarba Energía](#) a la compañía Naturgy. El de Poseidón, situado en aguas del Golfo de Cádiz, es propiedad de Repsol.

El gas se importa del exterior, principalmente de Argelia, Nigeria, Qatar, EEUU y Francia (2019) ([Figura 7,8,9](#)). **El gas importado puede llegar directamente como gas natural, a través de gasoductos, o en forma de GNL, a través de barcos metaneros** ([Figura 10](#)). El GNL es gas natural que ha sido procesado para ser transportado en forma líquida y se usa para compaginar las ofertas y las demandas del gas natural distribuido por gasoductos, reduciendo así el efecto de la estacionalidad de su consumo.



Figura 7: Porcentaje de diversificación del aprovisionamiento, años 2018 y 2019.

Fuente: Enagás

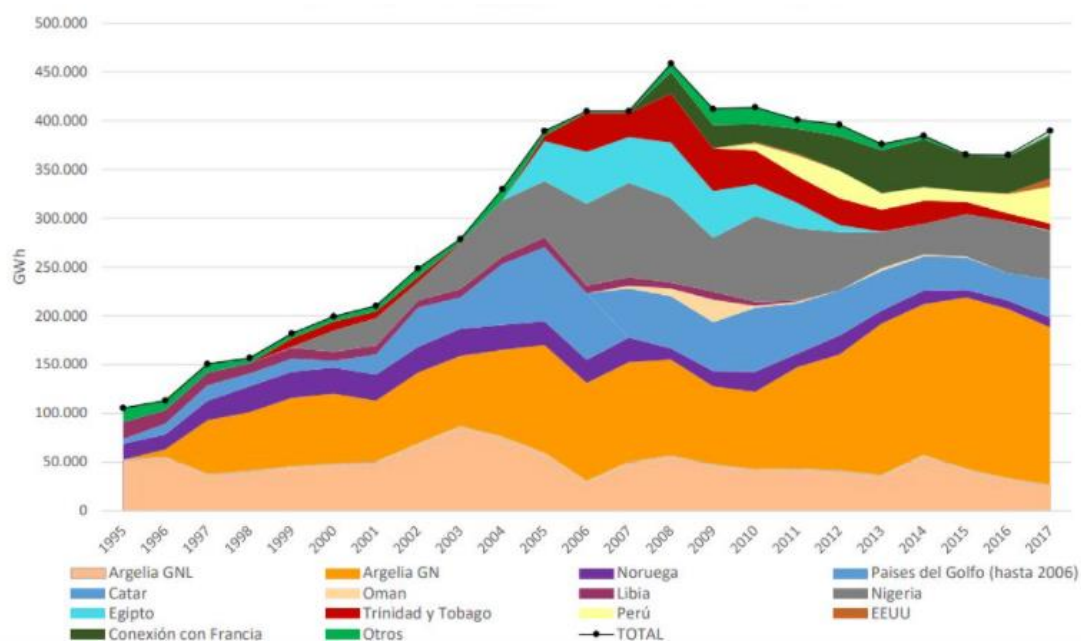


Figura 8: Evolución del aprovisionamiento de gas natural, años 1995-2007.
Fuente: CNMC

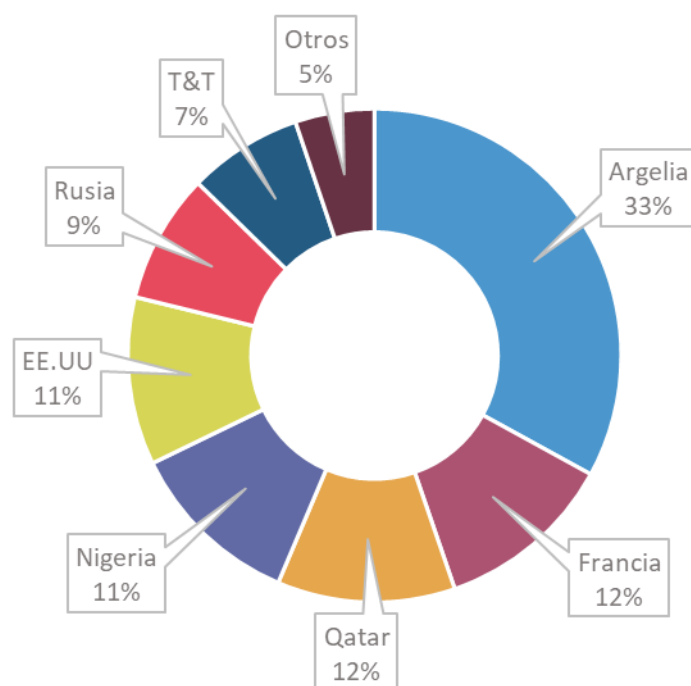


Figura 9: Porcentaje de diversificación del aprovisionamiento, año 2019.
Fuente: Enagás. Elaboración propia.

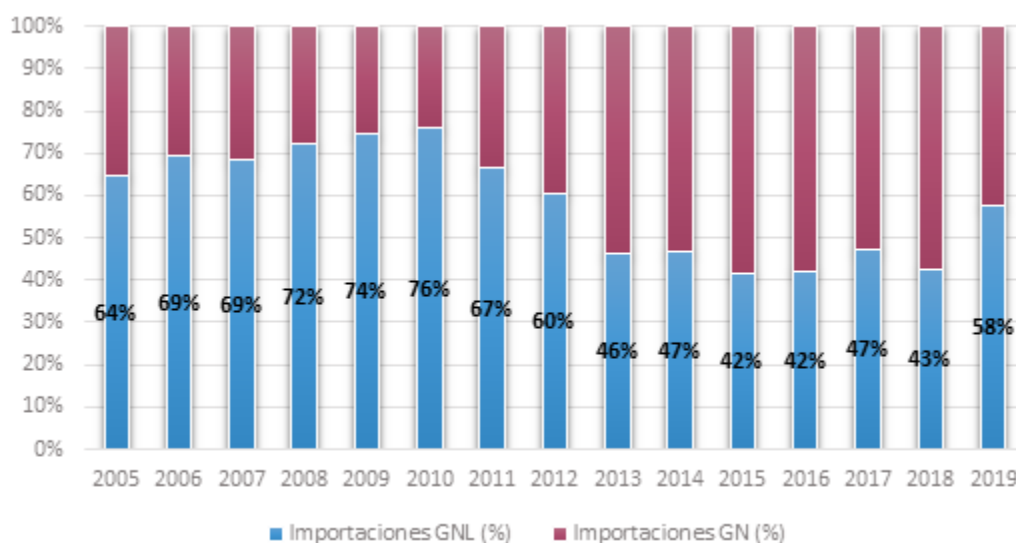


Figura 10: Evolución de la importación de gas natural y gas natural licuado, años 2005-2019.

Fuente: CORES. Elaboración propia.

Europa es el segundo importador mundial de GNL, sólo por detrás de Asia, siendo España el mayor importador en el viejo continente y el sexto a nivel mundial, superado por Japón, China, Corea del Sur, India y Taiwán. Además, España es el país europeo con mayor capacidad de regasificación; de las 22 plantas instaladas en el continente, 7 se encuentran en el territorio español.

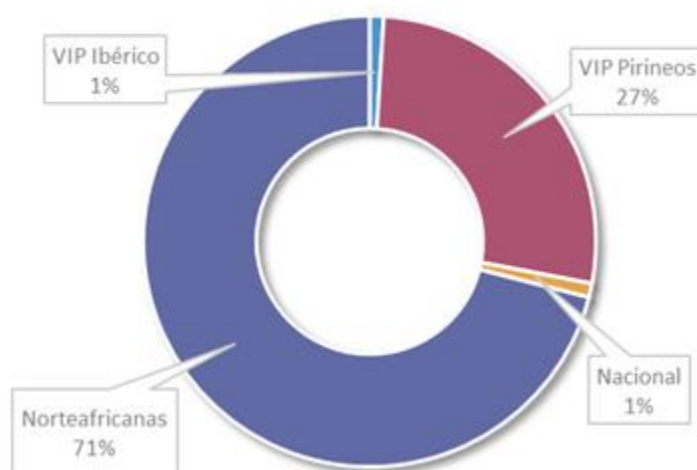
Gasoductos

En España existen seis puntos de conexión internacional mediante gasoductos, dos con África, un por Tarifa (Magreb) y otro por Almería (Medgaz), otros dos con Portugal, a través de Badajoz y Tuy (VIP Ibérico) y, por último, dos con Francia, por Irún y Larrau (VIP Pirineos) ([Figura 11](#)). La empresa Naturgy gestiona el Magreb y participa en Medgaz. Estos dos gasoductos solo importan gas, el resto de las conexiones son bidireccionales.



*Figura 11: Puntos de conexión internacionales de los gasoductos.
Fuente: Enagás.*

La mayoría de la importación procede de Argelia ([Figura 9](#)), a través de las conexiones norteafricanas. En 2019 el 70% del gas natural importado mediante gasoductos provino de dichas conexiones ([Figura 12](#)).



*Figura 12: Procedencia de la importación de gas natural mediante gasoductos, año 2019.
Fuente: Enagás. Elaboración propia.*

Plantas de regasificación

El GNL llega a las plantas de regasificación en las que se transforma de nuevo a estado gaseoso para introducirlo en la red de gasoductos. Existen **6 plantas regasificadoras operativas** (Barcelona, Sagunto, Cartagena, Huelva, Mugardos y Bilbao) de las cuáles **tres son titularidad de Enagás, más otras dos (Bilbao y Sagunto) que lo son en parte** ([Figura 13](#)).

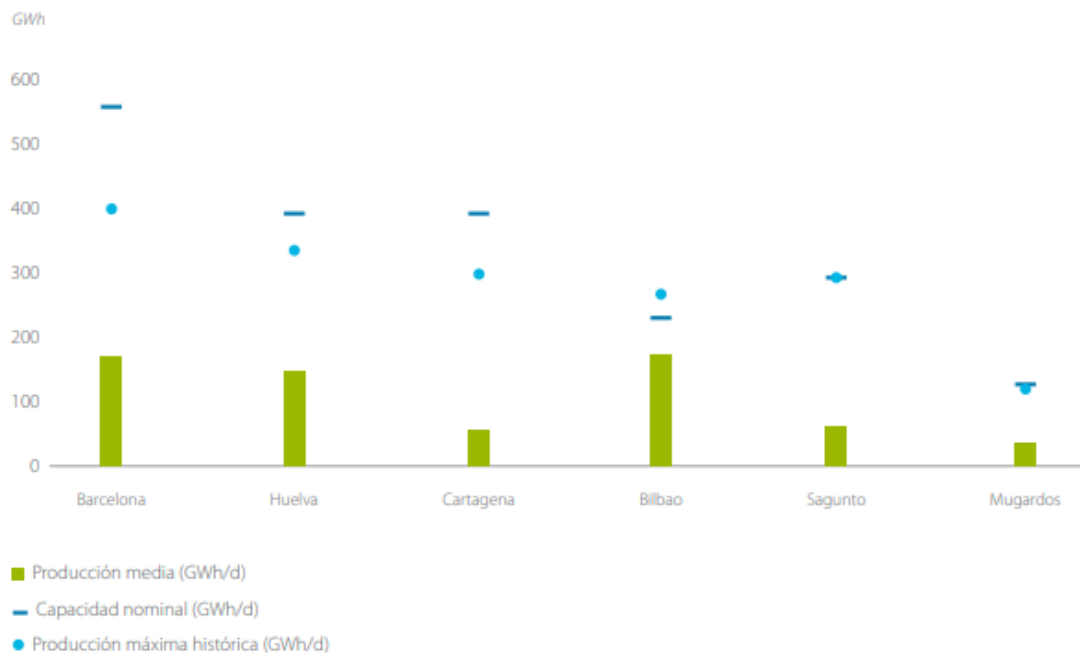


Figura 13: Producciones y capacidades por plantas de regasificación, año 2019.

Fuente: Enagás.

A estas plantas hay que sumar la **planta de regasificación de El Musel, también propiedad de Enagás, que se encuentra en hibernación ya que después de ser construida resultó que no era necesaria**. La obra fue aprobada en 2008, según Enagás, en un contexto en el que había grandes perspectivas de crecimiento de la demanda energética en España. La inversión fue garantizada por el Estado y el mantenimiento pagado por todos los consumidores. En 2012, la Comisión Nacional de la Energía (CNE) reconoció que esta planta no era necesaria para el suministro. Fue declarada ilegal, en 2013, por el Tribunal Superior de Justicia de Madrid por construirse a menos de 2.000 metros de zonas habitadas y el Tribunal Supremo confirmó la sentencia tres años después, pero la empresa adjudicataria, Enagás, actualmente está tramitando de nuevo su legalización y que pueda entrar en funcionamiento. En total, desde el año 2008, en el que comenzó la construcción de la planta, [Enagás ha cobrado 169,76 M€](#), a los que en 2019 se sumaron 23,6 M€ más. De esos 169,76 M€, 140,14 M€ son para la amortización de una instalación cuya construcción requirió una inversión de 282 M€ y

los 29,62 M€ restantes lo fueron en concepto de gastos de operación y mantenimiento.

España es el país de Europa con mayor capacidad de regasificación, concentrando un tercio de la capacidad europea y Enagás es la compañía con más plantas de regasificación del mundo.

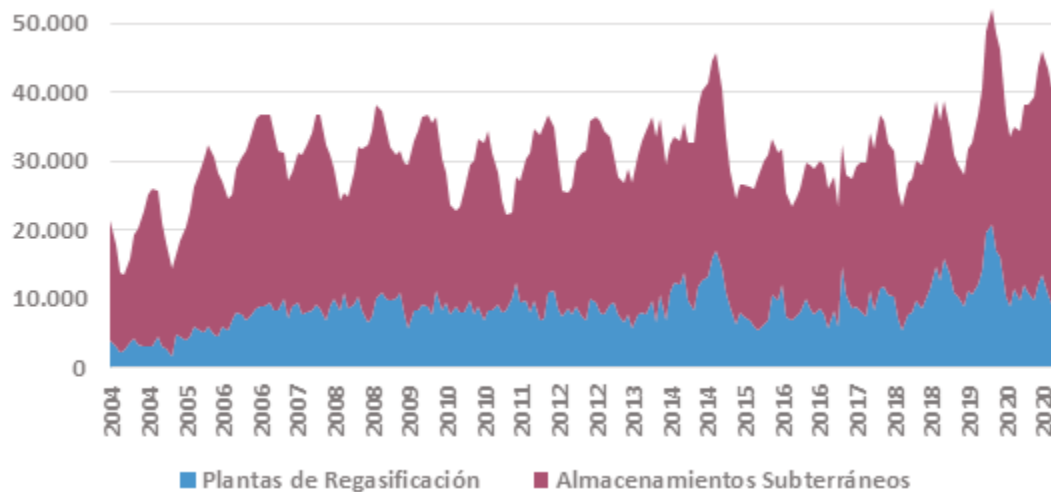
Las cifras hacen evidente el sobredimensionamiento de estas infraestructuras. Entre 2008 y 2018 las regasificadoras usaron de media un 22% de su capacidad. En 2019 el nivel de regasificación fue un 71% superior a la media de los últimos cinco años, siendo la capacidad media de funcionamiento de un 36%. Según Enagás, la capacidad media de funcionamiento de las plantas fue inferior al 40% ([Figura 14](#)).

2019	Barcelona	Huelva	Cartagena	Bilbao	Sagunto	Mugardos
Capacidad nominal (GWh/d)	559	392	392	228	290	126
Producción máxima (GWh/d)	289	301	183	265	214	101
Producción media (GWh/d)	172	151	57	176	64	40
Producción máxima histórica (GWh/d)	400 30/11/2010	330 21/12/2006	295 27/01/2011	265 04/09/19	292 16/04/2009	118 11/09/2008

*Figura 14: Producciones medias y máximas de las plantas de regasificación, año 2019.
Fuente: Enagás.*

Almacenamiento

Las existencias de gas natural se pueden almacenar en unos tanques existentes en las plantas de regasificación, en antiguos yacimientos, en acuíferos profundos o en cavidades generales en formaciones salinas. De cara a mantener la seguridad de suministro las empresas comercializadoras y los consumidores directos deben mantener un nivel mínimo de existencias de gas para un consumo previsto de 20 días ([Figura 15](#)). En contextos internacionales de gas barato las empresas pueden estar interesadas en mantener almacenado el gas procedente de contratos a largo plazo y comprar y utilizar gas proveniente de mercados a corto plazo que en ese momento tiene bajos precios para así mantener gas almacenado que en ese momento no es rentable respecto a su precio de compra y extraerlo en otros momentos en los que sea más rentable.



*Figura 15: Evolución de las existencias almacenadas de gas, años 2004-2020.
Fuente: Enagás. Elaboración propia.*

En España, al igual que escasean los yacimientos de gas natural, lo hacen los emplazamientos para el almacenamiento subterráneo, por lo que la capacidad de almacenamiento de GNL en los tanques de las plantas de regasificación juega un papel importante. **España también es líder europea en capacidad de almacenamiento de GNL**, con 25 tanques y capacidad para recibir buques metaneros de hasta 270.000 m³. Actualmente existen cuatro almacenamientos subterráneos, tres de ellos gestionados por Enagás (Serrablo, Gaviota y Yela, ubicado en Brihuega, Guadalajara) y uno por Naturgy (Marismas, en Almonte, Huelva).

Transporte y distribución

El transporte de gas natural en España está articulado en siete ejes principales ([Figura 16](#)):

- Eje Mediterráneo: Barcelona – Cartagena.
- Eje Central: País Vasco – Huelva.
- Ruta de la Plata: Oviedo – Almendralejo.
- Valle del Ebro: Tivissa – Haro.
- Eje Al Andalus – Gasoducto de Extremadura: Tarifa – Badajoz.
- Eje Norte – Noroeste: Burgos – Tuy.
- Eje Transversal: Alcázar de San Juan – Montesa.



Figura 16: Red de transporte de gas natural.
Fuente: Enagás.

En 2019 el Sistema Gasista Español mantuvo las infraestructuras del año anterior: 11.369 km de gasoductos de transporte primario que asciende a los 13.361 km si incluimos los secundarios. De esta red, alrededor de **tres cuartas partes pertenecen a Enagás, en torno a un 10% al Grupo Naturgy y otro 10% al grupo NUBIA 2000**.

La red de transporte y distribución, al finalizar el año 2018, alcanzó los 87.700 km, duplicando su extensión desde el año 2000 ([Figura 17](#)).

Longitud de las redes de transporte y distribución de gas natural (km)

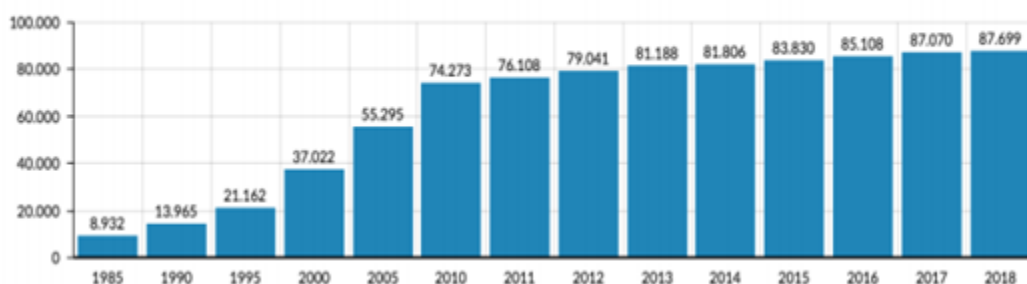
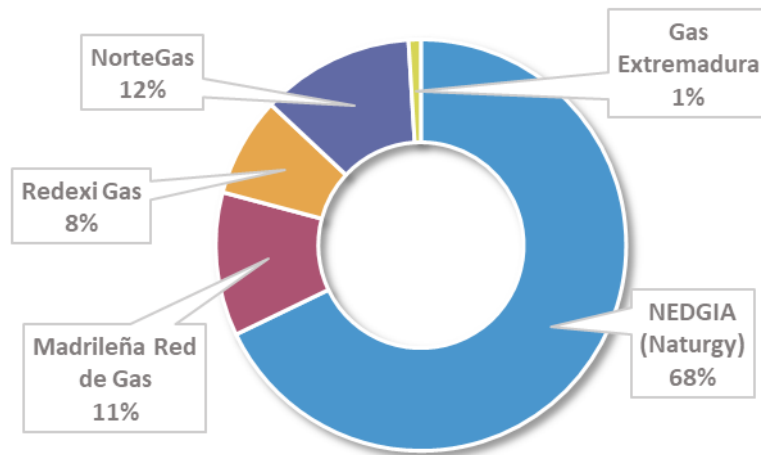


Figura 17: Evolución de la red de transporte y de distribución de gas natural, años 1985-2018.
Fuente: Sedigás.

Por puntos de suministro, en 2019, el principal distribuidor era Nedgia (Naturgy) con un 68%, seguido de Nortegas (12%), Madrileña Red de Gas (11%), Redexis (8%) y Gas Extremadura (1%) ([Figura 18,19](#)).



*Figura 18: Propiedad de los puntos de suministro, año 2019.
Fuente: Enagás. Elaboración propia.*



*Figura 19: Propiedad de la red de gas por compañías.
Fuente: Sedigás.*

Mercado de gas

Mercado mayorista

En los inicios el único mercado mayorista de gas natural que existía en España era el mercado bilateral no regulado, conocido como OTC (*over the counter*) o extrabursátil, en el que los contratos, de carácter bilateral, se establecían entre los actores sin una normativa que regulase el mercado, un sistema muy opaco que hacía muy complicado conocer el precio del gas.

En 2015, la [Ley de Hidrocarburos](#) estableció el Mercado Ibérico del Gas o MIBGAS ([Figura 20](#)), naciendo así el mercado organizado, con el que se pretendía conseguir una mayor transparencia en los precios y un aumento de la competencia en el mercado, permitiendo acceder a más participantes.

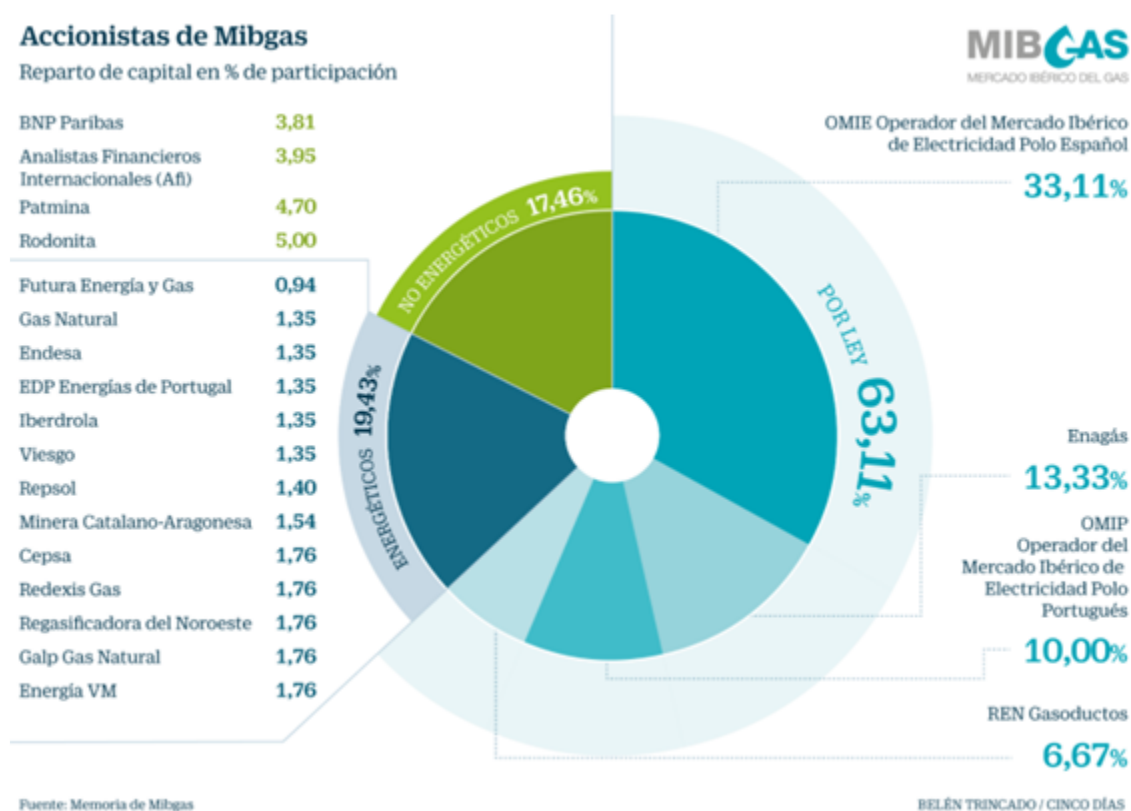


Figura 20: Accionistas de Mibgas.
Fuente: Mibgas.

Los principales actores del MOG (Mercado Organizado del GAS) son ([Figura 21](#)):

- El operador: **MIBGAS**. Empresa de capital privado, financiada por los consumidores a través de la tarifa del gas.

- El gestor técnico del sistema gasista: **Enagás**. Empresa con un 95% en manos de inversores privados y que es la encargada de garantizar la continuidad y seguridad del suministro del gas.
- Los transportistas y distribuidores.
- CORES (Corporación de Reservas Estratégicas). De derecho público sin ánimo de lucro, tutelada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), encargada de garantizar la seguridad del suministro de hidrocarburos y de controlar las existencias de petróleo y gas natural.
- Los comercializadores y los consumidores del gas.

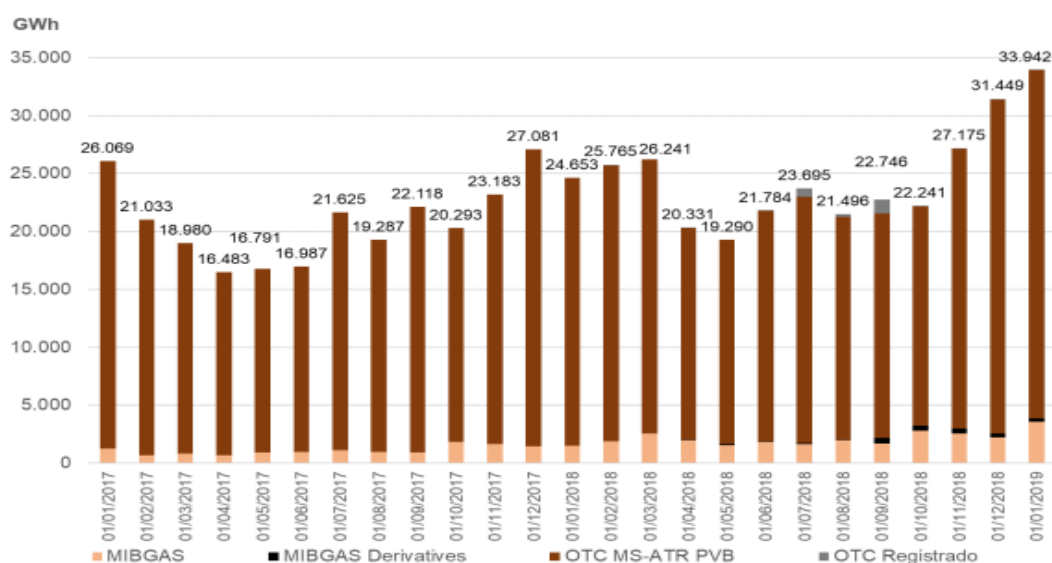


Figura 21: Volumen mensual negociado (en GWh) en los mercados organizados y en el mercado OTC (MS-ATR y registrados en cámaras).

Fuente: "Entiende el Sistema Gasista". Observatorio Crítico de la Energía.

Mercado Minorista

En el mercado minorista del gas se engloban todas aquellas transacciones cuyo objetivo es suministrar gas natural a los clientes finales, actividad que es ejercida por las compañías comercializadoras que venden gas natural a sus clientes bajo un régimen de libre competencia.

La creación de este mercado dio sus primeros pasos con la publicación de la [Directiva 98/30/CE](#) que establecía su liberación de forma gradual y, posteriormente, la [Directiva 2003/55/CE](#) aceleró el proceso. En 2003 se liberalizó plenamente, comenzando una fase de cambio de los consumidores al mercado liberalizado hasta alcanzar en 2019 el 98% de la cuota ([Figura 22](#)).

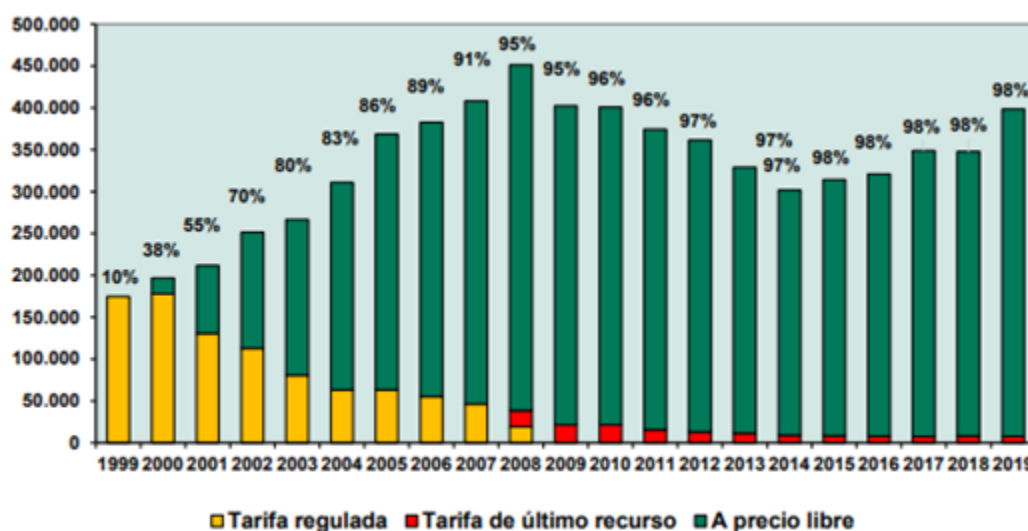


Figura 22: Evolución de las ventas de gas natural en el mercado minorista, años 1999-2019.
Fuente: CNMC.

En cuanto a las empresas comercializadoras, Naturgy ocupa el primer lugar por volumen de ventas, seguida por Endesa, Repsol, Iberdrola y Cepsa (Figura 23). La comercialización de gas en el mercado industrial presenta un grado de competencia elevado, con 49 grupos comercializadores activos. Sin embargo, en el mercado doméstico-comercial, con casi ocho millones de clientes, se encuentra concentrada en 4 grupos comercializadores: Naturgy, Endesa, Iberdrola y EDP cuyas cuotas por volumen de ventas, sumadas, representan el 95% del mercado (Figura 24,25).

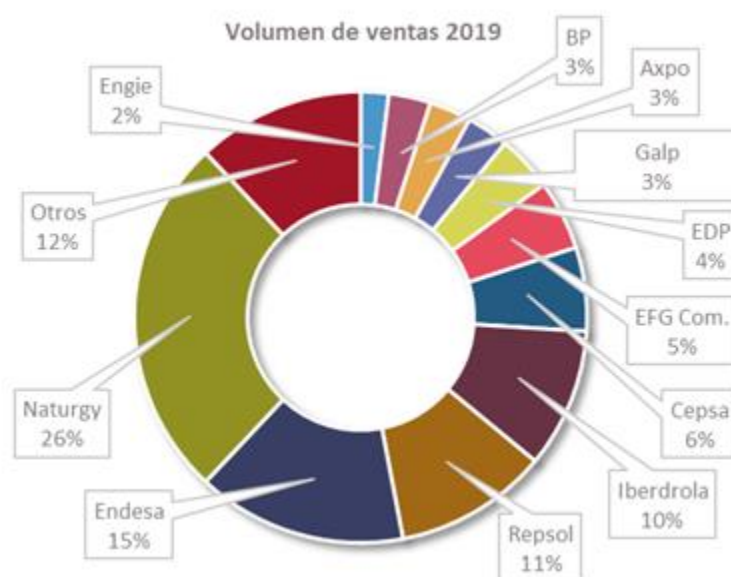


Figura 23: Distribución por volumen de ventas por compañía, año 2019.
Fuente: CNMC. Elaboración propia.

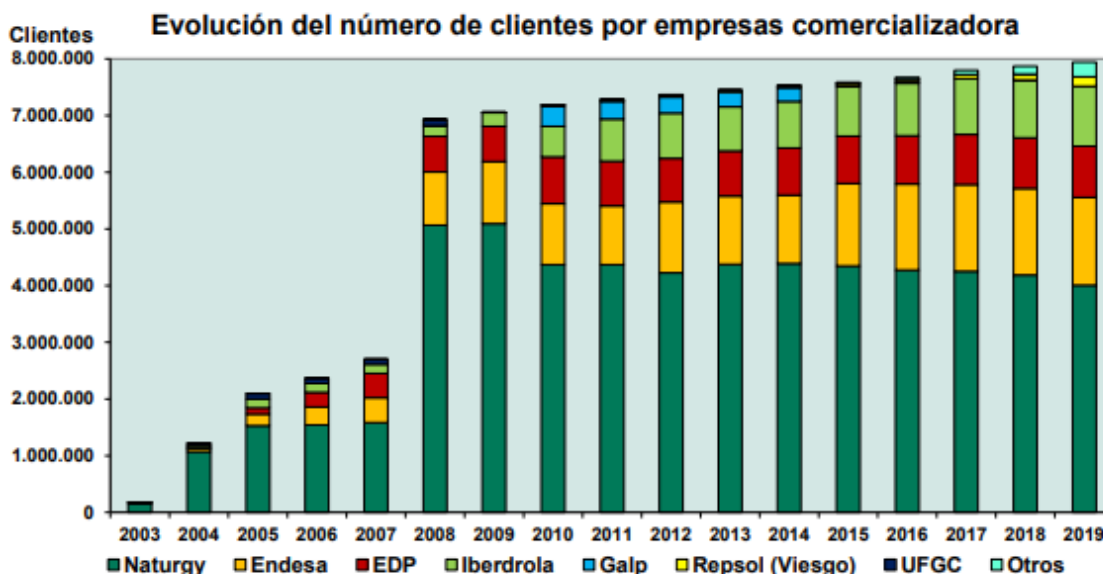


Figura 24: Evolución del número de clientes por comercializadoras, años 2003-2019.
Fuente: CNMC.

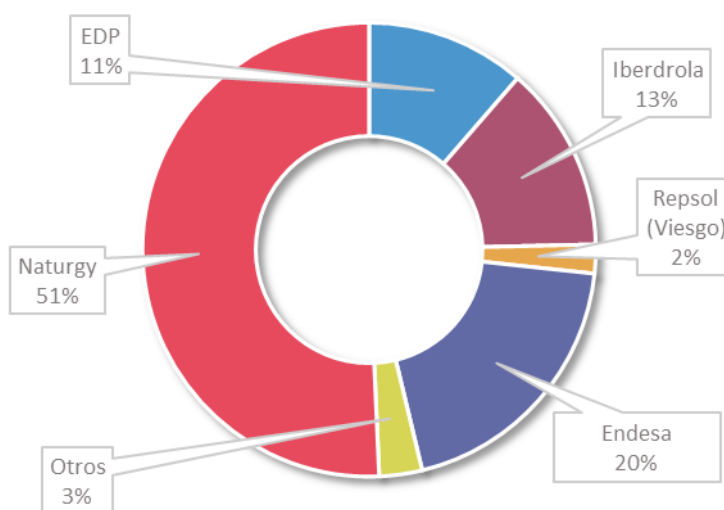


Figura 25: Distribución del número de clientes por comercializadora, año 2019.
Fuente: CNMC. Elaboración propia.

Centrales de ciclo combinado

Las centrales de ciclo combinado son un signo más de la mala planificación energética del país. Desde 2002 hasta 2011, cuando la demanda energética crecía anualmente, se construyeron 67 centrales, con una inversión total que superó los 13.000 M€. Los mayores propietarios son Iberdrola con 5.695 MW, Endesa con 5.681 MW, Naturgy con 7.000 MW, Repsol con 1.650 MW y grupo francés GDF Suez con unos 2.000 MW ([Figura 26](#)).

Los intereses económicos y la mala gestión han hecho que estas plantas apenas hayan funcionado de media un 30% de su capacidad total en los últimos 18 años ([Figura 27](#)).

Según estimaciones, la potencia instalada de ciclo combinado es el doble de la máxima que se ha necesitado en España en cualquier momento de la historia.

Además, estas centrales llevaban aparejadas unas ayudas a la inversión durante un período de más de 10 años, por el que las compañías recibían unos 20.000 € por MW instalado, en total unos 3.700 M€ según la CNMC. Además, son las que más se han beneficiado de los pagos por disponibilidad, subvenciones que reciben las centrales que no se usan para que estén disponibles por si se llegasen a necesita, llegando a recibir más de 700 M€, según la CNMC.

En el PNIEC, el Gobierno planea mantener estas plantas como respaldo a las energías renovables hasta 2030. Según las previsiones se espera que para 2025 el funcionamiento de los ciclos combinados se reduzca a 300 horas, lo que se traduciría en coeficientes de utilización aún más bajos, por lo que su rentabilidad estaría en juego. Ante esta situación varias de las empresas propietarias, como Naturgy, y el lobby del gas han comenzado a reclamar al gobierno que se instauren de nuevo los pagos por disponibilidad que desde 2019 han dejado de recibir.

Nombre central	Provincia	Potencia (MW)	Inversión (M€)	Año	Empresa
Central térmica de Arcos	Cádiz (Arcos de la Frontera)	1613 MW	800	2005	Iberdrola
Central térmica Bahía de Algeciras	Cádiz (San Roque)	800 MW	400	2011	Repsol
Central térmica Campo de Gibraltar	Cádiz (San Roque)	789 MW	370	2004	Naturgy (50%) Cepsa (50%)
Central de ciclo combinado de San Roque	Cádiz (San Roque)	800 MW	340	2002	Naturgy (50%) Endesa (50%)
Central Térmica Cristóbal Colón	Huelva	400 MW	218,5	2006	Endesa
Central Térmica Palos de la Frontera	Huelva	1200 MW	520	2007	Naturgy
Central Térmica de Campanillas	Málaga	400 MW	250	2011	Naturgy
Central térmica de Castelnou	Teruel (Castelnou)	790 MW	320	2006	Engie
Central Térmica de Escatrón	Zaragoza (Escatrón)	1100 MW	400	2011	Repsol
Central térmica de Soto de Ribera	Asturias (Ribera de Arriba)	900 MW	484	2010	EDP HC Energía
Central Térmica de Cas Tresorer	Mallorca (Palma de Mallorca)	480 MW	213	2010	Endesa
Central Térmica de Son Reus	Mallorca (Palma de Mallorca)	600 MW	180	2005	Endesa
Central Térmica de Barranco de Tirajana	Gran Canaria (San Bartolomé de Tirajana)	420 MW	325	2009	Endesa

Nombre central	Provincia	Potencia (MW)	Inversión (M€)	Año	Empresa
Central Térmica de Granadilla	Gran Canaria (Santa Cruz de Tenerife)	450MW	473	2011	Endesa
Central Térmica de Aceca	Castilla-La Mancha (Villaseca de la Sagra)	800 MW	500	2006	Iberdrola Naturgy
Central Térmica del Puerto de Barcelona	Barcelona	890 MW	500	2007	Naturgy
Central Térmica Besós V	Barcelona (San Adrián de Besós)	873 MW	436	2011	Endesa
Central Térmica Besós III	Barcelona (San Adrián de Besós)	826 MW	360	2002	Naturgy Endesa
Central Térmica Plana del Vent	Tarragona (Plana del Vent)	833 MW	360	2007	Alpiq
Central Térmica Tarragona Power	Tarragona (La Canonja)	424 MW	267	2003	Iberdrola
Central Térmica Tarragona (Desmantelada)	Tarragona (La Canonja)	363 MW	259	2003	Repsol
Central térmica de As Pontes	Galicia (A Coruña)	812 MW	367	2008	Endesa
Central Térmica de Sabón	Galicia (A Coruña)	389 MW	221,3	2008	Naturgy
Central Térmica de Castellón	C. Valenciana (Castellón)	1.668 MW	625	2008	Iberdrola
Central Térmica de Sagunto	C. Valenciana (Valencia)	1.255 MW	478	2007	Naturgy
Central Térmica de Arrúbal	La Rioja	800 MW	360	2005	ContourGlobal
Engie Energía Cartagena	Murcia (Cartagena)	1.219 MW	500	2006	Engie AES
Central Térmica de Escombreras-Iberdrola	Murcia (Cartagena)	831 MW	380	2005	Iberdrola
Central de ciclo combinado Cartagena – Naturgy	Murcia (Cartagena)	1.268 MW	600	2006	Naturgy
Central Térmica Castejón 1	Navarra (Castejón)	855 MW	375	2008	EDP HC Energía
Central Térmica Castejón 2	Navarra (Castejón)	386 MW	180	2003	Iberdrola
Central Térmica Bahía de Bizkaia Electricidad	País Vasco (Vizcaya)	829 MW	260	2003	EVE BP
Central Térmica de Boroa	País Vasco (Vizcaya)	749 MW	390	2005	Castleton Commodities Intenational
Central Térmica de Santurce	País Vasco (Vizcaya)	402 MW	180	2005	Iberdrola

Figura 26: Listado de las centrales útiles de ciclo combinado útil existentes en España en 2020. Fuente: REE, Naturgy, Iberdrola, Endesa, EDP, Engie, BP y CNMC. Elaboración propia.

Año	Potencia (MW)	Coeficiente de utilización (%)	Incentivo a la inversión (millones de €)	Pagos por disponibilidad (millones de €)
2002	2.794	37%	-	-
2003	4.394	47%	-	-
2004	8.285	41%	-	-
2005	13.134	51%	-	-
2006	16.410	50%	-	-

Año	Potencia (MW)	Coefficiente de utilización (%)	Incentivo a la inversión (millones de €)	Pagos por disponibilidad (millones de €)
2007	22.107	39%	-	-
2008	23.066	51%	381,31	-
2009	24.611	42%	427,29	-
2010	27.023	32%	429,38	-
2011	27.123	25%	486,06	5,46
2012	27.194	19%	559,11	111,69
2013	27.206	12%	400,90	116,92
2014	27.206	11%	205,87	112,75
2015	26.670	13%	199,96	108,90
2016	26.670	13%	186,22	105,93
2017	26.670	17%	162,83	109,46
2018	26.284	13%	148,67	57,42
2019	26.284	27%	123,02	-
2020	26.284	24%	-	-
Total	-	30% (Media)	3.710,62	728,53

Figura 27: Centrales de ciclo combinado en España de 2007 a 2020.

Fuente: CNMC. Elaboración propia.

Escenario futuro

Los distintos estudios sobre la evolución de la demanda energética mundial dan al gas natural un papel importante, tanto en los escenarios “business-as-usual” como en los que se mantienen con las políticas gubernamentales actuales ([Figura 28](#)). Los operadores gasistas ven, en el corto y medio plazo, al gas natural como una fuente indispensable en la transición energética y enfocan a largo plazo un escenario plagado por el hidrógeno “verde” y “azul”. Además, dada la lejanía entre consumidores y productores de gas, el GNL se convertirá en la palanca para el desarrollo de la industria gasista, justificando su capacidad de adaptarse a un perfil de consumo cada vez más volátil.

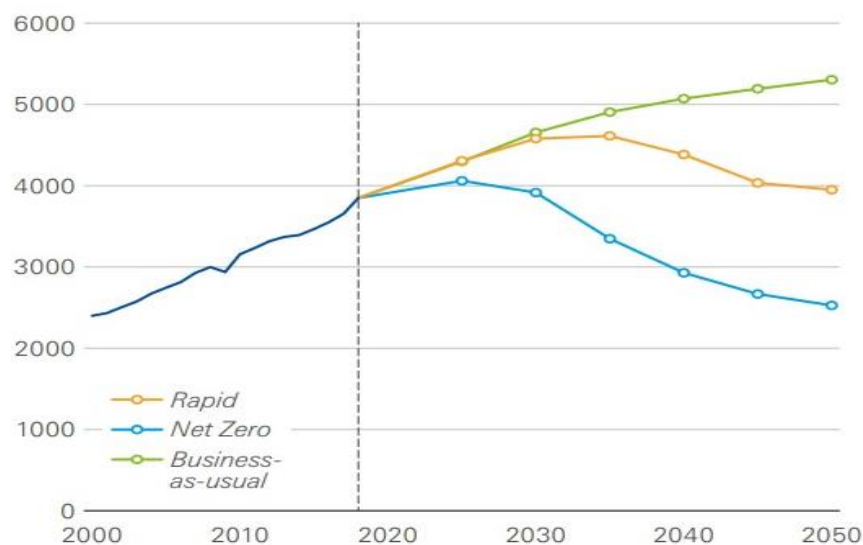


Figura 28: Evolución del consumo de gas natural según escenario, en bcm.

Fuente: BP.

La Agencia Internacional de la Energía, en su [World Energy Outlook 2020](#), indicó que el gas natural ha sido más resistente que el carbón y el petróleo al impacto de la Covid-19 y lo sitúa como el sustituto del carbón en potencias emergentes. Establece [diferentes escenarios](#) para 2040, uno de los cuales prevé que casi la mitad del mix energético global esté liderado por el gas (23%) y el petróleo (22%), que el carbón aporte un 10% y las renovables un 36%. Además, espera que el consumo de gas natural crezca hasta 2050 a tasas de un 1,5% anual. En el escenario Desarrollo Sostenible el gas crecerá modestamente hasta 2030, volviendo a los niveles actuales en 2040, ganando cuota en mercados como el transporte pesado y la industria ([Figura 29](#)).

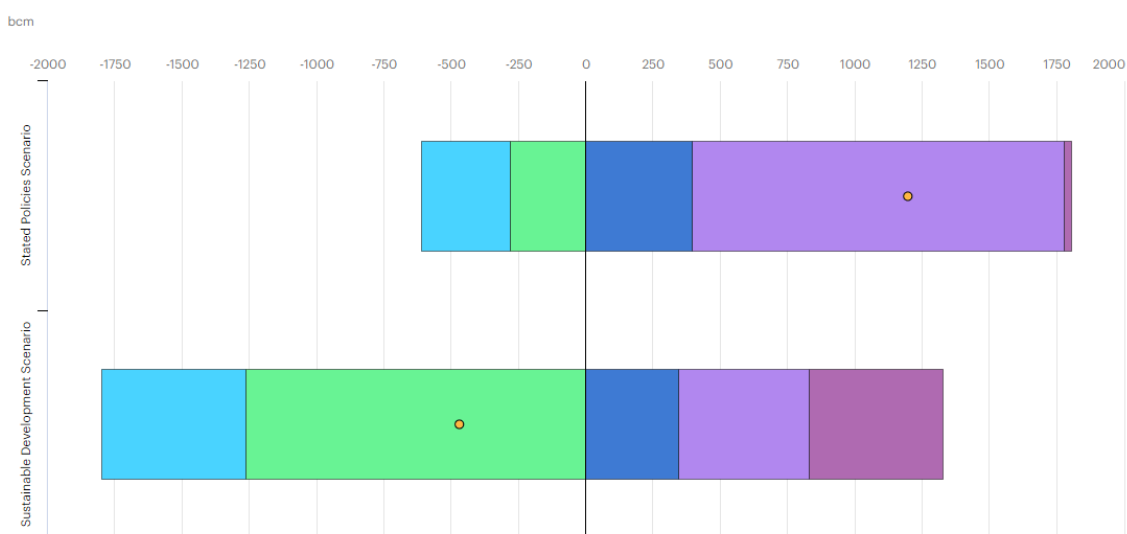


Figura 29: Evolución del gas natural en el escenario 2019-2040. Escenario de sostenibilidad frente a políticas gubernamentales actuales.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía.

En España, el MITERD no deja clara su posición. El [Plan Nacional Integrado de Energía y Clima](#) (PNIEC) lo sitúa como tercera fuerza energética para 2030, por detrás del petróleo y de las energías renovables, a unos niveles ligeramente inferiores a 2015. De los 161 GW de potencia total instalada previstos para 2030, 27 GW serán de ciclos combinados de gas.

Marco normativo

Inicios

El gas natural comienza a introducirse en España en 1967, cuando la empresa Catalana de Gas y Electricidad, junto con la sociedad Gas Natural S.A., comenzaron a importarlo de Libia y se inició la construcción de la planta regasificadora de Barcelona.

Gas Natural S.A. carecía de la dimensión adecuada y de los recursos financieros necesarios para abordar una penetración a gran escala por lo que el Ministerio de Industria promovió la creación de la Empresa Nacional de Gas (Enagás), en 1972. Un año después, Gas Natural S.A. cedió a Enagás la planta de regasificación de Barcelona y los contratos de suministro con Libia y Argelia. Más tarde, en el año 1975, se publica **el primer Plan de Gasificación, que establecía las bases para la expansión del sistema mediante una concesión administrativa otorgada a Enagás**. Poco a poco, el suministro de gas comenzó a extenderse a otras zonas de la península gracias al desarrollo de infraestructuras como el gasoducto Barcelona-Bilbao, los gasoductos de Madrid o las plantas de regasificación de Cartagena y Huelva. La incertidumbre para garantizar el suministro conllevó el desarrollo de interconexiones que permitiesen la entrada del gas de Noruega, a través de Francia, y desde el norte de África.

En 1975, según las previsiones de demanda, Enagás firmó un nuevo contrato de aprovisionamiento con la empresa estatal argelina [Sonatrach](#) por una cuantía de 94.000 millones de metros cúbicos a suministrar durante un período de 25 años, con una cláusula de penalización *pay or take* sobre las cantidades anuales acordadas, es decir, la obligación de pagar las cantidades no retiradas y sin posibilidad de vender los excedentes a terceros. Este contrato no tardó en ocasionar problemas ya que no existía una red de gasoductos que permitiera comercializar tal cantidad de gas natural y aparecieron dificultades debido, también, al retraso en la construcción de gasoductos causado, entre otras razones, por dificultades derivadas de la transición política, la profunda recesión económica que rebajó la demanda esperada, la menor disponibilidad de recursos financieros y la menor competitividad del gas natural originada por el alza de los precios en los países productores. **Esta situación acabó colocando a Enagás en una posición realmente crítica.**

En 1985 comienza un desarrollo más acelerado del gas natural en España. Se pactó con Argelia unas compensaciones económicas y aceptaron reducir los suministros en los años siguientes para poder desarrollar las infraestructuras. En julio de este mismo año se firmó un **Protocolo de Intenciones** con el objetivo de impulsar el crecimiento del consumo y de las infraestructuras (nuevos gasoductos y plantas regasificadoras). En los años posteriores, entre 1986 y 1992, el consumo de gas natural creció un 156% y su participación en el abastecimiento de energía pasó del 3,1%, en 1986, al 6,1%, en 1992. La red de gasoductos alcanzó en 1992 los 2.700 km y en 1993 se inauguró la

conexión europea a través de Francia. En 1989 Enagás promovió un gasoducto internacional con Argelia (Magreb) que acabó entrando en funcionamiento en 1996.

A partir de 1990 comienzan a producirse grandes operaciones empresariales en el sector del gas natural. Este año, Gas Madrid fue adquirido por el Instituto Nacional de Hidrocarburos (INH), a través de una OPA sobre las acciones del Banco Pastor. **En 1991 se consideró conveniente integrar a las empresas de distribución más importantes en una empresa gasista con potencial suficiente para abordar una futura expansión exterior.** En marzo de este mismo año se firmó un protocolo entre La Caixa, mayor accionista de Catalana de Gas, el INH y Repsol, que tenía participaciones en diversas sociedades del sector gasista doméstico comercial. Este acuerdo se materializó en 1992 con la **creación de Gas Natural SGD (45,26% Repsol, 24,49% La Caixa y el resto, otros accionistas).** En julio de 1994, Gas Natural SGD adquirió el 91% de Enagás que pertenecía al INH y más tarde el 9% restante. Esta operación iba en contra de la tendencia impulsada por la Unión Europea (UE) de establecer transportistas públicos en las redes básicas de gas y electricidad para abrir el mercado a operadores interesados.

En 1998 se traspuso la Directiva 98/30/EC a través de la **Ley de Hidrocarburos ([Ley 34/1998](#))**. Esta ley estableció las bases de una nueva organización del sistema que, en ese momento, estaba concentrada en un monopolio en el que Gas Natural SGD desempeñaba todas las actividades del sector. Además, supuso la separación de las actividades reguladas y en libre competencia, el libre acceso de terceros a infraestructuras gasistas, tarifas de acceso reguladas, la liberalización del comercio mayorista y la progresión del minorista y la regulación de existencias mínimas de seguridad.

Presente

La Ley de Hidrocarburos ha sido modificada y complementada en varias ocasiones, pero, a pesar de ello, el reciente estudio publicado por la UE, [European barriers in retail energy markets](#), coloca a España como el país de Europa con más barreras a la competencia en los mercados de comercialización de electricidad y gas, dominado por las “utilities” ([Figura 30,31](#)).

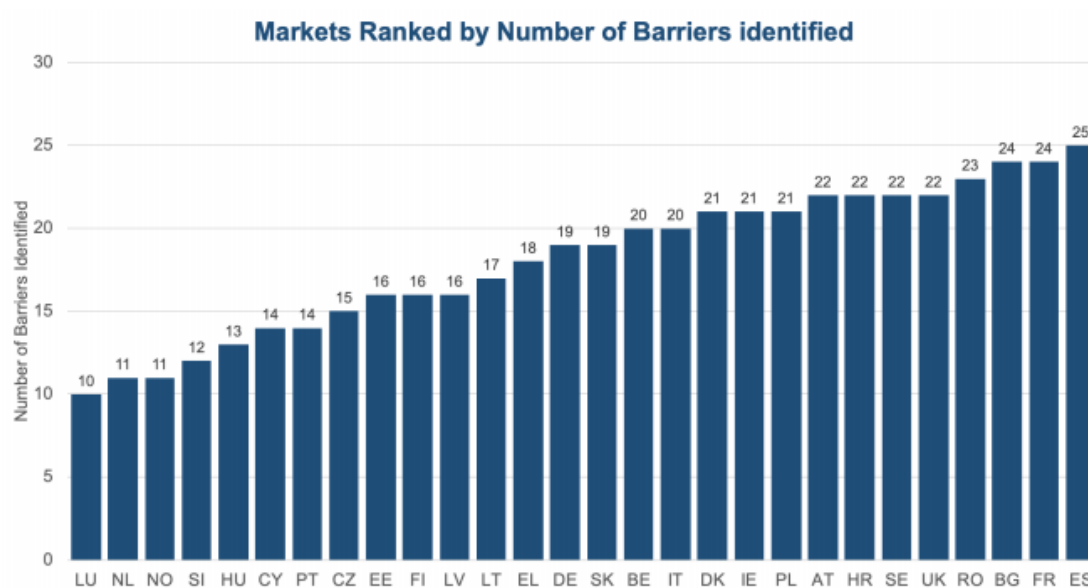


Figura 30: Mercados europeos por número de barreras identificadas (electricidad, gas y agregadores).
Fuente: European barriers in retail energy markets.

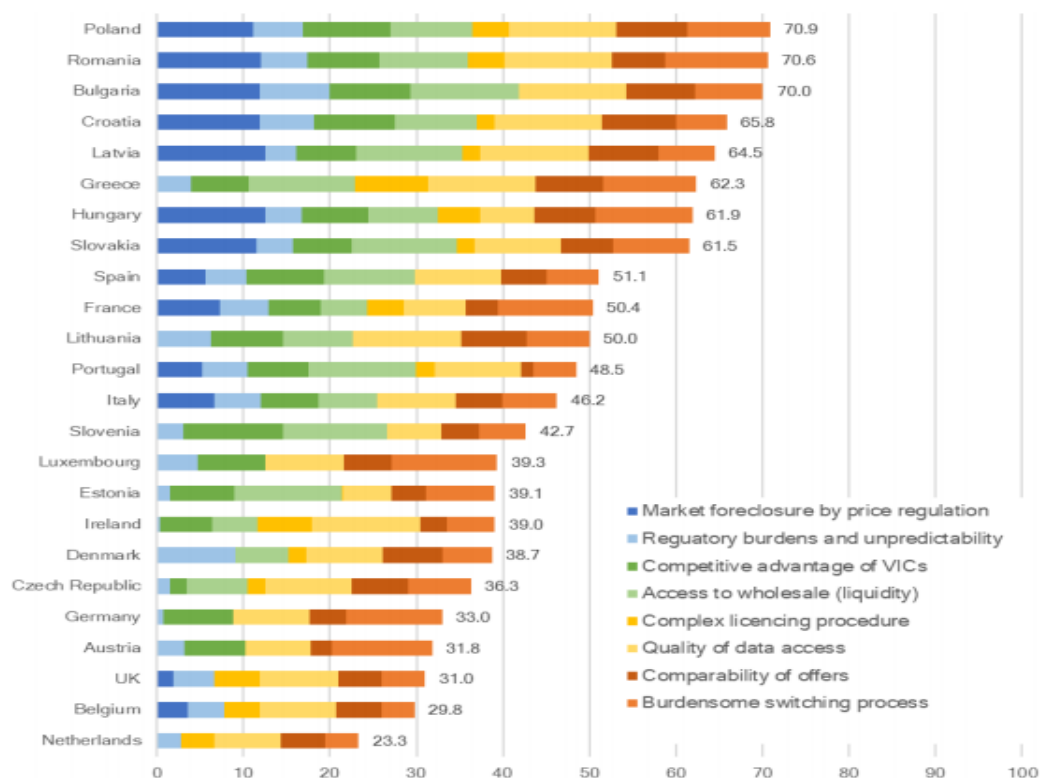


Figura 31: Índice de barreras en los mercados de gas.
Fuente: European barriers in retail energy markets.

Entre esas barreras se incluyen factores como la ventaja con la que cuentan los grandes grupos verticales que controlan las distintas actividades de los sectores gasista y eléctrico. Esta ventaja permite emplear tácticas en precios y acceder a clientes o facturación combinada, factores que les ayudan a gozar de privilegios sobre su competencia. También facilita una posición preferente para traspasar clientes del mercado regulado al liberalizado o acceder a otras ofertas de descuentos a gran escala, no accesibles para competidores menores. Es decir, **la escasa transparencia facilita el trasvase de información desde una actividad regulada, como es el caso de la distribución, a otra en mercado libre, como la comercialización, pudiendo así manejar datos que crean una gran ventaja competitiva.**

El estudio menciona otras dificultades como la mala experiencia de los clientes en el intento de cambiar de compañía, la incertidumbre regulatoria que sufre el sector, el desigual acceso al mercado mayorista **o la nula capacidad del poder público para controlar el sector, dado que carece de propiedad alguna en las grandes empresas, que están en manos de utilities y de grandes fondos de otros países.**

El año pasado otro estudio realizado por la ONG *Global Witness* ([Pipe Down](#)) reveló un nuevo escándalo en las subvenciones para proyectos de gas natural en la UE. Según esta investigación, desde 2013, el 87% (unos 4.000 M€) de los fondos públicos de la UE para proyectos de gas natural, han ido destinados a proyectos respaldados por empresas del mismo sector que tienen una enorme influencia en la forma en que se distribuyen dichos fondos. Estas empresas, asociadas en la [ENTSOG](#) (Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión de Gas, creada en 2009), entre las que se encuentra Enagás, ayudan a elegir los proyectos que respaldará la UE. Según el estudio, **la asociación habría sobreestimado las previsiones de consumo de gas natural en Europa, poniendo en entredicho el cumplimiento de los compromisos climáticos y usando dinero público (más de 4.000 millones de euros ¹), aportado por la ciudadanía, para financiar proyectos innecesarios y dañinos que van contra el cambio climático ([Figura 32](#)).** La asociación ha negado estas acusaciones, pero lo cierto es que las estimaciones para el periodo 2013-2019 fueron entre un 5% y un 21% más altas que la demanda real y en el período 2010-2013 un 22%. Ante esta situación, distintos expertos reclaman que las tareas de ENTSOG sean transferidas a un organismo público verdaderamente independiente y que todos los proyectos en torno a los combustibles fósiles no tengan posibilidades de recibir subsidios.

ENTSOG'S GAS DEMAND OVERESTIMATES

ENTSOG has overestimated past European demand and its future forecasts are far higher than what the EU says is needed to meet climate change goals. All demand figures in billions of cubic metres of gas. Past ENTSOG estimates drawn from 2013 and 2015 TYNDPs and future estimates drawn from the 2020 TYNDP. See text for full references.

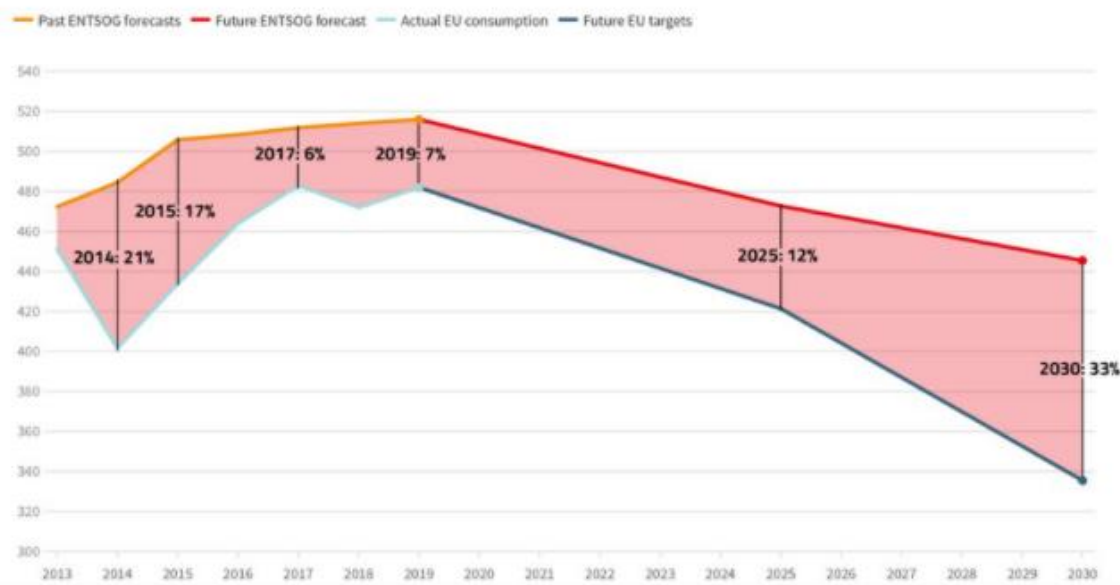


Figura 32: Sobreestimación de la demanda de gas de ENTSOG.

Fuente: ONG Global Witness.

En este contexto, Enagás ha participado en varios proyectos polémicos. Así, su presupuesto para presionar a la UE aumentó un 400% en 2014, el mismo año en el que el ministro Miguel Arias Cañete fue nombrado Comisario Europeo. Presenta el gas natural como un combustible fósil limpio y fundamental para hacer frente al cambio climático, promueve el gas en el sector transporte mediante el denominado "gas renovable" y pretende convertir el país en un "hub del gas" ([Estudio Red Europea de Observatorios de las Corporaciones](#)).

Uno de los proyectos más polémicos ha sido el **Proyecto Castor**, el mayor almacén de gas natural del país. Se construyó en un antiguo yacimiento petrolífero ubicado a 22 km de la costa de Castellón. Con un coste de varios miles de millones de euros, el proyecto se inició con el argumento de mantener la seguridad energética, argumento que posteriormente se desmintió. En 2013, tras una actividad de puesta en marcha, se paralizó al registrarse más de 1.000 seísmos, con un pico máximo de 4,2 grados en la escala de Richter. Después de este suceso, la constructora del proyecto, ACS, renunció a la concesión recayendo los costes sobre Enagás que, en representación del Estado, asumió la concesión fallida, la deuda generada de indemnización (por una cláusula ACS tenía derecho a reclamar una indemnización de 1.350 M€) y los gastos de mantenimiento que, incluyendo intereses, ascendió a un **coste total de 3.300 M€, que deberán ser pagados por la ciudadanía a través de la factura de gas.**

Otro escandaloso proyecto en el que Enagás ha estado implicada es el **Midcat**, un gasoducto que pretendía conectar Cataluña con el sudeste de Francia. El proyecto se inició en 2011 y tenía como objetivo aumentar la capacidad de transporte de gas entre España y Francia, así como la seguridad energética de la UE. Respaldado por Miguel Arias Cañete, la Comisión Europea (CE) lo incluyó en su lista de “Proyectos de Interés Común” en los años 2015 y 2017, dándole carácter prioritario y un mayor apoyo financiero y político. El proyecto pasó a convertirse en una gran red de transporte de gas a ambos lados de la frontera, englobando 1.250 km de gasoductos y el polémico proyecto Eridan, en Francia. Respaldado por Enagás y Teréga y GRT en Francia, se predijo que el proyecto de 3.100 M€ iba a crear importantes problemas climáticos, medioambientales y sociales. En 2019 los reguladores de España (CNMC) y Francia (CRE) acabaron tumbando el proyecto por su elevado coste y por las dudas sobre su rentabilidad y necesidad. La decisión revela la difícil situación del mercado del gas, con un exceso de infraestructuras, poco uso y un **déficit acumulado que la CNMC cifró en 1.000 M€ que pagan todos los consumidores través de impuestos y peajes en su recibo mensual de gas**. [Esta paralización evapora el sueño de convertir a España en un centro de distribución de gas desde África hacia Europa, un](#) hecho defendido por la patronal de gas, Sedigás, que está detrás de los cambios legislativos registrados en el sector desde el año 2012 con los Gobiernos del Partido Popular, que apoyaron en varias ocasiones que España se convirtiera en el “hub” del gas europeo ².

El exceso de infraestructuras se traduce en más de medio centenar de centrales eléctricas de gas (26 GW) que apenas funcionan a un 12%, seis regasificadoras, que se han usado de media desde 2008 a 2018 a un 22% de su capacidad, más la de El Musel que se encuentra parada, y el almacén de gas El Castor, clausurado y con una gran deuda pagada por los consumidores. A pesar de ello, Enagás insiste en resucitar proyectos como Granadilla ([regasificadora en Canarias](#)) o El Musel.

Escenario futuro

El gas natural en España se encuentra en un momento crítico. El PNIEC establece la permanencia de los 26 GW actuales de ciclos combinados para 2030, mostrándolo como un vector de ajuste necesario para el cumplimiento de los objetivos y dar respaldo a las renovables. Sin embargo, no se concreta cuál será su papel más allá del 2030 y apenas se le menciona en la [Ley de Cambio Climático y Transición Energética](#). De hecho en el último momento de negociación de la ley en el Congreso se le dio una vuelta al texto, que dejó abierta la puerta al gas para su uso en todo el transporte ³.

Ante esta situación, el sector del gas se ha puesto en movimiento: la Asociación Española del Gas (Sedigás) ha presentado un informe en el que señala que los ciclos combinados registrarán pérdidas operativas de unos 4.500 M€ hasta 2030. Iberdrola, Naturgy, Endesa y el [lobby gasista](#) se han aliado para solicitar una regulación que establezca unos adecuados pagos por capacidad para estas plantas y poder mantenerlas así, de forma rentable hasta 2030. Un intento, que por lo de ahora parece

no concordar con las últimas previsiones del [Proyecto de Orden por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico español](#) propuesto por el MITERD, en el que se propone un sistema de subastas “pay-as-bid” bajo el principio de neutralidad tecnológica, por el que se eliminarían los pagos por capacidad.

Pero, en enero de 2019, entró en vigor una nueva norma europea, el [Reglamento UE 2019/943](#), que pone límites a estos pagos por capacidad que reclama el sector gasista y señala que las ayudas deben estar relacionados con la falta de cobertura de la demanda y, además, deben ser temporales.

Los pagos por capacidad se deben limitar a los requerimientos del Operador del Sistema y no al servicio de un plus de rentabilidad de terceros.

En España hay una sobrecapacidad instalada de ciclo combinado y aunque sea considerado un vector de respaldo para las renovables ni se necesitan nuevas plantas ni son necesarias todas las que ya hay instaladas. En 2019 el ciclo combinado duplicó su producción respecto al año anterior aportando un 20% de la energía eléctrica generada en ese año, a pesar de que su coeficiente de utilización fue de un 27%, según [Red Eléctrica de España](#) (REE).

La UE señala que se debe fomentar la innovación y el despliegue del almacenamiento de energía sostenible y del hidrógeno verde, destacando que **fuentes de energía como el gas natural solo deben tener un carácter transitorio**. La aparición de los gases renovables puede ser utilizada como el señuelo para mantener el gas natural y las empresas gasistas justifican y promueven el uso de gases renovables para mantener su posición. Pero, además, las empresas gasistas han comenzado a usar también el hidrógeno como vía de escape, pues es una perfecta coartada para el mantenimiento de las infraestructuras de gas y se puede producir con gas natural (obviamente, en ese caso dejaría de ser renovable).

Recientemente, 11 empresas europeas, entre las que se encuentra Enagás, han presentado un proyecto sobre el uso de gasoductos para el transporte de hidrógeno. El plan, llamado [European Hydrogen Backbone](#), tiene como principal objetivo crear una red de 22.900 km que sirva hidrógeno a toda Europa. Estas empresas aseguran que el 75% de la red podría utilizar gasoductos ya existentes y que sólo el 25% restante requeriría la construcción de tramos nuevos.

Empresas clave del sector gasista

La liberación del mercado con la [Ley de Hidrocarburos](#) supuso una división de las actividades del sector en la extracción, generación, distribución y comercialización. Actualmente los actores clave del sistema son:

- **Productores:** realizan la exploración, investigación y explotación de los yacimientos de hidrocarburos. Aunque la producción interior en España es mínima, aún quedan tres yacimientos activos: El Romeral, Poseidón y Viura, en La Rioja.
- **Transportistas:** son las sociedades autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de las plantas de regasificación de GNL, del transporte y del almacenamiento de gas natural. Entre las principales empresas transportistas se encuentran Enagás, Endesa, Naturgy, Reganosa y Gas Extremadura.
- **Distribuidores:** son los encargados de construir, operar y mantener la red de distribución destinada a llevar el gas a los puntos de consumo, así como de las instalaciones de transporte secundario. Entre las principales empresas distribuidoras se encuentran Endesa, Gas Extremadura, Madrileña Red de Gas y Naturgy.
- **Comercializadores:** son los que adquieren el gas natural para su venta a los consumidores, a otros comercializadores o mediante tránsitos internacionales.
- **Gestor Técnico del Sistema Gasista:** es el titular de la mayoría de la red de transporte de gas natural y realiza la gestión técnica de la red básica y de las redes secundarias. Su objetivo es garantizar la continuidad y seguridad del suministro, además de la coordinación entre los puntos de acceso. Enagás fue designado como Gestor Técnico del Sistema Gasista en el año 2000 mediante el [Real Decreto-Ley 6/2000](#).
- **Operador del Mercado:** Mibgas es el operador responsable de la gestión y el correcto funcionamiento del Mercado Ibérico del Gas.

A continuación, se analizan los principales actores del sistema gasista, así como su papel en cada una de las actividades:

Enagás

La Empresa Nacional del Gas nace en 1972 para la construcción y mantenimiento de la red de gasoductos. El Instituto Nacional de Industria fue su único accionista hasta 1981 cuando pasó a depender del Instituto Nacional de Hidrocarburos. En 1994, con Felipe González en la presidencia del Gobierno y Juan Manuel Eguíagaray en la cartera de Industria, el Gobierno vendió, sin licitación, el 91% de Enagás a Gas Natural S.A., actualmente Naturgy. El valor de la venta fue recomendado por Santander Investment en un informe encargado por el ministro Eguíagaray. El 9% restante quedó en manos de la [SEPI \(Sociedad Estatal de Participaciones Industriales\)](#), holding que controla las

acciones del Estado. La venta se realizó sin concurso, a puerta cerrada y por debajo de su precio real que, según algunas estimaciones, era el doble o incluso el triple de lo desembolsado por Gas Natural S.A., empresa que, en 2010 fichó, como consejero al entonces presidente González. Actualmente, la SEPI posee una participación del 5% y el resto se encuentra en manos de inversores privados. El 27% del capital se localiza en España y el 73% restante se encuentra repartido en países extranjeros (*Figura 33,34*).

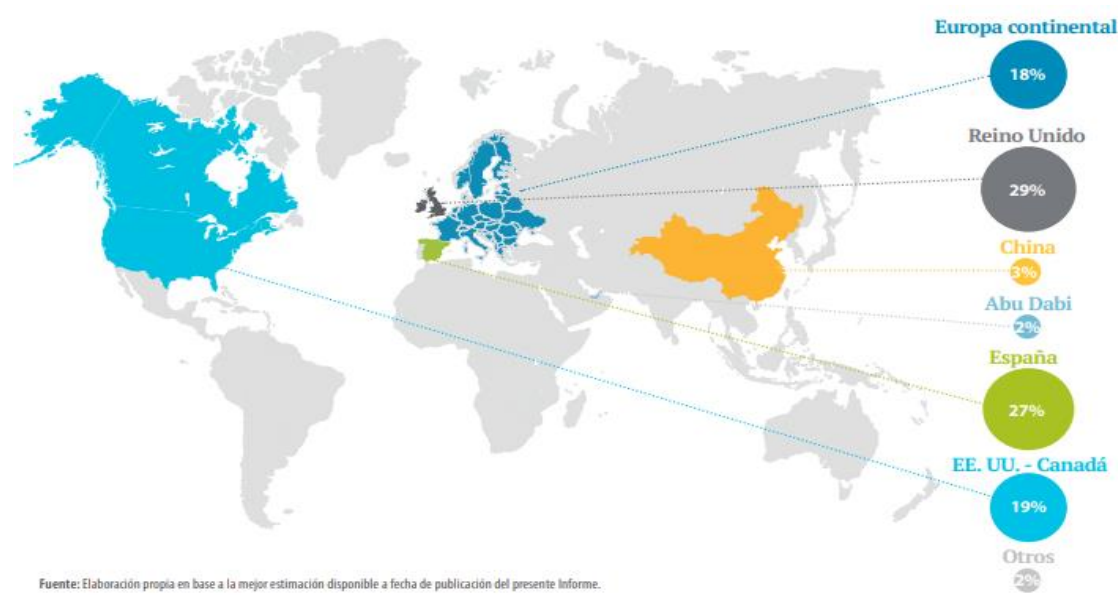


Figura 33: Distribución del capital de Enagás por países.
Fuente: Enagás.

Desempeño económico y eficiencia en costes [GRI 102-7]

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
EBITDA (mill. euros) ⁽¹⁾	596,0	636,2	701,3	780,8	885,5	934,3	995,9	939,8	900,5	948,8	1.110,3	1.060,7	994,8	942,9
EBIT (mill. euros) ⁽¹⁾	408,3	433,1	484,7	530,9	585,9	618,4	649,8	589,6	602,0	651,7	732,1	691,0	657,4	614,6
BDI (mill. euros) ⁽²⁾	238,3	258,9	298,0	333,5	364,6	379,5	403,2	406,5	412,7	417,2	490,8	442,6	422,6	444,0
Dividendos (mill. euros) ^{(2) (3)}	143,0	155,3	178,8	200,1	237,0	265,7	302,4	310,4	315,1	331,4	348,1	354,8	371,3	426,7
Inversión neta (mill. euros) ⁽²⁾	508,6	776,9	901,6	796,3	781,4	761,4	531,4	625,0	530,2	912,2	328,5	-262,8	706,2	859,2
Deuda Neta (mill. euros) ⁽²⁾	1.942,7	2.351,3	2.904,0	3.175,3	3.442,6	3.598,6	3.772,7	4.059,1	4.237,0	5.088,7	5.007,7	4.274,7	3.755,0	4.287,7
Fondo propios (mill. euros) ⁽²⁾	1.344,8	1.456,1	1.593,4	1.738,8	1.867,4	2.014,9	2.118,4	2.218,5	2.318,9	2.373,7	2.585,6	2.658,7	3.170,1	3.192,7
Activos (mill. euros) ⁽²⁾	3.976,0	4.717,8	5.779,9	6.829,1	7.717,4	8.083,4	7.043,5	7.711,8	7.751,9	9.248,0	9.649,6	9.526,2	8.844,2	9.008,9
Deuda Neta / EBITDA ajustado ^{(1) (4)}	3,3x	3,7x	4,1x	4,1x	3,9x	3,8x	3,7x	4,2x	4,5x	5,2x	4,4x	4,0x	3,9x	4,8x
Coste financiero de la deuda ⁽²⁾	4,3%	4,7%	3,3%	2,7%	2,8%	2,5%	3,0%	3,2%	2,7%	2,4%	2,2%	2,3%	2,1%	1,9%
Número empleados (31 diciembre) ⁽⁵⁾	985	1.008	1.046	1.047	1.126	1.178	1.149	1.206	1.337	1.337	1.307	1.320	1.306	1.330

(1) Dichas magnitudes se recogen dentro del informe de Medidas Alternativas de Rendimiento, disponible en <https://www.enagas.es/enagas/es/Accionistas/Inversores/InformacionEconomicoFinanciera/>

Resúmenes, Alternativas, de Rendimiento, (APR)

(2) Cifras informadas en la Memoria correspondiente a las Cuentas Anuales Consolidadas de Grupo Enagás de cada ejercicio.

(3) Las cifras responden a los dividendos totales del año (dividendo a cuenta + complementario).

(4) EBITDA ajustado por los dividendos recibidos de las sociedades participadas.

(5) Con el objetivo de facilitar la comparabilidad de los datos, el indicador "número de empleados" referente al ejercicio 2017 y 2018 ha sido recalculado excluyendo a la planta de regasificación de GNL Quintero (Chile) (ver "Sobre nuestro Informe de Gestión Consolidado").

Figura 34: Desempeño económico y eficiencia en costes Enagás.
Fuente: Enagás. Más información [aquí](#)

La mayor parte de la red de transporte primario y secundario está controlada por Enagás que cuenta con más de 11.000 kilómetros de gasoductos de alta presión, 19 estaciones de compresión y 416 estaciones de regulación y medida. Además, de las conexiones internacionales existentes, la empresa controla el VIP Pirineos (Irún y Larrau) y el VIP Ibérico (Tui y Badajoz). Es una de las compañías con más plantas de regasificación del mundo y de las seis que operan en el país es propietaria de las de Barcelona, Cartagena, Huelva y Gijón, así como de la polémica planta de El Musel. Además, es propietaria del 50% de la planta de Bilbao y del 72,5% de la de Sagunto. De las plantas operativas, únicamente no es propietaria de la de Mugardos, que pertenece a Reganosa. En cuanto a los almacenamientos subterráneos la compañía controla tres de ellos, el de la Gaviota (Vizcaya), el de Serrablo (Huesca) y el de Yela (Guadalajara).

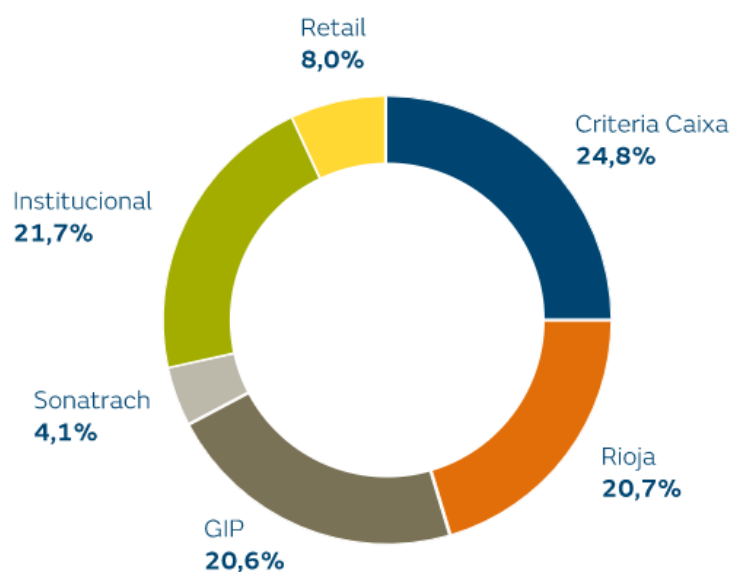
Naturgy

La historia de la compañía Naturgy comienza hace más de 175 años, con la creación en 1843 de la Sociedad Catalana para el Alumbrado de Gas que, posteriormente, pasó a denominarse Catalana de Gas y Electricidad S.A. y, más tarde, en 1987, Catalana de Gas S.A. Es en 1991 cuando Catalana de Gas S.A. y Gas Madrid se fusionan, pasando a denominarse Gas Natural SDG. Años después, en el 2009, Gas Natural SDG lanzó una OPA sobre Unión Fenosa (nacida de la fusión entre Unión Eléctrica y Fuerzas Eléctricas del Norte S.A.), que le permitió hacerse con los activos de la que entonces era la compañía eléctrica más sucia y contaminante del país.

La empresa posee [16 paraísos fiscales](#). Su inversión en innovación ha estado entre las más bajas del Ibex 35 a pesar de las numerosas subvenciones que ha recibido. Controla Sedigás y [otras organizaciones](#) en las que tiene gran influencia como [Funseam](#). [Ha comunicado su decisión de abandonar su participación en la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica \(AELEC\)](#), anterior UNESA por considerar que el FNSSE perjudicaba al Gas frente a la electricidad, lo que conlleva como compañía una declaración de interés a favor del gas natural frente a la electricidad. La compañía mantiene una amplia estrategia, acompañada de una ambiciosa campaña mediática a todos los niveles, para posicionar al gas como fuente imprescindible en la transición hacia las energías limpias, al mismo tiempo que pretende fortalecer su imagen como empresa ecologista y comprometida. De hecho, en 2016, se gastó 357 M€ en calidad de “publicidad y otros servicios comerciales”. En su informe [Hacia una empresa baja en carbono](#) (pág.19) la empresa afirma que *“existe una elevada probabilidad, pero en ningún caso una certeza absoluta, de que el cambio climático pueda dañar la biosfera”* y pone en duda los métodos de los estudios que lo demuestran.

En cuanto a su accionariado, [CriteriaCaixa](#), con el 25% es el mayor accionista, seguido de dos fondos: Rioja (21%) y GIP (21%) ([Figura 35](#)). La empresa comercializadora de gas argelina Sonatrach cuenta con el 4% de las acciones y comparte con ella la propiedad en los gasoductos de Magreb y Medgaz. Repsol fue durante muchos años uno de los

mayores accionistas hasta que en 2018 decidió convertirse en un operador que ofreciera servicios de electricidad y gas.



*Figura 35: Distribución del Capital de Naturgy.
Fuente: Naturgy.*

Por otro lado, la compañía Unión Fenosa Gas, dedicada a la importación de gas natural, está participada al 50% por la petrolera Italiana ENI y el grupo Naturgy. Además, el grupo Naturgy opera en la distribución de gas natural mediante su empresa Nedgia.

La compañía importa tanto gas natural (36%) como GNL (64%). Cuenta con unos 13 GW de potencia eléctrica instalada, de los cuáles un 58% son ciclos combinados en los que se generaron 14.538 GWh en 2019, más de la mitad del total generado por la compañía, que ascendió a 25.500 GWh ([Figura 36](#)). La sobrecapacidad del sistema y el bajo uso de los ciclos combinados hacen que las compañías vean complicado cubrir los costes que supone tenerlas abiertas y listas para funcionar. Algunas plantas no han llegado a encenderse en un año entero. Desde el año 2019 Naturgy viene reclamando al Gobierno una “retribución suficiente” para que los ciclos combinados ejerzan esa función de respaldo y solicitando más ayudas.

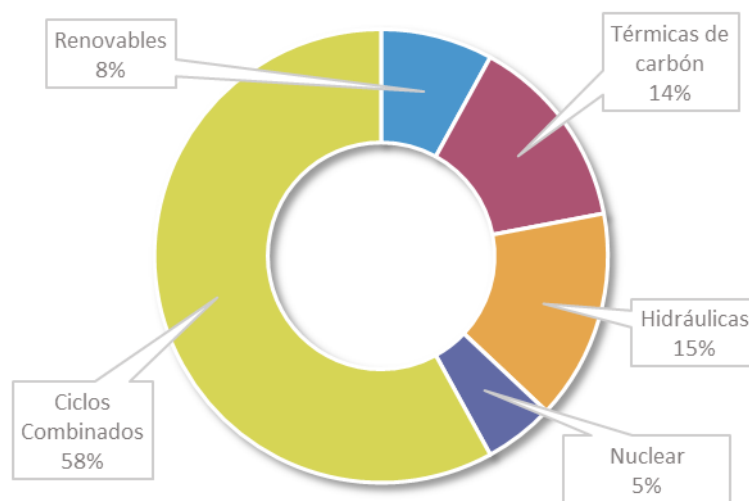


Figura 36: Potencia eléctrica instalada de Naturgy en España, año 2019.

Fuente: Naturgy. Elaboración propia.

El grupo Naturgy controla la mayor parte de los dos gasoductos internacionales (Magreb y Medgaz) con países no europeos. En Medgaz controla el 49% de la propiedad mientras que el 51% restante corresponde a la argelina Sonatrach. En el caso del Magreb la actividad comercial es llevada a cabo por EMPL (Europe-Magreb Pipeline) controlada en un 77% por Naturgy y en un 23% por la empresa [Galp](#). Metragaz se encarga de la operación y explotación del gasoducto, con un 76,7% controlado por Naturgy, un 22,4% por Galp y un 0,7% por [ONHYM \(Office National des Hydrocarbures et des Mines\)](#), operador público marroquí de hidrocarburos.

En España, el artículo 61 de la Ley del Sector de Hidrocarburos establece que a partir de 2003 ningún sujeto o grupo empresarial, de acuerdo con el [Código de Comercio](#), que actúe en el sector del gas puede importar una cuantía superior al 70% del consumo nacional. **Dicho esto, es más que curioso que en los informes de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) los únicos datos confidenciales son los de aprovisionamiento del gas según empresa, mientras que el origen según país o la forma en la que se importa (gas natural o GNL) no lo son ([Figura 37](#)).** Y más curioso aún es que, según la página web de **Naturgy**, su **cartera de suministro de gases de 30 bcm** (miles de millones de metros cúbicos al año) y en España han sido **pocos los años en los que la demanda nacional ha superado los 35 bcm, incluso desde 2010 hasta 2019 fue inferior a las 35 bcm.**

2.5. Aprovisionamiento de gas natural al mercado español por empresa y país (CONFIDENCIAL)

Cuadro 6.1. Aprovisionamiento de gas natural por empresa y país (CONFIDENCIAL)

[INICIO SECCION CONFIDENCIAL]

Enero - Junio 2019	ANGOLA	ARGELIA	BÉLGICA	CAMERÚN	EE.UU.	ESPAÑA	FRANCIA	HOLANDA	NIGERIA	NORUEGA	PORTUGAL	QATAR	RUSIA	TRINIDAD TOBAGO	Total (GWh)

Figura 37: Aprovisionamiento de gas natural por empresa.

Fuente: CNMC.

En cuanto a la red de transporte de gas natural, en su mayoría propiedad de Enagás, Naturgy (Nedgia) es propietaria de casi un 10% de los más de 13.000 km de red. Por otro lado, cuenta con 54.000 km de la red de distribución de un total de unos 88.000 km, además de ser el mayor distribuidor por puntos de suministro, con un 68%.

El grupo Naturgy continúa ocupando el primer lugar por volumen de ventas con cerca de un 26% de cuota, seguido por Endesa (15%), Repsol (11%), Iberdrola (10%) y Cepsa (6%). Además, por número de clientes, es el mayor comercializador con casi un 51% del total, seguido por Endesa con un 20%, Iberdrola con un 13% y EDP con un 11% ([Figura 38](#)).

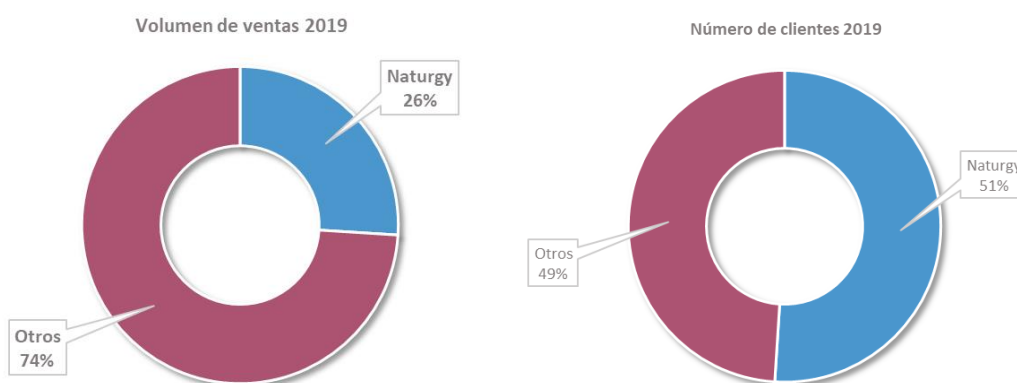


Figura 38: Distribución por volumen de ventas y número de clientes 2019.

Fuente: CNMC. Elaboración propia.

Endesa

Fue fundada como “Empresa Nacional de Electricidad Sociedad Anónima”. Actualmente, el 70% es propiedad de la compañía italiana Enel, cuyo principal accionista es el Estado italiano. Es una de las tres grandes compañías del sector eléctrico en España que, junto a Iberdrola y Naturgy, dominan en torno al 90% del

mercado eléctrico nacional. Endesa desarrolla actividades de generación, distribución y comercialización de electricidad y gas natural.

La compañía comenzó a aumentar su presencia en la comercialización de gas natural en 2005. En 2008 las obligaciones de desinversión impuestas por la Comisión Nacional de la Competencia (CNC), actual CNMC, en la OPA de Gas Natural S.A. sobre Unión Fenosa obligaron a la transferencia, en el año 2010, de aproximadamente 860.000 clientes a otros operadores, de los que 245.000 fueron a Endesa. En 2015 completó la adquisición del negocio de comercialización de gas natural en el segmento doméstico y comercial del grupo Galp Energía, lo que le supuso la transferencia de 230.000 clientes, principalmente en la Comunidad de Madrid. Esto la hizo consolidarse como la segunda comercializadora de gas natural con aproximadamente 1,55 millones de clientes a finales de 2019. La compañía ocupa el segundo lugar en la comercialización de gas, tanto en volumen de ventas, con un 15% de la cuota, como en número de clientes, con un 20%.

Planes estratégicos de las empresas gasistas

La situación incierta sobre el destino del sector gasista ha hecho que las empresas comiencen a mover ficha poniendo su foco en el hidrógeno. Sin estudios de demanda, se camina hacia una nueva sobrecapacidad, como ocurrió con las infraestructuras gasistas, sin justificar su viabilidad económica. Según el último informe de [Bloomberg NEF, "NEO-2020"](#) el hidrógeno verde necesario para mantener una temperatura por debajo de los 2°C requeriría de un sistema eléctrico de 6 a 8 veces más grande que el actual en capacidad total, un tercio de la cual se destinaría a producción de hidrógeno. **Que el hidrógeno verde suministre una cuarta parte de la energía final requeriría un 38% más de energía de la que hoy se produce en el mundo.**

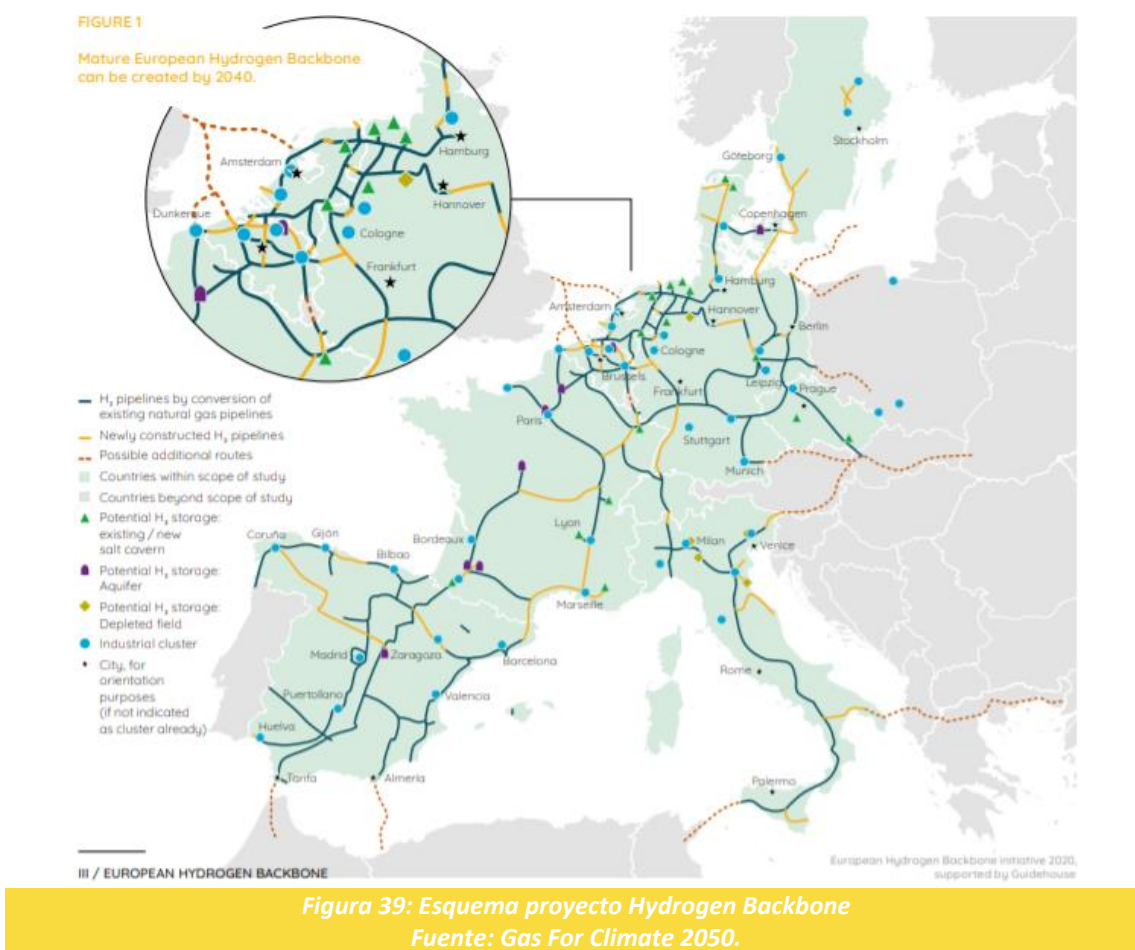
El *Bank of America* ha advertido que para que el hidrógeno verde sea competitivo aún deberá reducir sus costes un 85% y *Wood Mackenzie* aleja esa posibilidad hasta después de 2030 ⁴. **Esta inmadurez lleva a la [Estrategia Europea de Hidrógeno](#) a prever inversiones de 18.000 M€ en hidrógeno azul, producido con gas natural, porque el hidrógeno verde aún tiene costes más altos de los asumibles.** *IHS Markit* propone desarrollar en paralelo el hidrógeno azul y el verde. El sector gasista, amenazado por las baterías de almacenamiento, ha confirmado que el hidrógeno azul seguirá siendo clave porque el hidrógeno verde es aún demasiado caro y las petroleras han propuesto el concepto de "hidrógeno de baja huella de carbono" para incluir el producido con gas natural.

De la misma forma que en el pasado se propuso la idea de convertir a España en el proveedor de gas argelino de Europa como una ventaja para la seguridad nacional, ahora los mismos actores proponen repetir la fantasía de convertir a España en exportador de hidrógeno a Europa. Se [ocultan los problemas y déficits](#) que provocarán la sobrecapacidad, los sobrecostes, las infraestructuras de transporte y de distribución y las interconexiones, después de que Bruselas haya retirado las interconexiones gasistas con Francia de los proyectos de interés común por falta de mercado. **Además, no se tiene en cuenta que la mayoría de las infraestructuras gasistas no son compatibles para transportar hidrógeno verde si no se mezcla con gas fósil debido a sus propiedades químicas, que difieren con las del gas natural** ⁵.

Enagás

Con un negocio basado en el transporte de gas natural es la que afronta una de las situaciones más difíciles. Su principal vía de escape ante el esperado descenso del consumo de gas natural en los próximos años es el hidrógeno. Diferentes fuentes, como *Bloomberg*, señalan que el aumento de la oferta de energías renovables en España, liderado por la energía eólica y solar, representan una importante amenaza para la demanda de gas natural a largo plazo.

La principal solución en la que la compañía pone el foco es la reutilización de las tuberías existentes para transportar hidrógeno y biometano, activos que ya posee. La realidad es que no es una tarea sencilla; en primer lugar, porque no está claro que su acople geográfico actual sirva para transportar otros gases ya que su generación y destino son totalmente diferentes. Pero el problema principal no es este, **sino el de adaptar los gasoductos actuales para transportar otros gases con diferentes densidades sin tener fugas importantes**. Por mencionar un ejemplo: en la actualidad se utiliza helio en estos gasoductos para detectar fugas, pues bien, el hidrógeno es hasta cuatro veces más ligero que el helio, lo que supondría reformar todas y cada una de las tuberías que posee Enagás. **El problema no es la tecnología, sino la inversión necesaria para hacerlo y que ni si quiera está contemplada en la Estrategia Nacional de Hidrógeno**. El proyecto europeo [Hydrogen Backbone](#) presentado por 11 empresas gasistas, entre las que se encuentra Enagás, para la reconversión del 75% de los gasoductos actuales cifra la inversión necesaria entre 27.000 y 64.000 M€, pero, sin embargo, analistas de la UE señalan que se necesitarían inversiones de entre 180.000 y 470.000 M€ y que aun así solo serviría para elevar su participación hasta un 14% ([Figura 39](#)).



Actualmente, el grupo prevé desarrollar 12 proyectos de hidrógeno en España (de los 34 totales anunciados por la empresa) durante el período 2021-2023, que podrían movilizar 1.500 M€ de inversión y desde la empresa llaman a la colaboración público-privada ⁶.

Otra de las líneas de negocio de Enagás es la de la movilidad mediante gas natural. El año pasado se inició el proyecto [ECO-net](#), que pretende desarrollar 15 estaciones de repostaje de GNL vehicular y una de hidrógeno. Con un presupuesto global de 13 M€, contempla la construcción, en un plazo de hasta tres años, de tan solo 16 puntos de suministro.

Naturgy

El grupo Naturgy es propietario de los dos gasoductos que unen España con Argelia y el que más activos de ciclos combinados posee. Tiene la mayor red de distribución de gas y ocupa la tercera posición en la de electricidad por lo que juega un papel primordial en la estrategia para mantener al gas natural como un actor clave en la transición energética.

La empresa ha presentado recientemente sus proyectos para los fondos europeos que suman un valor de inversión total de 14.000 M€. De estos, 3.900 M€ están focalizados en los gases renovables ⁷. Con esta visión común Enagás y Naturgy ya han comenzado a desarrollar en colaboración varios proyectos de hidrógeno.

Naturgy también se ha adherido recientemente a la [European Clean Hydrogen Alliance](#), grupo creado y promovido para impulsar el desarrollo del hidrógeno y que reúne a actores públicos y privados interesados en la producción de hidrógeno renovable y su distribución. Según la empresa, se suma a esta alianza para compartir sus conocimientos sobre hidrógeno, asegurando que lleva años investigando el desarrollo de este, “ya que el recurso renovable, la infraestructura existente y nuestra posición geoestratégica, hacen que España tenga todo el potencial para convertirse en exportador de hidrógeno en el futuro”. Además, aseguran que la exportación de esta nueva energía puede llevarse a cabo a través de la infraestructura gasista actual.

Otra de las estrategias de la empresa para mantener en el foco el consumo y el uso de las infraestructuras de gas natural es su uso para movilidad, como es el caso de Enagás. A través de su filial Nedgia lidera el proyecto europeo [ECO-GATE](#), uno de los más ambiciosos en el mercado vehicular del gas natural y de los gases renovables. Contempla la construcción de 21 “gasineras” en los corredores Atlántico y Mediterráneo de la red de carreteras de España, Francia, Alemania y Portugal. La UE aprobó financiar con 10 M€ esta iniciativa para el despliegue rápido y masivo de este combustible.

Endesa

Endesa, que ocupa el segundo lugar en cuanto a volumen de ventas y clientes en España, está realizando una fuerte apuesta por el gas natural y el hidrógeno.

En los últimos tres años ha fletado tres buques metaneros de nueva construcción para el transporte de GNL, con el fin de garantizar los dos bcm anuales de GNL comprados en 2014 del proyecto [Cheniere Energy](#) en Texas. Endesa, que hasta ahora había optado por contratar GNL con entrega en destino, se ha embarcado en el transporte marítimo. Según su Consejero Delegado, José Bogas, “este cambio de contratación desde origen de entrega y los acuerdos de fletamentos, para garantizar la disponibilidad de metaneros para el transporte marítimo de gas, permitirá que Endesa pueda cubrir parte de su suministro de gas para los próximos 20 años con opciones mucho más flexibles y competitivas”.

Tiene acuerdos con la naviera [Knutsen](#) (7 años de fletamento, con dos periodos de extensión de 7 y 6 años) y la naviera [GasLog](#) para el transporte de GNL con otro metanero a partir de 2021 (acuerdo de ocho años, con dos periodos opcionales de seis años cada uno).

Otra muestra de sus intenciones es el proyecto presentado a finales de 2020 con el que pretende desarrollar actividades de *bunkering* de GNL en su terminal portuaria de Algeciras. La inversión inicial prevista es de alrededor de 15,6 M€ que, tras un estudio detallado y la incorporación de la última tecnología del mercado, se elevará hasta unos 34,5M€ para la adecuación de las instalaciones antes de 2023. Tras la autorización para ampliar la concesión actual diez años más, la terminal alcanzará una capacidad de almacenamiento de alrededor de 4.080 metros cúbicos y un volumen de energía gestionada al año de 1.100 GWh. Con esta capacidad, la terminal se convertirá en la principal estación portuaria de *bunkering* de GNL en España.

En cuanto al mercado de hidrógeno, la compañía ha anunciado recientemente su intención de iniciar 23 proyectos para generar hidrógeno verde en España, con una inversión de 2.900 M€, que podría estar funcionando entre 2023 y 2024.

Iberdrola

Iberdrola ha sido el grupo empresarial que más ha crecido en el sector gasista, en la última década, en cuanto a número de clientes, situándose por encima del medio millón de clientes en 2019 y superando a EDP como tercer comercializador por número de clientes. En cuanto a volumen de ventas ocupaba en 2019 el cuarto lugar, con un 9,5% de cuota de mercado, por detrás de Naturgy, Endesa y Repsol.

Iberdrola es la segunda compañía en cuanto a potencia instalada de ciclo combinado en España con 5.600 MW instalados. Al igual que Naturgy, se ha sumado a las presiones hacia el gobierno para recuperar los pagos por capacidad a las plantas de ciclo combinado de cara a asegurar su rentabilidad si se mantienen como respaldo a

las energías renovables. Entre tanto, la compañía ha visto disparada la producción de sus seis centrales en España, aumentando en 2019 un 137% respecto al año anterior. Este aumento se explica principalmente por el cierre del carbón y la evolución de los precios del gas.

En sus planes estratégicos empieza a considerar al ciclo combinado y al gas como [activos no estratégicos](#), eso sí, dependiendo del país y por lo tanto de las retribuciones, decidirá si desinvertir o no. En el caso de sus activos en Reino Unido se ha optado por desinvertir en ciclo combinado, sin embargo, se mantienen en México (5.500 MW) y en España (5.600 MW).

En cuanto al hidrógeno, la compañía hace una apuesta fuerte como elemento de transición con varias propuestas de proyectos. Pretende la construcción de una planta de hidrógeno verde en la ubicación de la central térmica de carbón de Lada (Asturias), y su uso para transporte con un corredor de hidrógeno verde en Valencia y Murcia, y en la industria de fertilizantes con un proyecto junto a [Fertiberia](#) en el que se contempla un plan de desarrollo de 800 MW de hidrógeno verde, con una inversión de 1.800 millones de euros hasta 2027.

Este [último proyecto](#) pretende utilizar la producción del hidrógeno verde como materia prima para la fabricación de “fertilizantes verdes” en las plantas de Fertiberia de Puertollano (Ciudad Real) y Palos de la Frontera (Huelva), consiguiendo que alrededor del 25% del hidrógeno consumido en España, no proceda de combustibles fósiles. Asimismo, Iberdrola, constituye junto con la empresa Ingeteam, [Iberlyzer](#), la primera compañía fabricante de electrolizadores a gran escala en España y forma parte de la alianza global [Green Hydrogen Catapult](#), que pretende acelerar la escalabilidad y producción de hidrógeno verde a nivel internacional.

Repsol

Repsol ha comenzado en los últimos años su transformación hacia una compañía multi-energética. En 2019 entró en la lista de los principales operadores de gas natural, ocupando el tercer lugar en cuanto a volumen de ventas con un 11% de cuota, siendo la comercializadora que más ha crecido en los últimos años en términos de ventas, registrando en este año un aumento de casi 10 puntos porcentuales. En cuanto a número de clientes, ocupa el quinto lugar con un 2% de la cuota de mercado.

En 2018 afianzó su presencia en el sector gasista con la [compra a Viesgo](#) y su comercialización de gas y electricidad. En el acuerdo se incluía la compra de dos centrales de ciclo combinado, una en Algeciras y otra en Escatrón, con una capacidad total de 1.650 MW, considerando que “las centrales de ciclo combinado van a tener un papel clave en la transición energética”. Parece que Repsol pretende realizar una apuesta fuerte por el gas natural en los próximos años, tanto en la comercialización como en su uso para transporte terrestre y marítimo. Recientemente ha [firmado un acuerdo junto a Nortegas](#) para impulsar la instalación de una red de puntos de

suministro de gas natural vehicular (GNV) en las estaciones de servicio del grupo Repsol y tiene varios proyectos de bunkering de GNL entre manos junto a Enagás. Otra muestra de su apuesta es la intención de [comenzar a explotar comercialmente](#) en 2026 las gigantescas reservas de gas que descubrió hace casi ocho años en aguas muy profundas del océano Atlántico frente a Brasil.

Por otro lado, la compañía tiene el foco puesto en el hidrógeno con varios proyectos y para los próximos años. Uno de los proyectos pretende producir hidrógeno renovable para cubrir la demanda de su [refinería en Cartagena](#) y otro tiene el objetivo de producir nuevos combustibles sintéticos en su [refinería de Bilbao](#), donde pretende en una primera fase obtener 50 barriles al día de los denominados e-fuels o electrocombustibles ⁸ en español (también conocidos como combustibles sintéticos). Esta refinería es la única de la península y una de las pocas de Europa que incorpora la tecnología CCS/U, en este sentido, han lanzado un proyecto de integración de esta tecnología de captura en Indonesia ⁹. La apuesta de Repsol para los próximos años también se centra en el hidrógeno azul, aunque no han manifestado proyectos al respecto. Su interés por el despliegue de la tecnología de captura de carbono supone una declaración de interés en incorporar este sistema a su tecnología actual de producción de hidrógeno gris.

La tapadera del hidrógeno

El hidrógeno es un vector energético sostenible o no, según las fuentes de energía primarias y los procedimientos de producción utilizados. Así, alrededor del 95% de la producción mundial de hidrógeno es a base de combustibles fósiles ¹⁰, que en 2018 provocó la emisión de 830 millones de toneladas de CO₂ ¹¹. La producción de hidrógeno a partir del agua, utilizando electricidad y biomasa, es sólo del 4% y del 1% respectivamente ¹².

El uso de colores para identificar la fuente primaria es uno de los instrumentos más claros de *greenwashing*, ya que amortigua a la vez que distrae que se usa combustibles fósiles para su producción.

Colores del hidrógeno

Negro o marrón

Se obtiene a partir de la gasificación del carbón y requiere agua y calor. Las sustancias químicas del carbón reaccionan para producir gas de síntesis (syngas en inglés), dióxido de carbono (CO₂), monóxido de carbono (CO), hidrógeno, metano y etileno, entre otros. Un proceso similar de gasificación se emplea para producir syngas a partir de la biomasa y de productos petroquímicos.

Gris

El proceso químico de extraer el hidrógeno del gas natural se denomina reformado. El método más utilizado es el reformado de metano con vapor de agua (*Steam Methane Reforming*). Es un proceso intensivo en consumo de energía que requiere de altas temperaturas (700-1.100°C), en el que se produce más CO₂ que H₂. Se estima que por cada tonelada de hidrógeno se emiten de 9 a 11 toneladas de CO₂, sin contar con las posibles fugas de metano. A nivel mundial supone unas emisiones de 630 Mt anuales.

Azul

El proceso es el mismo que para el gris, con la diferencia de que incorpora un sistema de captura de carbono y de almacenamiento/utilización (CCS/U) sobre el que se justifica un etiquetado de “bajas emisiones”. Se trata de una tecnología costosa, inmadura y no probada a grande escala, que presenta filtraciones de gases a la atmósfera y consume grandes cantidades de energía eléctrica para capturar y almacenar CO₂.

Los proyectos más avanzados sólo logran un 33% de captura y no un 95% como se suele leer en algunos documentos como en la [Hoja de Ruta del Hidrógeno](#) española

que se corresponden con el límite superior de lo que se espera conseguir en un futuro (85-95%). Además, entre el 5% y el 15% de todo el CO₂ hipotéticamente capturado, se filtra y se escapa de nuevo a la atmósfera. En el proceso de combustión también se emiten otros gases y material particulado.

Alternativamente al sistema CCS de almacenamiento, las principales aplicaciones que se proponen es almacenar el dióxido de carbono capturado en viejos pozos de petróleo para mejorar la recuperación de este o emplearlo para producir combustibles sintéticos (con propiedades idénticas a los combustibles fósiles), lo que supone aumentar, irónicamente, la disponibilidad de hidrocarburos potencialmente dañinos para el medio ambiente.

Turquesa

Está basado en una tecnología en fase de desarrollo por la que el metano se somete a pirólisis, dando lugar, como subproducto, carbono en estado sólido que podría ser empleado como pigmentos o polímeros. Mediante este método se producen tres toneladas de residuo de carbono puro en estado sólido por cada tonelada de hidrógeno.

Verde

Se basa en el proceso de electrólisis por el que se separa la molécula del agua (H₂O) en sus elementos constituyentes H₂ (recurso) y O₂ como subproducto. Además de disponer de agua desmineralizada, requiere de grandes cantidades de energía eléctrica (procedente de fotovoltaica y eólica) por las bajas eficiencias de los electrolizadores y la estabilidad de la molécula del agua. Tiene margen de mejora.

Rosa

Al igual que el verde, se basa en la tecnología de electrolizadores, pero la electricidad utilizada proviene de centrales nucleares.

Aplicaciones

Dado que el hidrógeno requiere una conversión, implicando importantes pérdidas de energía, podemos considerarlo un recurso limitado que debe aplicarse en aquellos subsectores difícilmente electrificables.

En España se consume 500.000 toneladas de hidrógeno al año, de los cuales **el 99% es producido a base de gas natural** ¹³. **El 6% del consumo total de gas natural en España se destina a la producción de hidrógeno** ¹⁴. La práctica totalidad se produce en plantas de fabricación de productos industriales y en refinerías, siendo **Repsol el mayor productor y consumidor, con el 72% del total producido** ¹⁵. Por sectores, se reparte en

un 70% como materia prima, principalmente en refinerías (sobre todo en las de Huelva, Cartagena, Puertollano y Tarragona), un 25% en fabricantes de productos químicos de uso industrial (amoníaco) y el 5% restante en sectores como el metalúrgico.

Las principales aplicaciones como materia prima se producen en la industria del refino, la industria química, la industria metalúrgica y en otros procesos industriales con menor peso en el consumo final de H₂.

Puntos calientes

El lobby del hidrógeno, en su mayor parte conformado por la industria del gas, tiene como objetivo conseguir un esquema regulatorio y financiero a gran escala para crear una "economía del hidrógeno" y liderar este "nuevo amanecer" del gas. Una enorme demanda de hidrógeno sería imposible de satisfacer sólo con hidrógeno verde, pero además implicaría seguir produciéndolo a base de gas fósil o "*blending*" de H₂ verde en la red de gas, lo que implicaría la pérdida del valor intrínseco del hidrógeno renovable en la mezcla y un mayor consumo bajo un pretexto de un gas natural "sostenible".

Quieren mantener sus gaseoductos, e incluso ampliarlos, como se refleja en el proyecto *Hydrogen Backbone*, un proyecto que la CE parece apoyar cuando Europa ya cuenta con una red sobredimensionada de gas. El primer paso ha sido el de convencer a la UE y a sus Estados miembros para adoptar el hidrógeno como el combustible "limpio" del futuro. Al hacerlo se ha asegurado el apoyo político, financiero y reglamentario de la UE, como se indica en la [Estrategia del Hidrógeno](#) y en la [Estrategia Industrial](#) de la CE, entre otras. La segunda tarea es la de asegurar el apoyo financiero para el hidrógeno azul y la tecnología CCS, así como para el hidrógeno verde, a través de los fondos de recuperación tras la crisis del Covid-19 y de otras fuentes posibles.

¿Azul o verde?

La actual apuesta por el hidrógeno verde está siendo utilizada por el lobby del gas como una estrategia para colar el azul, pues una economía de hidrógeno verde podría poner a la industria del gas fuera de negocio. Al apoyarse en el sistema CCS/U, el lobby del gas reetiqueta el hidrógeno basado en gas fósil (gris) como hidrógeno "limpio" y "bajo en carbono" (azul). El hidrógeno azul se está intentando vender como combustible de "transición", como una solución "limpia" de la industria, con un respaldo tecnológico ficticio.

Estrategia europea del hidrógeno

La [Estrategia de Hidrógeno de la UE](#) considera que la red de gas fósil es útil para el futuro transporte de hidrógeno y prevé inversiones de 18.000 M€ en hidrógeno azul. Al depender de la importación masiva de hidrógeno verde, se repetiría la misma

relación neocolonial que ya existe con los combustibles fósiles y que ha caracterizado la política energética de la UE hasta el día de hoy. La UE explota los recursos de sus vecinos más pobres para satisfacer sus propias necesidades energéticas, dejando de lado los impactos políticos, sociales y ambientales. La mitad de los electrolizadores estarán desplegados dentro de la UE y la otra mitad se prevé que en Ucrania y el norte de África. No es casualidad que la industria haya buscado regímenes autoritarios con los que negociar acuerdos que mantengan a estas regiones explotadas para servir al modelo energético de la UE ¹⁶.

Estrategia nacional del hidrógeno y Fondos Europeos

España pretende liderar el desarrollo de la economía de H₂ buscando crear una nueva industria a su alrededor (fabricación de pilas de combustible y de electrolizadores, entre otros), y eso se ve reflejado en su hoja de ruta, en la que se establece como objetivo instalar 4 GW de potencia de electrólisis (el 10% del objetivo establecido por la UE a 2030).

Para ello la Hoja de Ruta del Hidrógeno estima una inversión hasta 2030 en torno a los 8.900 M€, a movilizar por el sector privado con el apoyo del sector público. En el [Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia](#), el Gobierno anunció que se destinarán más de 1.500M€ al desarrollo del hidrógeno renovable. Ante esto, las grandes energéticas han presentado diversos proyectos con esta tecnología.

Endesa contempla el desarrollo en España de [23 proyectos de hidrógeno verde](#) con una inversión de 2.900 M€, que generarían 26.000 toneladas anuales. Sus proyectos más ambiciosos se ubican en los emplazamientos en los que está cerrando sus plantas térmicas: Teruel, Compostilla (León), As Pontes (A Coruña), Litoral (Almería) y Alcudia (Mallorca).

Bajo la misma filosofía, **Naturgy, de la mano con Enagás, pretende convertir la planta de regasificación de [El Musel](#) y la central térmica de [La Robla](#) (León), en instalaciones de producción de hidrógeno verde**, manifestando claramente su apuesta por el “*blending*” y su intención de convertir a España en exportador de hidrógeno a Europa. Ambos proyectos forman parte del proyecto estrella de Enagás, *Green Crane*, presentado en su convocatoria a los IPCEI (*Important Projects of Common European Interest*) de la mano del Ministerio de Industria y con el apoyo de la italiana [Snam](#) ¹⁷. Un proyecto cuyo objetivo es desarrollar una cadena de valor del hidrógeno a través de 8 subproyectos. Uno de ellos es el proyecto [Power to Green Hydrogen Mallorca](#), en el que también participan Acciona, Cemex, Redexis, el Gobierno balear y el IDAE. **Bruselas ha escogido este proyecto para recibir 10 M€ de subvención de la financiación IPCEI, otorgándole la segunda mayor ayuda para un proyecto de hidrógeno verde** ¹⁸.

Enagás y su incipiente filial, Enagás Renovables, S.L., prevé invertir [300 M€](#) en proyectos de hidrógeno, biogás y biometano en el periodo 2020-2026 y actualmente

trabaja en [34](#) proyectos relacionados con el hidrógeno. Ha participado de forma activa en las consultas públicas previas a las hojas de ruta promovidas por el MITERD. En el ámbito europeo, es una de las 11 compañías de infraestructuras gasistas que ha presentado el informe “*European Hydrogen Backbone Plan*”, además de participar, junto con otras 57 empresas, en una [carta](#) de sensibilización dirigida a los líderes de la UE, hacia los gases naturales, renovables y descarbonizados (incluidas las tecnologías CCS/U) en su papel de descarbonización.

Repsol ha sido otra de las 57 empresas firmantes. De hecho, prevé realizar inversiones de entre 2.200 y 2.900 M€ en el periodo 2021-2026 vinculadas a proyectos de la cadena de valor del hidrógeno. En su nuevo [plan estratégico 2025](#), manifiesta su intención de ser líder en hidrógeno renovable en la península ibérica para alcanzar en 2025 una potencia instalada de 400 MW de electrolizadores, con la ambición de superar 1,2 GW en 2030 (el 30% del objetivo nacional). Su apuesta por los sistemas CCS/U ¹⁹ y la producción de combustibles sintéticos ²⁰ es más que notable, además de apostar por “el desarrollo de las diferentes aplicaciones del hidrógeno de baja huella de carbono con captura de CO₂ que haría posible que las infraestructuras y el mercado estén más maduros y consolidados cuando el hidrógeno renovable alcance la competitividad” ²¹.

Iberdrola tampoco se queda atrás; ha presentado [54](#) proyectos al programa *Next Generation EU*, que supondrían el 25% del objetivo nacional y la movilización de 2.500 M€. Entre estos proyectos encontramos varios relacionados con la movilidad, la industria de fertilizantes y la construcción de una planta de hidrógeno verde en la ubicación de la central térmica de carbón de Lada (Asturias).

En base a los proyectos, intenciones y objetivos expuestos por las principales empresas energéticas, el reparto del objetivo nacional de 4GW de potencia de electrolización para 2030 se repartiría de forma aproximada según la ([Figura 40](#)). Recalcar, que dicha repartición, irá cambiando a medida que se vayan anunciando o descartando nuevos proyectos relacionados con el H₂.

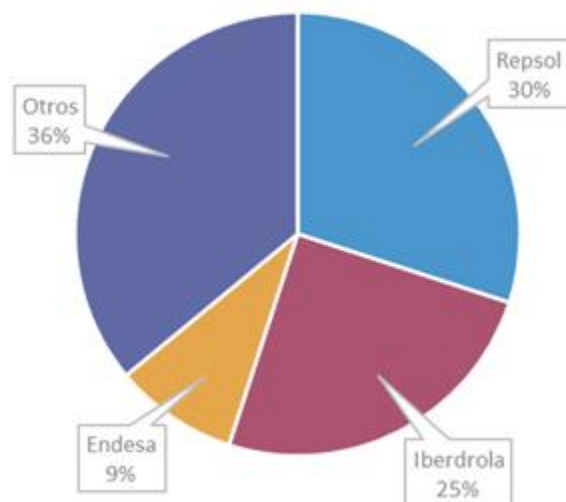


Figura 40: Proyección del reparto aproximado de participación por energéticas del objetivo nacional de potencia de electrolización para 2030 a fecha de abril de 2021.

Fuente: Elaboración propia.

Estos (y otros muchos más) proyectos presentados (de estas y otras empresas) ocultan los problemas y los déficits que provocarán la sobrecapacidad, los sobrecostes, las infraestructuras de transporte y de distribución y las interconexiones. Estas inversiones se están enfocando demasiado en acelerar ahora, sin haberse alcanzado el desarrollo de las tecnologías ni, por tanto, la competitividad del hidrógeno verde.

¹ <https://www.globalwitness.org/en/campaigns/oil-gas-and-mining/pipe-down/>

² Más información en los siguientes enlaces:

<https://www.larazon.es/economia/el-gobierno-quiere-convertir-a-espana-en-hub-global-del-gas-EE13064752/>

<https://www.orquestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/articulos-cientificos/revistas-especializadas/los-mercados-de-gas-natural-en-europa.pdf>

<https://www.eleconomista.es/economia/noticias/6485357/02/15/Rajoy-asegura-que-la-creacion-de-un-mercado-organizado-del-gas-no-impedira-el-funcionamiento-de-otros-hub.html>

³ <https://es.greenpeace.org/es/sala-de-prensa/comunicados/el-congreso-aprueba-una-ley-de-cambio-climatico-descafeinada-y-pierde-una-oportunidad-clave-para-abordar-con-ambicion-la-emergencia-climatica/>

⁴ <https://www.energias-renovables.com/hidrogeno/la-fantasia-del-hidrogeno-la-pagaran-los-20201123>

⁵ <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/hidrogeno-vector-energetico-de-una-economia-descarbonizada/>

⁶ <https://elperiodicodelaenergia.com/enagas-trabaja-en-12-proyectos-de-hidrogeno-en-espana-cuya-inversion-asciende-a-1-500-millones/>

⁷ https://www.elespanol.com/invertia/empresas/energia/20210309/naturgy-presenta-proyectos-fondos-europeos-suman-milones/564694431_0.html

⁸ El proceso de producción de estos combustibles consiste en la mezcla del H₂ producido y el CO₂ capturado (en este caso de la refinería de Petronor) para hacer cadenas largas de H-C y formar hidrocarburos sintéticos (Diésel sintético, gasolina sintética, queroseno sintético, también conocidos como e-diésel, e-gasolina y e-queroseno). Al igual que la terminación de sintético, la e-, sirve para indicar que es un electrocombustible, es decir que procede de electricidad y no de yacimientos petrolíferos (combustibles fósiles). Estos combustibles sintéticos, en su combustión, contaminan exactamente igual que los fósiles y Repsol los maquilla como “combustibles cero emisiones netas o de huella cero”. Su intención es emplearlo en todos los sectores de la movilidad posibles como se puede apreciar en el siguiente artículo, ya que estos combustibles permiten utilizarse exactamente igual que como se hace actualmente con los combustibles fósiles:

<https://native.elmundo.es/2021/04/26/index.html>

Con respecto al estado de este proyecto, de momento, lo único que se sabe es que han conseguido la adjudicación por parte de la autoridad portuaria del Bilbao de un terreno próximo a la refinería de Petronor, para empezar a construir la planta. La planta se prevé que esté lista para 2024:

<https://petronor.eus/wp-content/uploads/2020/09/tmp1600938108356218.pdf>

⁹ <https://www.eleconomista.es/empresas-finanzas/noticias/10791691/09/20/Repsol-lanza-su-primer-proyecto-de-captura-de-carbono-en-Indonesia.html>

¹⁰ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA_Hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf

¹¹ <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/hydrogen>

¹² <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032115014951>

¹³ https://www.miteco.gob.es/images/es/hojarutahidrogenorenovable_tcm30-525000.PDF

¹⁴ <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/hidrogeno-vector-energetico-de-una-economia-descarbonizada/>

¹⁵ <https://petronor.eus/es/2020/11/imaz-tenemos-ambicion-y-un-alineamiento-absoluto-con-la-estrategia-espanola-del-hidrogeno/>

¹⁶ https://corporateeurope.org/sites/default/files/2020-12/hydrogen-report-web-final_3.pdf

¹⁷ Enlaces:

<https://elperiodicodelaenergia.com/enagas-quiere-convertir-espana-en-un-gran-hub-de-hidrogeno-verde-que-exporte-al-norte-de-europa/>

<https://www.clientearth.org/latest/documents/state-aid-to-important-projects-of-common-european-interest/>

¹⁸ https://www.enagas.es/enagas/en/Comunicacion/NotasPrensa/19_10_2020_NP_Financiación Green Hysland

¹⁹ Enlaces:

<https://www.repsol.com/es/sostenibilidad/cambio-climatico/nuevos-desarrollos-tecnologicos/index.cshtml>

<https://www.repsol.com/es/energia-innovacion/technology-lab/reduccion-emisiones/index.cshtml>

²⁰ Enlaces:

<https://www.repsol.com/es/energia-innovacion/technology-lab/nueva-movilidad/combustibles-cero-emisiones-netas/index.cshtml>

<https://native.elmundo.es/2021/04/26/index.html>

²¹ <https://www.repsol.com/es/sala-prensa/repsol-news/41/index.cshtml>

GREENPEACE



FUNDACIÓN
RENOVABLES

Pedro Heredia 8, 2º Derecha
28028 Madrid

www.fundacionrenovables.org

