

ROLL-OUT & INVESTMENT PLAN

ACTIVIDAD 4.3



WP3 Posicionamiento respecto del
GNL como combustible marino **LNGhive 2**

Rev.No	Fecha	Revisión	Elaborado	Verificado	Aprobado
1	05/10/2020	Borrador 1	SBC		
2	23/10/2020	Rev 2	SBC	Enagás	
3	01/12/2020	Rev.3		Grupo Trabajo WP3	
4	28/01/2021	Rev.4	SBC		
5	08/10/2021	Rev. 5	SBC		

INDICE

1	<i>Introducción</i>	6
2	<i>Análisis del contexto actual</i>	9
2.1	El mercado de combustibles marinos	9
2.2	Alternativas para la descarbonización del transporte marítimo	15
3	<i>Estrategia LNGHive2 2020-2035 para la adopción de gases renovables como combustible en el transporte marítimo</i>	24
4	<i>Análisis competitivo del GNL como combustible marino en el sistema portuario español</i> 26	
4.1	Resumen de las perspectivas de oferta y demanda	26
4.2	Comparativa del potencial posicionamiento de España en el futuro mercado de bunkering de GNL	37
4.3	Análisis DAFO del desarrollo del GNL y gases renovables para el transporte marítimo en España.....	52
5	<i>Ámbitos de actuación</i>	53
5.1	Financiación	53
5.2	Comunicación.....	54
5.3	Regulación.....	55

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Mercado de combustibles marítimos 2018 por puerto. Fuente: ARGUS Japan. The Singapore perspective	9
Figura 2.2 Mapa de representación de la actividad de navegación y principales hubs de combustible marino	10
Figura 2.3 Consumo de combustible global por tipo de buque. Fuente: UNCTAD Review of Maritime transport 2018	10
Figura 2.4 Bunkering suministrado en los puertos españoles 2017 - 2019.....	11
Figura 2.5 Oferta de medios de suministro e infraestructura de bunkering en el sistema portuario español.....	12
Figura 2.6 Objetivos de descarbonización del transporte marítimo propuestos por la IMO.....	15
Figura 2.7 Ruta para la descarbonización del transporte marítimo con portadores de hidrógeno.....	20
Figura 2.8 Ruta para la descarbonización del transporte marítimo con gases renovables.....	22
Figura 3.1 Esquema de transición energética de un barco propulsado por GNL 2020-2050	25
Figura 4.1 Actividad de bunkering de GNL en el sistema portuario español. Fuente:GASNAM.....	29
Figura 4.2 Ordenes de construcción de buques de GNL por tipo. Fuente DNV-GL AFI.....	30
Figura 4.3 Mapa de la oferta de suministro de GNL como combustible actual y en desarrollo. Fuente:SEA-LNG	31
Figura 4.4 Actividad logística de carga de cisternas GNL en el mercado español (m ³).....	32
Figura 4.5 Actividad logística de recarga de buques de GNL small scale en el mercado europeo (m ³)	33
Figura 4.6 Valoración de medios de suministro necesarios en el periodo 2020-2030.....	33
Figura 4.7 Potencial de producción de biometano mundial. Fuente: CE Delft	35
Figura 4.8 Potencial del biometano en España. Fuente: Estudio Fundación Naturgy 2018	36
Figura 4.9 Capacidad de almacenamiento de GNL europea por tipo de instalación y país. Fuente: Gas Infraestructura Europe (GIE) LNG Map 2019	37
Figura 4.10 Mapa de terminales de almacenamiento de GNL en Europa. Fuente Gas Infrastructure Europe (GIE) LNG Map 2019 + LNG New services inventory 2019.....	40
Figura 4.11 Oferta logística de GNL SC (Cargaderos de cisternas y buques) y su actividad en Europa Fuente: Gas Infrastructure Europe (GIE) LNG Map 2019 + LNG New services inventory 2019	41
Figura 4.12 Mapa de instalaciones de almacenamiento de combustible marino en Europa. Fuente: Tankterminals.com.....	42
Figura 4.13 Coste de las soluciones logísticas para el consumo de gases renovables en el transporte marítimo	43
Figura 4.14 Diferencial medio anual del coste del gas natural en los hubs regionales vs TTF. Fuente: ACER Europe	44
Figura 4.15 Histórico de precios del gas natural en los hubs europeos 06/2019 - 06/2020. Fuente: MIBGAS	45
Figura 4.16 Comparativa del coste de recarga de buques GNL en las terminales de GNL europeas. Fuente: CNMC	45
Figura 4.17 Precio medio de los combustibles marinos 2019. Fuente: Ship&Bunker.....	46
Figura 4.18 Diferenciales de precio 2019-2020 entre el combustible marino convencional y el GNL en España	47
Figura 4.19 Evolución prevista de los combustibles renovables 2020-2050. Elaboración SBC	48

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Estudio de los factores decisivos para la selección de un puerto de bunkering ⁷	13
Tabla 2.2 Comparativa de combustibles neutros en carbono para el transporte marítimo	17
Tabla 2.3 Ventajas y desventajas de las rutas de transición para el transporte marítimo propuestas	23
Tabla 4.1 Estimaciones de demanda de GNL (m ³) como combustible marítimo para España	28
Tabla 4.2 Comparación de estimaciones de demanda HIVE vs niveles de actividad 2020 por tipo de buque	29
Tabla 4.3 Comparación de estimaciones de demanda HIVE vs niveles de actividad 2020 por puerto	30
Tabla 4.4 Resumen del posicionamiento español en el mercado de combustibles marinos S1 2020	47

1 Introducción

Tras la publicación en octubre de 2014 la Directiva 2014/94 del Parlamento y del Consejo, los estados miembros abordaron individualmente el despliegue de infraestructuras de suministro y el desarrollo del mercado de combustibles alternativos para el transporte. En cumplimiento de la Directiva cada estado miembro desarrolló su Marco de Acción Nacional (MAN) impulsado por un Grupo Interministerial.

Según último informe de seguimiento del MAN¹, los objetivos establecidos al sector marítimo están en gran parte alcanzados, ya que el principal objetivo en este ámbito era el despliegue de puntos de suministro de GNL para consumo marítimo en todos los puertos españoles de la red principal de transportes europea antes del año 2025. Hoy es factible el suministro a buques, en la modalidad de cisterna -STS, TTS y MTTS- en prácticamente la totalidad del sistema portuario español. Entre otras iniciativas, destaca por su alcance, presupuesto y colaboración público-privada, el proyecto de innovación CORE LNGas Hive que han contribuido de manera decisiva a los objetivos del MAN en el ámbito del GNL marino y que continúa su despliegue con una inversión estimada en el Plan de Inversiones² de 346 M€ en infraestructura de oferta que se pretende desarrollar a través de la estrategia nacional LNGHIVE2 con soporte a proyectos de oferta y demanda de GNL como combustible marino.

El transporte marítimo es uno de sectores -por su naturaleza-, dónde las emisiones son más difíciles de abatir, para mayor complejidad su actividad se desarrolla principalmente en aguas internacionales bajo la gobernanza de la OMI. Esta condición fue reconocida en el Acuerdo de París, donde las naciones adoptaron un fuerte compromiso de lucha contra el cambio climático y la descarbonización de todos los sectores sociales, comprometiéndose a no superar un aumento de la temperatura media mundial de 1,5 °C, delegando en la OMI la regulación de las medidas referentes al transporte marítimo, que representa un 3%³ de las emisiones totales.

Hasta el momento los esfuerzos principales del transporte marítimo se han centrado en la reducción de las emisiones de sustancias tóxicas -NOx, SOx y PM-, materializándose en normativas de ámbito regional y condiciones de diseño de los buques ->Zonas ECA, NOx TIER, etc.-, y ya en 2020 en una normativa a nivel global promovida por la IMO para la reducción de los compuestos de azufre emitidos en más de un 80%.

En 2018 la OMI aprobó su estrategia para la reducción de la emisión GHG del transporte marítimo internacional, alineándose con los objetivos del Acuerdo de París. De esta resolución emanan una serie de medidas de acción inmediatas, -ya puestas en marcha- y un futuro paquete de medidas de mayor alcance que deberá ser acordado antes de finales de 2023. Se trató de una resolución histórica en el seno de la OMI, ya que esta organización se caracteriza por impulsar mejoras discretas, poco ambiciosas, con plazos manejables por la flota mundial y siempre soportados por una tecnología ya disponible. La resolución *MEPC.304/(72) "Initial IMO Strategy on Reduction of GHG emissions from ships"*, donde se recoge la urgente necesidad de reducir los GEI en el transporte marítimo y se establecen unos objetivos de reducción de GEI recoge los siguientes compromisos:

¹ [Informe de aplicación del Marco de Acción Nacional de Energías Alternativas en el Transporte Diciembre 2019](#)

² Core LNGas hive Actividad 4.2 Plan de Inversiones.

³ IMO GHG Fourth Study. 2020

- Reducción de la intensidad de carbono del buque (grCO₂/tnm) reforzando el índice de eficiencia energética (EEDI) de las nuevas construcciones o estableciendo medidas para los buques existentes (EEXI), así como sistemas de gestión de la eficiencia (SEEMP).
- Reducir las emisiones de CO₂ por tonelada milla para promedio de la flota mundial en un 40% para el año 2030 y del 70% para el año 2050 respecto al 2008.
- Reducir las emisiones totales emisiones GHG en el año 2050 respecto al 2008.

En diciembre de 2019 la presidenta de la Comisión Europea presentó el Pacto Verde de la Unión Europea, un plan que acelera el compromiso europeo hacia la sostenibilidad e incluye cincuenta acciones concretas para la lucha contra el cambio climático, aspirando a convertir a Europa en el primer continente climáticamente neutro en el año 2050. Esta iniciativa aborda un plan revisión de las todas recomendaciones y regulaciones, que afectan al cambio climático, abordando -con mayor ambición que hasta ahora- las emisiones del transporte marítimo, habiéndose iniciado entre otras: revisión de la Directiva de Combustibles Alternativos, una nueva directiva sobre el mercado de combustibles marinos, Directiva MRV, la regulación impuestos a los combustibles, etc. Tres iniciativas destacan por afectar directamente al desarrollo de combustibles alternativos para el transporte marítimo:

- Revisión de la Directiva 2014/94 de la infraestructura para los combustibles alternativo.
- Revisión de la Directiva Europea de Renovables (RED II).
- Revisión de la Directiva sobre fiscalidad de los combustibles.
- Posible nueva Directiva Fuel EU que fomente la producción y utilización de combustibles alternativos.
- Revisión de del Reglamento sobre las Redes Transeuropeas

Podemos establecer algunas premisas que, siendo válidas hoy, lo serán también en el futuro, permitiéndonos enmarcar la formulación de un posicionamiento respecto de los combustibles neutros en carbono:

1. Teniendo en consideración que la vida útil de un buque es entre 25 y 30 años es necesario comenzar ya a tomar medidas para la descarbonización del transporte marítimo. Un buque construido en 2025 debería tener la capacidad de reducir casi por completo sus emisiones netas en 2050.
2. Los armadores/inversores que apuesten por nuevas alternativas esperan que sus decisiones sean seguras, competitivas, rentables y se realicen en un marco regulatorio predecible.
3. El transporte marítimo (y otros modos de transporte pesado), por sus escasas alternativas de descarbonizan deben acceder prioritariamente a los nuevos combustibles gases o líquidos de origen renovable y bajos en carbono 4.
4. Los puertos como facilitadores del marco para el despliegue infraestructuras y servicios tendrán un rol clave en el desarrollo de los combustibles alternativos.

⁴ [COM \(2020\) 789 Sustainable and Smart Mobility Strategy – putting European transport on track for the future. Pt 20.](#)

Es en este nuevo contexto en que se aborda la formulación de un posicionamiento respecto de la adopción de combustibles neutros por el transporte marítimo y el apoyo público a un Plan de Inversiones para el despliegue del GNL para el transporte marítimo en España en el horizonte 2030.

Este ejercicio es una oportunidad para revisar el rol del GNL como una tecnología viable de futuro hacia la descarbonización y las barreras en su despliegue. Este posicionamiento estratégico consensuado permitirá objetivar el futuro desarrollo normativo de los combustibles alternativos y orientar al sector del gas en la movilidad hacia una senda de descarbonización obligada.

Destacan dos propuestas clave en el posicionamiento LNGHive2 que se desarrollan más adelante en el documento:

1. Se plantea **impulsar la adopción de los gases renovables -tanto biometano, como hidrógeno- en el transporte marítimo apoyando el despliegue de infraestructuras, buques consumidores e industria de servicios GNL en España**
2. El desarrollo de los combustibles neutros en el transporte marítimo se ha de apoyar en la **fortaleza del sistema gasista español con una amplia infraestructura de almacenamiento de GNL y una regulación avanzada que incorpora el tanque y la licuefacción virtual, ambas a primer nivel mundial.**

El **capítulo 2** comienza con la radiografía del mercado mundial de combustibles marinos convencionales a sustituir. Mas adelante se abordan los combustibles alternativos para la descarbonización de transporte marino y se realiza una comparativa de sus principales características, así como de las posibles rutas de transición.

En el **capítulo 3** se justifica el apoyo al GNL y los gases renovables como solución de transición de mayor interés para el sector marítimo español y se formula el posicionamiento LNGHive2, su misión, los retos a los que se enfrenta y las herramientas de las que dispondrá el proyecto para lograr los objetivos marcados.

En el **capítulo 4** se hace un análisis competitivo del GNL los gases renovables desde el sistema portuario español. Este análisis se apoya en trabajos previos de proyecto CORE LNGas Hive, en particular la estimación de oferta y demanda en los puertos españoles y el Plan de Inversiones necesario para cubrir dicha demanda. El capítulo concluye con un análisis DAFO que resume la posición actual y perspectivas del sistema portuario español como punto de suministro de GNL para la navegación regional e internacional y permite conocer los principales cuellos de botella y barreras que se presentan en la implantación del posicionamiento LNGHive2.

Finalmente, en el **capítulo 5** se concretar un plan de acción basado en un análisis CAME, identificando los roles de los diferentes *stakeholders* en el despliegue estableciendo las prioridades de soporte institucional con el objetivo de acompañar la oferta y la demanda y comunicar el potencial competitivo de los puertos español en el mercado internacional.

2 Análisis del contexto actual

2.1 El mercado de combustibles marinos

Hasta la entrada en vigor de la normativa IMO 2020, el mercado de bunkering mundial -de un tamaño aproximado de 210 Mt- estaba dominado por el consumo de fuelóleos (HFO) con una cuota de mercado próxima al 85%. Con la nueva normativa este reparto se ha visto considerablemente modificado, aumentando la importancia del gasóleo (MGO/MDO) en el mix -desde un 15 % hasta un 25 % aprox.- y surgiendo un nuevo combustible, el fuelóleo 0'5% S (denominado *VLSFO Very Low Sulfur Fuel Oil*) cuyo consumo está siendo de aproximadamente el 50%, tal y como como reflejan los datos proporcionados por dos de los principales puertos de bunkering a nivel global, Singapur y Rotterdam.

La principal región suministradora de bunkering es Asia, con un 35 % de las ventas totales de combustible, seguida de Europa con un 20 % - entre 50 y 53 Mt aprox.- y en relación con los puertos de suministro existe un gran concentración de servicios en dos áreas:

- **Estrecho de Malaca (Singapur) aprox. 50Mt:** principal área de repostaje en el mundo presenta un crecimiento interanual de más del 6% (20 Mt en 2003, 35 Mt en 2008) y ya supone más de un 20% del mercado global, aunque en los dos últimos años el crecimiento era negativo, 2020 refleja de nuevo subidas interanuales. Suministra principalmente fuelóleos -96 %- y un 4% de gasóleos, aunque esta proporción en 2020 ha variado hasta alcanzar el 10 % de gasóleos.
- **ARA área aprox. 20Mt:** contando con Rotterdam como puerto principal -suministra unas 10 Mt-, esta área es la más importante de la región europea y la conforman además los puertos de Amberes (Aprox. 6 Mt) y Ámsterdam (Aprox. 3Mt). No muy alejados de esta zona también se encuentra el puerto de Zeebrugge con un mercado aproximado de 2 Mt.

Volumen de bunkering (Mt) suministrado en los principales hubs mundiales. 2018

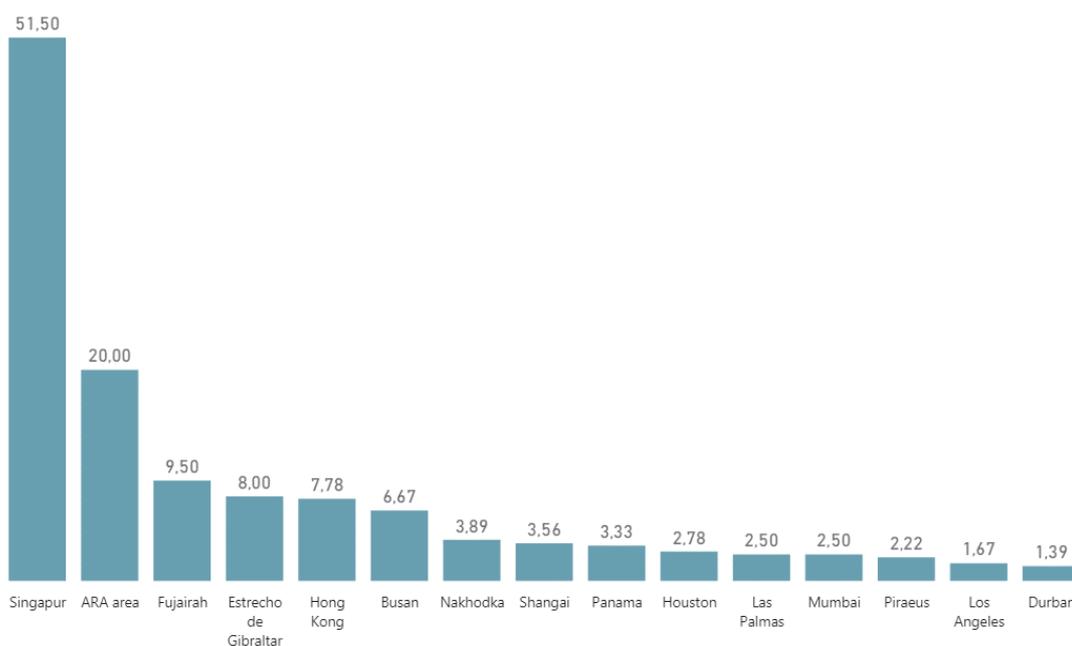


Figura 2.1 Mercado de combustibles marítimos 2018 por puerto.
Fuente: ARGUS Japan. The Singapore perspective

La predominancia de ciertos puertos como puntos de suministro en el mercado de bunkering mundial está directamente relacionada con su situación de grandes corredores marítimos, tal y como se pretende ilustrar en la siguiente figura, donde se reflejan el tamaño de las principales áreas de bunkering y la actividad de navegación a nivel global:



Figura 2.2 Mapa de representación de la actividad de navegación y principales hubs de combustible marino

En relación con los sectores marítimos de mayor consumo, a continuación, se refleja una estimación del consumo de combustibles marinos por tipo de buque:

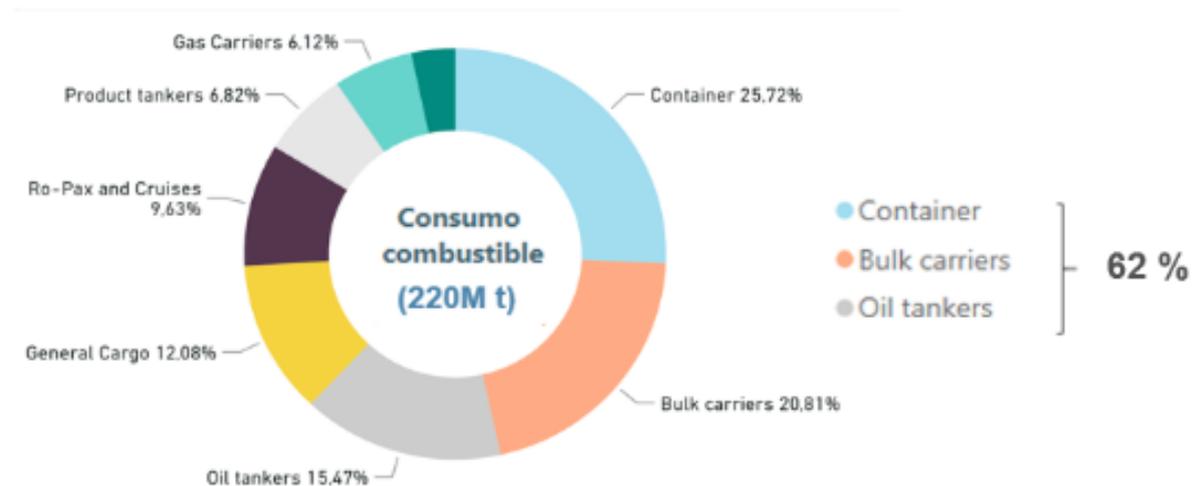


Figura 2.3 Consumo de combustible global por tipo de buque. Fuente: UNCTAD Review of Maritime transport 2018

Cabe destacar, que más del 80% del consumo de combustible se realiza en buques con motorizaciones de ciclo de combustión de dos tiempos, la tecnología de motorización con una mayor reducción de emisiones GHG de las disponibles actualmente en el caso de utilizar GNL como combustible.

En 2019, el mercado de bunkering español alcanzó 7,92Mt -valor más o menos constante a lo largo de los últimos 10 años-. Esto supone más del 15 % del mercado europeo, sin contar lo suministrado por el puerto de Gibraltar, estimado entre 3,5Mt y 4Mt. A nivel regional, el mercado se encuentra también altamente concentrado -ver Figura 2.4- al suministrarse más de un 80 % del volumen total en tan solo tres puertos (Algeciras, Las Palmas y Barcelona). En estos puertos los clientes obtienen el combustible a precio más competitivo, existe una gran seguridad de suministro y una amplia variedad de productos. También, cabe remarcar que la presencia de una refinería de petróleo en un puerto no parece ser un componente clave para el desarrollo del mercado de bunkering, como demuestra la actividad de bunkering en los puertos de Castellón, Cartagena, Bilbao y A Coruña, si lo será la disponibilidad de almacenamientos terrestres o marítimos específico para bunkering con acceso público, al fomentar la presencia de numerosos operadores de bunkering -Barcelona, Algeciras, Las Palmas, etc...-.

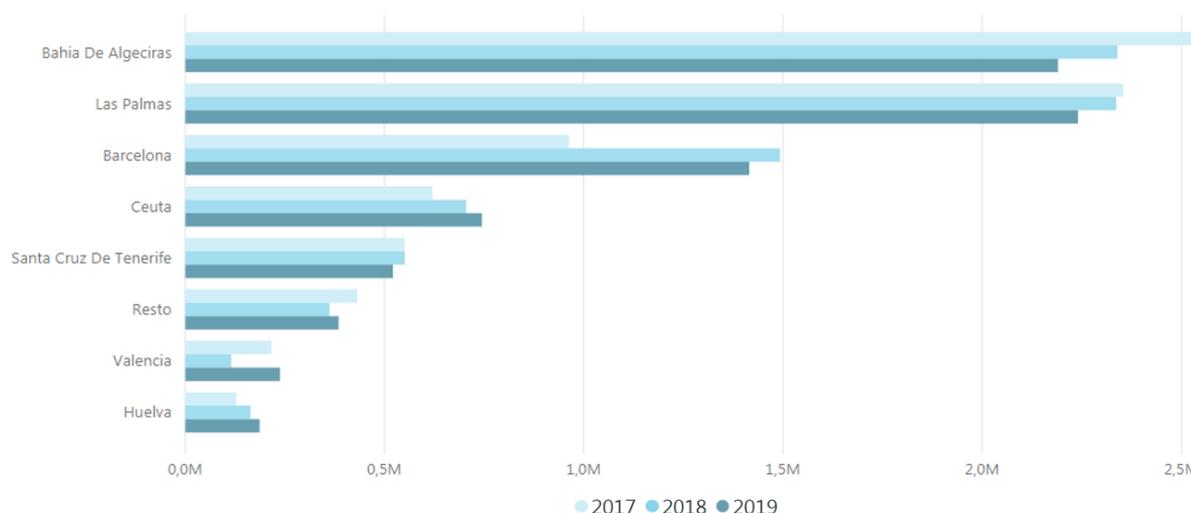


Figura 2.4 Bunkering suministrado en los puertos españoles 2017 - 2019

En el mercado español existen **dos grandes nichos de mercado de bunkering: los puertos de gran entidad con un gran tráfico de mercancías** y un alto número de escalas que compiten con el resto de puertos de la línea y **los puertos situados en los grandes corredores marítimos**, que utilizando sus zonas de fondeo permiten escalar a los buques para realizar tareas de avituallamiento sin realizar operaciones de carga/descarga de mercancías y que compiten a nivel global con el resto de puertos situados en los grandes corredores. Un ejemplo del primer caso sería el puerto de Barcelona, que sin realizar suministros en fondeo, es el tercer puerto del sistema principalmente por el suministro a portacontenedores, cruceros y buques Ro-Pax y Ro-Ro que operan en sus dársenas, mientras que un ejemplo del segundo caso sería Ceuta, un puerto con un tráfico de buques y un trasiego de mercancías muy reducido, pero que por su situación y oferta de servicios ostenta la cuarta posición del ranking. **Los dos puertos líderes - Algeciras y Las Palmas - destacan enormemente sobre el resto precisamente por la presencia de los dos tipos de mercados.**

Como cabría esperar, las principales infraestructuras de almacenamiento y los medios de suministro marítimos no están presentes en todos los puertos de España, sino en aquellos donde existe un nivel mínimo de negocio y las infraestructuras necesarias para realizar la operativa, tal y como refleja la siguiente figura:

Terminales de almacenamiento con tanques para combustible marino

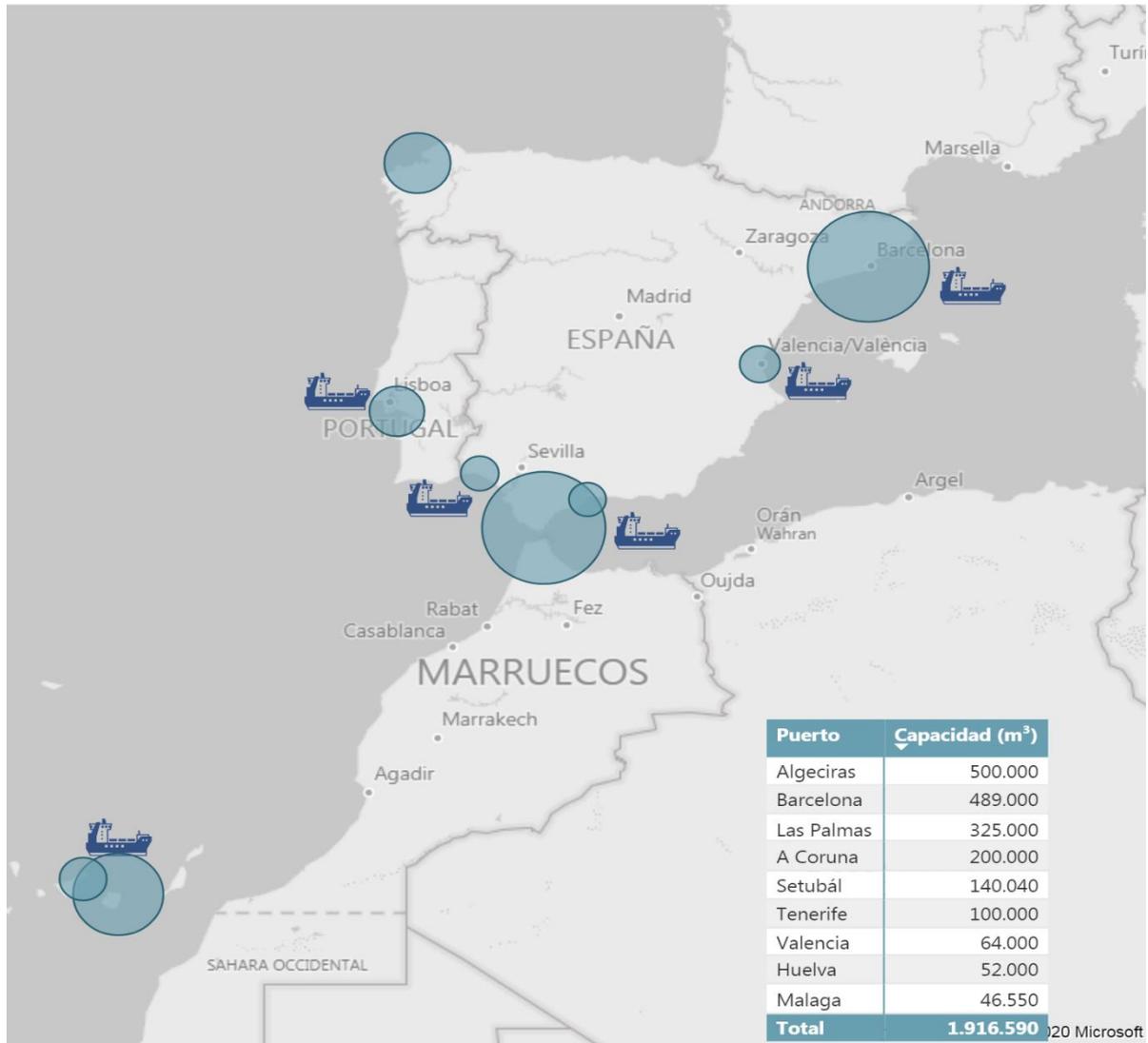


Figura 2.5 Oferta de medios de suministro e infraestructura de bunkering en el sistema portuario español

2.1.1 Criterios para la selección de la localización de bunkering

Como se puede observar en los mapas y gráficos incluidos en los apartados anteriores, no solo a nivel nacional sino también a nivel global, el mercado de bunkering está altamente concentrado en un reducido número de puertos con unas características concretas que les proporcionan una ventaja competitiva sobre el resto de los puntos de repostaje, por ejemplo, la situación geográfica o las áreas de fondeo.

Analizando los factores de decisión principales y la ponderación que éstos pueden tener a la hora de seleccionar la localización de bunkering, se comprenderá mejor por qué son hoy líderes, puertos como Singapur, Rotterdam o Algeciras y que cabría esperar de un futuro puerto líder en bunkering de GNL. Se ha recopilado la información incluida en los informes especializados y encuestas a empresas del sector⁵ disponibles, considerando los factores de mayor importancia, tanto en tráficos de línea regular, como *spot*, con el objetivo de comprender mejor como se realizará la toma de decisiones del sector naviero.

Tabla 2.1 Estudio de los factores decisivos para la selección de un puerto de bunkering⁷

Estudio	1	3	2
Tipo tráfico y área del estudio	Todos Spot (Estrecho de Gib.)	Regional Container Liner (China-Japón)	Todos (Amberes)
Método	Encuestas y entrevistas 43 operadores (Supply side)	Encuestas y entrevistas liners (Demand side)	Encuestas y entrevistas 5 navieras (Demand side)
Año	2011	2014	2017
Factores decisivos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Precio combustible 2. Posición geográfica 3. Áreas de fondeo y atraques disponibles 4. Simplicidad acceso portuario 5. Tarifas del puerto 6. Tiempos de espera 7. Congestión del puerto y otros servicios auxiliares 8. Calidad del combustible 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Precio combustible 2. Calidad del combustible 3. Posición geográfica 4. Congestión portuaria 5. Seguridad operativa Costes portuarios	<ol style="list-style-type: none"> 1. Precio 2. Calidad del combustible 3. Costes portuarios 4. Posición geográfica 5. Congestión portuaria

⁵ Investigating the bunkering choice determinants: the case of the port of Antwerp.

Raimonds Aronietis, Christa Sys, Edwin van Hassel and Thierry Vanelslander

Bunkering competition and competitiveness at the ports of the Gibraltar Strait

Manuel Acosta It, Daniel Coronado, Ma Del Mar Cerban

Choosing Optimal Bunkering Ports for Liner Shipping Companies: A Hybrid Fuzzy-Delphi-TOPSIS Approach

Ying Wang, Gi-Tae Yeo and Adolf K.Y.

Además de las entrevistas cualitativas recogidas en dichos informes se destaca que en la mayoría de los casos las compañías consumidoras de bunkering;

- En tráficos de línea regular, se preferirá no realizar operaciones en puertos sin escala y realizar las operaciones de suministro durante la carga/descarga de mercancías. Aunque en tráficos intercontinentales podría llegar a darse esta situación, en el sector Short Sea Shipping ni siquiera se considera.
- Solo realizarán operaciones de bunkering con compañías de total confianza, el resto no serán consideradas, indiferentemente del precio que pudieran ofertar.
- Consideran el precio del combustible como un conjunto que incluye logística, costes portuarios asociados e impuestos.

Con el desarrollo del GNL como combustible marítimo es muy probable que algunos de estos criterios puedan verse modificados, fundamentalmente:

- **Precio:** Un precio de producto más competitivo, la diferente composición de los mercados (TTF, NBP, HH, MIBGAS, etc. vs Brent, WTI) las infraestructuras existentes de almacenamiento de GNL y la distancia de estas a los puntos de consumo (menos coste logístico) podrían modificar el equilibrio de precios actual. En relación con los precios de los combustibles en los mercados internacionales, los precios en el Estrecho de Gibraltar, Barcelona y Las Palmas son competitivos dentro de la zona geográfica en la que se sitúa, similares a los registrados en el mercado asiático, pero siempre superiores -entre un 5% y un 10%- a los ofertados en el área ARA, donde se registran los precios más competitivos tanto para gasóleos, como fuelóleos. A lo largo del apartado 4.2.2 se describirá la situación del GNL al respecto de este criterio.
- **Calidad del servicio:** Los métodos de medición y control de la transferencia mucho más avanzados que en mercado convencional de bunkering, reducirán la importancia de la confianza en la calidad y mediciones del combustible. Si bien, la complejidad de las operaciones reducirá la calidad del servicio, al requerirse una mayor implicación del consumidor por cuestiones de seguridad, tiempos de suministros más elevados y ser un combustible con una menor disponibilidad.

A priori, la importancia del resto de factores no debería verse considerablemente afectada al no tener relación directa con el tipo de combustible, si bien, en el caso del GNL, dado que es un mercado en desarrollo, se espera que sea muy importante para los compradores, **la experiencia previa de los suministradores**, con el objetivo de agilizar los trámites y procedimientos que requiere el suministro de GNL -*checklists*, análisis de riesgos, etc.- y **el desarrollo normativo** que adopten las distintas autoridades portuarias, ya que la mayor complejidad de este tipo de suministros y los mayores estándares de seguridad podrían derivar en algunos puertos en operativas costosas y demasiado complejas que desincentiven el establecimiento de comercializadores.

2.2 Alternativas para la descarbonización del transporte marítimo

La normativa IMO GHG, con dos fases de implementación, 2030 y 2050 y otras que pudieran surgir en relación con la descarbonización suponen un enorme desafío, ya que el sector no cuenta con una variedad de soluciones viables económicamente que permitan cumplir con los niveles de ambición fijados, tampoco experiencias previas a nivel regional -como si sucedía con la normativa IMO 2020-. Si el desarrollo normativo no se ve paralizado o truncado es muy probable que en un plazo de 10 años sea necesario que muchos buques operen casi a tiempo completo con un combustible 0,1% S -normativas ECA- y hayan de reducir las emisiones de CO₂ entre un 30% y un 50% sobre lo emitido en 2008, de acuerdo con los compromisos de París.

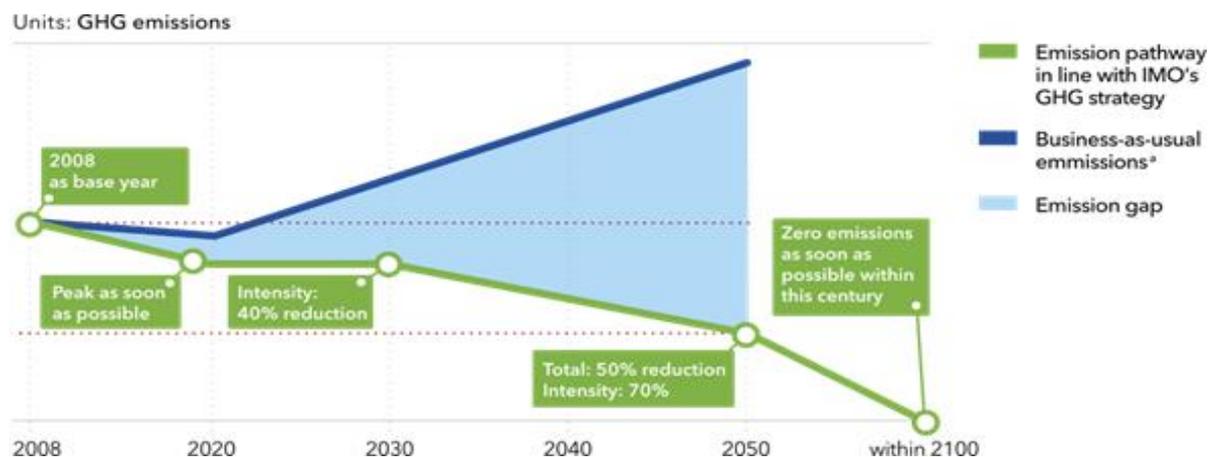


Figura 2.6 Objetivos de descarbonización del transporte marítimo propuestos por la IMO

Por lo tanto, dado que la vida útil de un buque es superior a 25 años, aquellos navieros que tomen decisiones de construcción sin considerar estos factores, en el futuro podrán encontrarse con unos costes de combustible/descarbonización demasiado elevados o con buques de una vida útil inferior a la esperada.

Las principales alternativas identificadas para la reducción de emisiones de CO₂ en el transporte marítimo podrían resumirse en dos grandes grupos⁶:

- **Medidas de eficiencia energética**, entre las que destacan:
 - **Optimización logística y digitalización**, que encuadra medidas como la reducción de velocidad, el incremento del tamaño y utilización de los buques o el uso de IA para la optimización de los trayectos y el consumo de combustible. El potencial de descarbonización alcanzable con estas medidas se estima superior al 20 %.
 - **Mejoras en la hidrodinámica y diseño del buque** podrían suponer un ahorro de entre el 10 % y el 15% del combustible, destacando entre otras la aplicación de pinturas siliconadas y la optimización de la forma del casco.
 - **Diseño de los sistemas de propulsión**, destacando el aprovechamiento del calor de los gases de escape, la hibridación con baterías y la utilización de generadores de eje (*shaft generator*), para las cuales se estima un potencial de descarbonización de entre el 5% y el 20 %.

⁶ DNV-GL ETO 2050

- **Combustibles**, utilizados para la generación de toda la energía necesaria a bordo presentan un potencial de descarbonización superior al 100% y su composición será el principal factor determinante de las emisiones atmosféricas generadas a bordo.

Siendo la selección del combustible la medida de descarbonización con mayor peso en la reducción de las emisiones y dado el elevado grado de incertidumbre que existe sobre la elección más adecuada, **a continuación, se analizan y comparan el potencial de las distintas alternativas de propulsión neutras en carbono para el transporte marítimo.**

Atendiendo a los estudios de referencia⁷ sobre el desarrollo de nuevos combustibles y sistemas de propulsión y teniendo en consideración los objetivos de la IMO podrían plantearse más de cinco alternativas energéticas para la descarbonización del transporte marítimo.

A modo de resumen de los estudios consultados, en la Tabla 2.2, se recoge una comparativa de las principales **alternativas de descarbonización total** con productos de origen renovable, atendiendo a:

- **Disponibilidad:** atendiendo a la actual y al posible desarrollo.
- **Disponibilidad de infraestructura de almacenamiento y suministro:** atendiendo no solo a la actual, sino a las posibilidades de desarrollo y uso de alguna infraestructura actual
- **Impacto medioambiental:** atendiendo al cumplimiento de la regulación actual y esperada y a la reducción de emisiones GEI
- **Tecnología de motorización y gestión el combustible a bordo**
- **Precio del combustible:** expresado en términos equivalentes (€/MWh) y sin incluir el coste logístico
- **Precio de la logística del combustible**
- **Costes de capital y otros costes operativos aparte del combustible:** atendiendo al diferencial con la tecnología actual

^{7 7} DNV GL Position Paper: Assessment of selected alternative fuels and technologies. 2018

DNV Energy Transition Outlook 2050. Maritime forecast

DNV GL para GASNAM: Business case study for LNG as fuel for Maritime Transport 2019

JRC for European Commission: Gasification of the commercial fleet. Challenges and perspectives of LNG as fuel 2018

ABS (American Bureau of Shipping): Marine Fuel Oil advisory 2018

Tabla 2.2 Comparativa de combustibles neutros en carbono para el transporte marítimo

Comb. neutros en carbono	Biometano/LBM	Biocombustibles líquidos	Amoniaco/Metanol (Derivados de Hidrógeno verde)	Combustibles sintéticos (LSM y e-diesel)	Baterías
Disponibilidad	Producción limitada y disponibilidad baja actualmente, pero amplísima disponibilidad en 2030 (x5 – x10 Demanda T. Marítimo) ¹ . y múltiples experiencia de uso Muy baja para gas sintético	Alta, incluso se comercializa como producto de bunkering en Rotterdam (FAME) puro y <i>blended</i> ² .	Actualmente Escasa disponibilidad. En 2030 comenzaría la producción industrial de H2 renovable. A partir de 2035 estaría disponible la tecnología para su implantación en el T. marítimo ³ .	Múltiples métodos, pero todos en desarrollo inicial, sin existir producción a gran escala	Solo como sistemas auxiliares o en buques de muy pequeño tamaño
Infraestructura de almacenamiento y suministro	La misma que se emplea actualmente para el GNL convencional	La misma que los combustibles convencionales (HFO y MDO)	No desarrollada, sería similar a la del GNL, aunque la tecnología de almacenamiento está muy poco desarrollada.	Igual que en combustibles convencionales (LNG o gasóleo)	-
Impacto medioambiental	Añade a la reducción del no renovable una reducción casi total del balance de CO ₂	Reducción casi total de las emisiones de CO ₂ , pero iguales que en el resto de los contaminantes al HFO y MDO	0 en combustión, con amoniaco NOx El amoniaco es un producto con alto nivel de toxicidad ⁴ .	Dependerá de la materia prima, si es renovable se reducirá totalmente la emisión total de CO ₂	0, ya que es un sistema recargado aprovechando la energía de los equipos principales
Tecnología de motorización y gestión de combustible a bordo	Igual que en GNL convencional	Igual que en HFO y MDO, pero con ligeras adaptaciones. Menor poder calorífico que MDO	Nueva tecnología (ICE o FC) La menor densidad energética del amoniaco reduce considerablemente los rangos de navegación respecto al GNL ⁴ .	Igual que en el combustible convencional correspondiente	Baterías con capacidades entre 500 KWh y 2,7 MWh pueden utilizarse para buques pequeños o como potencia auxiliar para puerto y maniobras
Precio del combustible	Actualmente alrededor de 60 €/MWh. Para 2040 el coste medio podría entre 20 €/MWh y 30 €/MWh ^{1,4} . El consumo directo requiere licuefacción y transporte (10-25 €/MWh)	Actualmente, con tecnología madura alrededor de 70€/MWh ⁵	250-70 €/MWh (2020-2050) En función el precio de la electricidad ⁶	140 – 300 €/MWh (2040-2020) En función el precio de la electricidad	-
Logística del combustible	Igual que en GNL convencional	Igual que HFO y MDO	Similar al GNL, pero aún más exigente en aislamiento térmico y en espacio (menor densidad energética)	Igual que en el combustible convencional correspondiente	-
Costes de capital y otros costes operativos	Idénticos a los del GNL convencional Aprox. 500 – 800 €/kW de potencia instalada	Equipos convencionales, con alguna adaptación con un coste aproximado de +5%	Equipos de almacenamiento considerablemente más caros que en GNL, resto similar	Igual que en el combustible convencional correspondiente	1.000.000 €/MWh de almacenamiento

¹ IEA 2020. Outlook for biogas and biomethane. Prospects for organic growth CE Delft. Availability and costs of liquefied bio- and synthetic methane

² <https://shipandbunker.com/news/emea/924404-biofuels-now-take-up-11-of-rotterdams-fuel-oil-sales>

³ Hydrogen Council. Hydrogen Scaling up. 2017

⁴ AEBIG, IEA 2020. Outlook for biogas and biomethane. Prospects for organic growth

⁵ DNV AFI Platform. Fuel Price statistics

⁶ Hydrogen Council. Hydrogen: A cost perspective. 2020

Lighthouse (Swedish Maritime Competence Center). On the potencial of ammonia as fuel for shipping. 2020

Considerando los datos reflejados en la tabla anterior cabe destacar que:

- **El combustible neutro en carbono con el menor precio actualmente es el biometano**, con un coste aproximado de 60 €/MWh (eq. 700 €/t gasóleo), aunque si se requiere su consumo directo, habrá de licuarse y ser transportado pudiéndose incrementar el coste hasta un 30 % - puede evitarse con un sistema de certificación y garantías de origen-. Se espera que esta circunstancia se mantenga al menos hasta 2040, cuando podría llegar a igualarse o resultar algo más elevado que el del amoniaco o metanol⁸.
- **El combustible neutro en carbono de mayor disponibilidad global y capacidad para su consumo actualmente es el biodiesel** con un precio aproximado de 70 €/MWh, si bien este podría incrementarse como consecuencia del incremento en los requerimientos de sostenibilidad de la materia prima que se espera la Unión Europea establezca
- **El consumo directo de combustibles basados en hidrógeno renovables en el transporte marítimo no será viable a gran escala hasta 2035** y su competitividad económica dependerá en gran medida del nivel de desarrollo de dicha tecnología en los usos terrestres y de la cantidad de capacidad de generación eléctrica renovable que se logre desarrollar durante los próximos 15 años.

Diversas empresas y organismos coinciden en que no existe una única solución de futuro y nos adentramos en un escenario de mix multi producto, donde cada solución tendrá un papel importante en la descarbonización, en función del momento temporal, el área geográfica o el tipo de tráfico marítimo. Además de las soluciones recogidas en la Tabla 2.2, donde solo se referencian productos de origen renovable neutros en carbono, existen numerosas técnicas para la descarbonización parcial de los combustibles fósiles que podrían adoptarse como soluciones de transición: como las mejoras en la producción y logística (electrificación, captura de carbono, transporte más eficiente), la transformación en vectores energéticos (*hidrógeno azul*) o la aplicación directa de captura de carbono en el equipo consumidor. La combinación de estas alternativas a lo largo de la cadena de valor de los combustibles fósiles podría generar reducciones de CO₂ de gran magnitud con un coste de descarbonización inferior al de las soluciones neutras en carbono.

Teniendo en consideración tanto las alternativas de descarbonización total, como las de transición, dos rutas de descarbonización parecen destacar como los más prometedoras en relación con el transporte marítimo: los gases renovables y los portadores líquidos de hidrógeno⁹.

⁸ 2020 DNV GL ETO 2050. Maritime Forecast

⁹ Decarbonising Shipping: Setting the Shell's course

DNV ETO 2050: Maritime Forecast

Zero-emissions vessels: Transition Pathways. Lloyds Register, UMAS

2.2.1 Los portadores de hidrógeno, amoníaco y metanol

A nivel global el desarrollo de la generación de electricidad renovable crece exponencialmente, así como se reducen sus costes. Este aumento de la oferta hace inevitable el desarrollo de soluciones de almacenamiento, que permitan acompañar oferta y demanda y permitan su uso a bordo de medios de transporte. Además de las baterías cuya utilización en medios de transporte pesados presenta grandes retos (peso, recarga, autonomía, coste), la producción de hidrógeno está ganando mucha fuerza como solución de almacenamiento a gran escala para el exceso de electricidad renovable y su uso en consumos no electrificables, permitiendo su consumo a bordo de camiones, autobuses o buques. Pese a que la reducida densidad energética del hidrógeno y su carácter criogénico en estado líquido (-253°C) dificultarán su adopción directa en buques de larga distancia, existen alternativas como la transformación en líquidos a temperatura ambiente con una densidad energética mayor, como el metanol o el amoníaco (menor eficiencia), que podrían ser consumidos a bordo.

El desarrollo de la producción a gran escala de hidrógeno renovable es uno de los pilares principales de la estrategia de descarbonización de la UE al permitir la descarbonización de usos no electrificables como la industria y transporte pesado. Dado el carácter innovador de estas soluciones, ni la tecnología, ni la regulación, ni el mercado existen actualmente para la utilización de hidrógeno en el transporte marítimo. Se espera que en el largo plazo – entre 2040 y 2050 - el exceso de electricidad renovable previsto favorezca un entorno de precios bajos y elevada disponibilidad de hidrógeno renovable -Figura 4.19-. Con el objetivo de desarrollar progresivamente la denominada economía del hidrógeno diversas compañías y organismos apuestan por comenzar introduciendo hidrógeno producido a partir de gas natural, capturando las emisiones de CO₂ del proceso (hidrógeno azul).

Indistintamente del origen del hidrógeno, para su consumo directo a bordo habría de licuarse elevando considerablemente el precio, el almacenamiento requeriría tanques con una capacidad cuatro veces superior a la necesaria actualmente para combustibles convencionales, reduciendo la capacidad operativa de la flota y los requerimientos de seguridad a bordo se incrementarían notablemente. Por lo tanto, su uso como combustible en el transporte marítimo de larga distancia y el propio transporte a gran escala de hidrógeno requerirían de productos líquidos portadores de hidrógeno, como el amoníaco o el metanol, para su gestión y consumo a bordo, elevando el precio final del combustible.

Los buques propulsados por amoníaco o metanol permitirían:

- El consumo directo de hidrógeno azul o renovable.
- Reducción de las emisiones GHG cercanas al 100 %.
- Amortizar los esfuerzos gubernamentales para el desarrollo de la producción de hidrógeno.

El consumo directo de amoníaco o metanol implica:

- El desarrollo de infraestructura específica de transporte y distribución
- Asumir un coste de producto más elevado que el de los consumidores directos de producto gaseoso.
- Competir con otros usos no energéticos del amoníaco como la fabricación de fertilizantes.

Descarbonización del transporte marítimo con **portadores de hidrógeno**

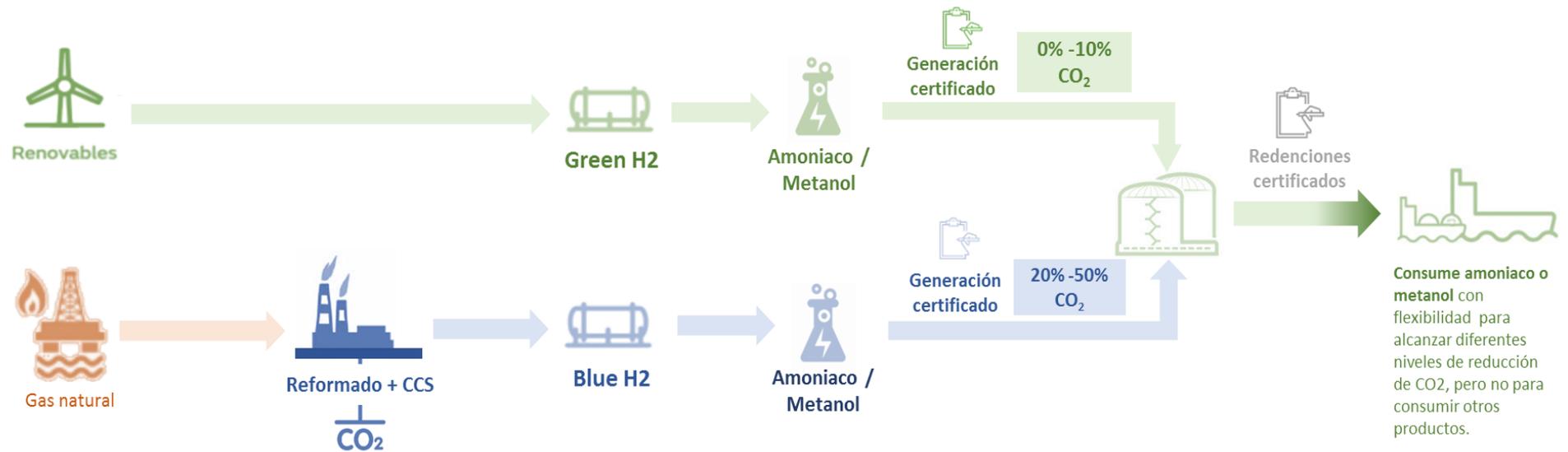


Figura 2.7 Ruta para la descarbonización del transporte marítimo con portadores de hidrógeno

2.2.2 El GNL y los gases renovables

Se estima que entre 2020 y 2030 más de 10.000 nuevos buques entrarán en operación -1.000 cada año- y el 20 % de la flota actual será sustituida, lo que supone que buques construidos en los próximos años seguirán operando pasado 2040, incluso 2050. La escasez de combustibles neutros en carbono y la gran incertidumbre sobre los desarrollos tecnológicos y regulatorios suponen un gran desafío para las empresas navieras y podría llegar a suponer un retraso en la consecución de los objetivos de descarbonización si el rango de actuación de las navieras se reduce al periodo de 2035-2050.

La motorización dual-fuel para el consumo de GNL a bordo y un sistema de certificados para los distintos productos gaseosos de origen renovable que la red gasista admitirá, permitirían a los buques propulsados con gas natural:

- **Adicionar gases renovables** en la proporción deseada mediante la utilización de garantías de origen - **biometano, hidrógeno y gas natural sintético** - o consumirlos a bordo - bio metano o gas natural sintéticos licuados e hidrógeno en proporciones entre el 5% y el 20% -, **proporcionando un soporte al desarrollo de la demanda de biocombustibles y combustibles sintéticos** necesarios para alcanzar los objetivos fijados para 2050, sin requerirse inversiones adicionales en equipos de consumo o suministro.
- **Comenzar la reducción de emisiones GHG** -el GNL reduce entre un 6% y un 21% las emisiones de GHG de los combustibles derivados del petróleo, pudiendo ampliarse con mejoras en la producción, transporte y consumo a bordo-, permitiendo cumplir con la normativa IMO 2030 -a falta de concretarse- si se combina con mejoras en el índice EEDI o pequeñas cantidades de biocombustible¹⁰ y asegurar la compatibilidad de la flota con las futuras restricciones ambientales a un precio menor que con biodiesel o combustibles sintéticos.
- Podrían ser reconvertidos en buques para el consumo de amoníaco y metanol.
- Reduce casi en su totalidad la emisión de sustancias contaminantes (NOx, SOx y PM) respecto de los combustibles convencionales.
- **Favorecen la implantación gradual de instrumentos de mercado**, como por ejemplo el ETS europeo, al proporcionar a los navieros un incentivo competitivo a la descarbonización en el corto plazo, evitando que dichas medidas se conviertan en meros instrumentos punitivos y puedan ser de utilidad para fomentar la aparición de *first-movers*.

La utilización de gases renovables en buques propulsados por gas natural:

- **Es viable:** en países como Suecia, Reino Unido o Alemania se utiliza en proporciones superiores al 50% para el transporte terrestre, suponiendo a nivel europeo un 25% del consumo de gas natural para el transporte (0,4 bcm/2,4 bcm).
- **Es económica:** no requiere inversiones adicionales en distribución, ni equipos de consumo, tan solo un sistema de certificados y garantías de origen reconocido y fiable. Además, el precio de venta actual del biometano es inferior al del biodiesel.
- **Es ambientalmente sostenible:** permite reducir las emisiones entre un 60 % y 120 % en función del tipo de materia prima utilizada para la producción.

¹⁰ -Thinkstep Life Cycle GHG Emission Study on the Use of LNG as Marine Fuel. 2020

Descarbonización del transporte marítimo con gases renovables

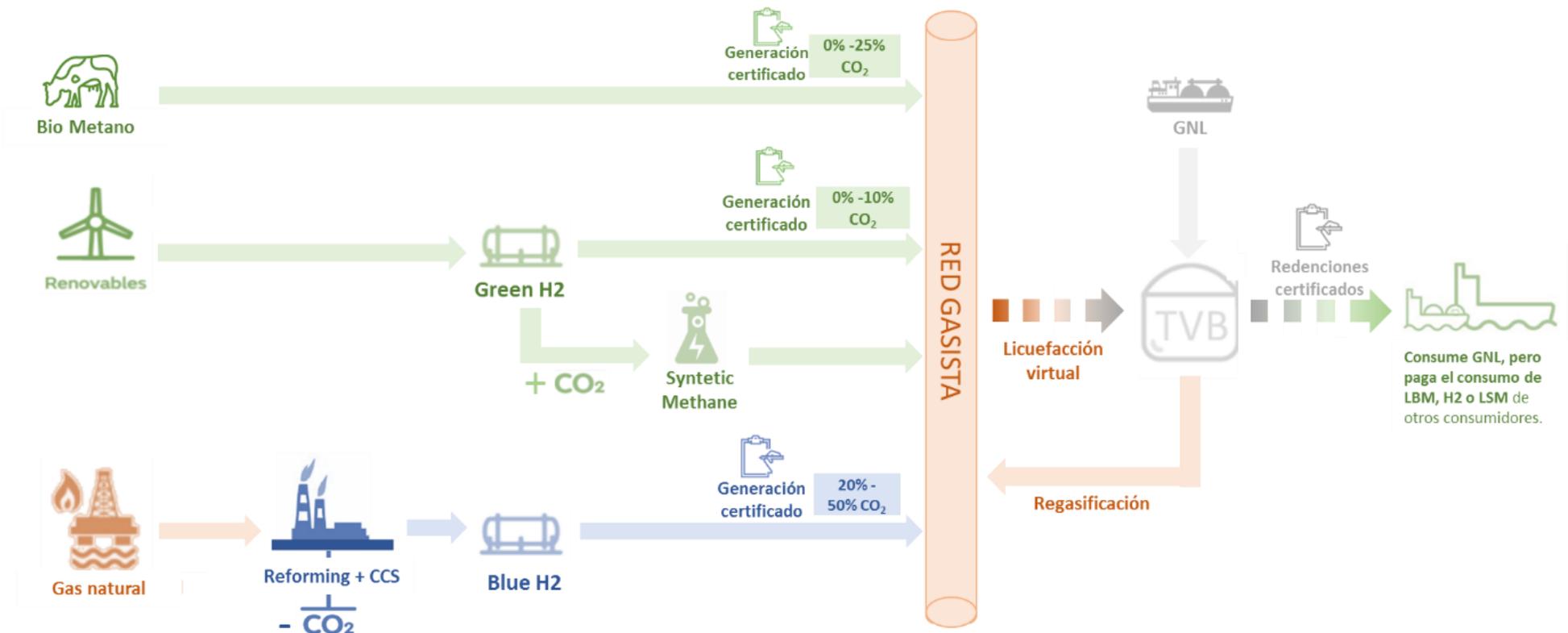


Figura 2.8 Ruta para la descarbonización del transporte marítimo con gases renovables

2.2.3 Conclusiones

En resumen, las principales ventajas y desventajas de estas soluciones son:

Tabla 2.3 Ventajas y desventajas de las rutas de transición para el transporte marítimo propuestas

	Gases Renovables	Portadores de hidrógeno
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción costes logísticos de los productos renovables • Madurez tecnológica y regulatoria. • Disponibilidad en el corto plazo. • Multi producto (fracciones bio y sintéticas) • Potencial reducción de emisiones GHG superior al 100% (economía circular) • Amortización de la infraestructura gasista • Tecnología naval madura con costes decrecientes 	<ul style="list-style-type: none"> • Amortización de los esfuerzo comunitarios para desarrollar la producción de hidrógeno. • Eliminación total de compuestos de carbono. • Consumo directo de hidrógeno renovable en cualquier proporción. • Tecnología de almacenamiento y transporte madura
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere de un enfoque regulatorio <i>well-to-wake</i> • Reducido apoyo gubernamental • Ausencia de un sistema de certificados español para gases renovables y heterogeneidad de registros nacionales a nivel europeo. • Complejidad administrativa y procedimental del sistema de certificados • Consumo directo de H₂ limitado por la capacidad de mezcla en el gas natural 	<ul style="list-style-type: none"> • Inversiones globales en infraestructura • Mayor coste • Disponibilidad en el medio plazo • Competencia con los usos terrestres del hidrógeno • Solución mono producto (baja flexibilidad) • Eficiencia energética reducida • Falta de experiencia en el uso de portadores de hidrógeno como combustible marino • Desarrollo normativo inexistente • Preocupaciones sobre su efecto tóxico para el medio marino y la seguridad del almacenamiento

3 Posicionamiento LNGHive2 2020-2035 respecto de la adopción de gases renovables como combustible en el transporte marítimo

Teniendo en consideración lo reflejado en el anterior apartado -en especial las conclusiones recogidas en la Tabla 2.3-, **la alternativa “GNL y gases renovables” resultaría más adecuada y conveniente como alternativa de descarbonización en el corto y medio plazo por el elevado nivel de desarrollo actual de la tecnología y el mercado** -más del 15% del tonelaje total en construcción se refiere a buques motorizados con GNL y se suministra en más de 100 puertos-, **la flexibilidad que proporciona para modular los esfuerzos de descarbonización de la flota** -permitiendo adicionar distintas proporciones de combustible renovable y realizar un esfuerzo gradual y acompasado con la futura regulación a implantar.- **y ser una plataforma efectiva para el desarrollo de la demanda de combustibles alternativos o neutros en carbono**, como el hidrógeno (*en mezcla*), biometano o gas natural sintético de origen renovable, al proporcionar puntos de consumo sin requerirse inversiones adicionales en infraestructuras o sistemas de propulsión.

Además, la alternativa de los gases renovables en España se ve favorecida por las características del sistema gasista nacional, que facilita el suministro de gases renovables en unas condiciones muy competitivas respecto de otros países sin la requerida infraestructura de GNL o la extensa oferta de servicios logísticos del sistema gasista español, especialmente en la región mediterránea, principal mercado de bunkering español -ver Capítulo 4.2.1-. Haciendo uso de un sistema de garantías que certifique el origen renovable de los gases inyectados en la red en conjunto con los servicios ofrecidos por el sistema gasista de tanque virtual de balance (TVB) y Licuefacción Virtual se podrían suministrar gases renovables a los buques en el sistema portuario español con el mismo coste logístico que el GNL convencional, evitando la licuefacción del biometano y el transporte de dicho producto para su consumo directo -Figura 4.6-.

Por lo tanto, como parte del esfuerzo nacional para cumplir con la directiva 2014/94, el acuerdo de París y el resto de los compromisos a nivel europeo -especialmente el New Green Deal- y nacional, **LNGHive2 plantea impulsar la adopción de los gases renovables -tanto biometano, como hidrógeno- en el transporte marítimo apoyando el despliegue de infraestructuras, buques consumidores e industria de servicios GNL -capaces de consumir dichos gases renovables- con tres objetivos principales:**

- **Objetivo 1** Descontaminar y descarbonizar el transporte marítimo y el sector portuario en el corto plazo – más de 10.000 buques se construyeran entre 2020 y 2030- y favorecer la integración de gases renovables en el mix energético en el medio y largo plazo, tanto en el sector naviero, como en el portuario.
- **Objetivo 2** Aumentar la competitividad del sector marítimo y portuario reduciendo sus costes operativos, y disminuyendo el riesgo de obsolescencia de las inversiones, como consecuencia de las futuras regulaciones en materia de emisiones atmosféricas.
- **Objetivo 3** Promover el crecimiento industrial y social de España con el desarrollo de servicios especializados de alto valor añadido dirigidos al sector del GNL.

Para la consecución de estos objetivos se contará con tres herramientas principales:

- **Financiación:** con financiación directa o proveyendo soporte institucional para su obtención en los distintos programas de apoyo promovidos por la UE (*CEF, Horizon 2020, Next Generation EU, etc.*) a los proyectos que de algún modo fomenten la consecución de los 3 objetivos principales.

- **Comunicación:** buscando fomentar la promoción conjunta de la oferta de suministro española y el entendimiento entre suministradores y consumidores.
- **Regulación:** pudiéndose promover medidas fiscales extraordinarias, recomendaciones en materia de regulación portuaria (pliegos base, *guidelines*, TRLPMM, etc...) y apoyo al sector en los distintos organismos supra- nacionales y grupos de trabajo (IMO, FUEL-EU, etc...).

Con el objetivo de concretar los recursos necesarios, se ha realizado un plan de inversiones que recoge una estimación de los esfuerzos económicos necesarios para disponer en los puertos españoles de la infraestructura para el suministro de GNL de acuerdo con el potencial demanda estimado para el sistema español.

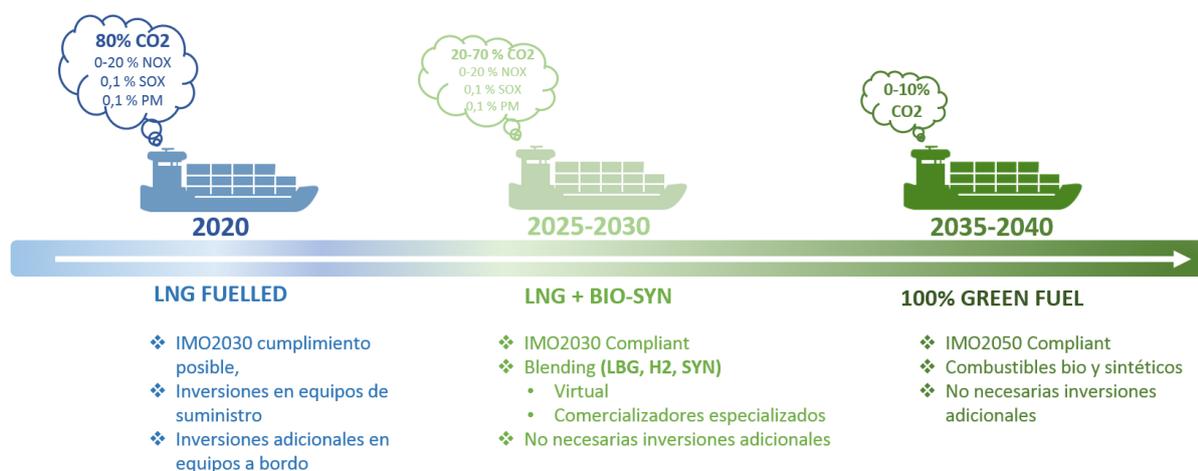


Figura 3.1 Esquema de transición energética de un barco propulsado por GNL 2020-2050

4 Análisis competitivo del GNL como combustible marino en el sistema portuario español

Un plan de acción efectivo en la consecución de los objetivos de la estrategia LNGHive2 requerirá de un análisis en profundidad del desarrollo actual y perspectivas del mercado global de bunkering de GNL, productos renovables y también, de la capacidad competitiva de los puertos españoles para alcanzar una posición en el mercado similar o mejor a la ostentada en el mercado de combustibles convencionales.

Tras analizar las perspectivas de oferta y demanda del mercado de bunkering de GNL, en este capítulo se realiza un análisis del potencial posicionamiento de España en este nuevo mercado, atendiendo a los trabajos realizados sobre criterios de selección de localizaciones de bunkering, discutidos en el apartado 2.1.1, pero teniendo en consideración las posibles divergencias que pudieran surgir al tratarse de un producto con diferentes características.

Una vez analizado el posicionamiento en relación con los criterios de selección de localizaciones de bunkering se realiza un análisis DAFO¹¹, que resumirá la situación competitiva actual y un análisis CAME¹², que servirá de punto de partida para la redacción del ámbito de actuación del capítulo 5.

4.1 Resumen de las perspectivas de oferta y demanda

Este documento es el tercer entregable de la Actividad 4.3 del proyecto **CORE LNGas hive**. Previamente se desarrollaron los paquetes WP1: evolución prevista de la demanda de bunkering de GNL en España y WP2: desarrollo de un plan de inversiones en medios de suministro (oferta) acorde a dicha evolución. Sobre esta base se compara el estado actual del mercado con el objetivo de poder valorar mejor las necesidades y el posicionamiento nacional en dicho mercado. Además, se incluye una valoración de la disponibilidad de gases renovables y los requerimientos logísticos para su suministro.

En el WP1 se realizó una actualización del estudio *“LNG demand in Spanish ports 2020-2050”* realizado por DNV-GL para el consorcio del proyecto CORE LNGas HIVE en 2017, con el objetivo de reflejar la evolución del mercado en los últimos tres años y obtener un algoritmo de cálculo reutilizable que pueda adaptarse a la evolución de los próximos años y obtener estimaciones de manera regular. Las principales asunciones tomadas en dicho algoritmo son:

- Se utiliza como base de cálculo el volumen de suministros de bunkering convencional de los últimos dos años (2018-2019), asumiendo que los buques mantendrán su patrón de suministro si las condiciones del servicio no se ven modificadas excesivamente.
- Se caracteriza la demanda por tipo de buque y tamaño de los suministros, utilizando las estadísticas reales de los cinco principales puertos de bunkering españoles.
- Solo los nuevos buques serán candidatos a la motorización con GNL. Para cada tipo de buque se fija una vida útil media, que marcará el ritmo de sustituciones.

¹¹ Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades

¹² Corregir debilidades, Afrontar las debilidades, Mantener las fortalezas y Explotar las oportunidades

- Para los nuevos buques se aplicará un porcentaje de transformación a GNL en función del tipo de buque y el momento temporal, que oscila entre el 2 % y el 10 % para 2020 y entre el 10 % y el 35% en 2050 en función del tipo de buque.
- Se introduce un ajuste al alza en aquellos puertos que cuentan con una terminal de importación de GNL y actualmente presenten un mercado de bunkering muy por debajo del que correspondería a semejante tráfico portuario, como Cartagena, Valencia y Ferrol

Una vez estimada la potencial demanda, el objetivo principal del WP2 es **cuantificar las inversiones necesarias tanto en la demanda (la flota cliente) como de la oferta compuesta por el despliegue de medios de suministro e infraestructuras del sistema gasista para el suministro de GNL como combustible marino.**

Para calcular el esfuerzo inversor requerido en equipos de consumo, se analiza el mix de flota resultante del análisis de demanda y se determinan las inversiones a movilizar a partir de los costes unitarios de inversión diferencial (€/kW) en motorización referenciados en la bibliográfica para distintos tipos de buques y tamaños.

Para calcular las inversiones necesarias en medios e infraestructuras de suministro se utilizó la herramienta @simlog, planteándose para cada grupo de puertos y periodo temporal dos o tres alternativas de suministro distintas -con terminal auxiliar o no, con duplicidad de medios, etc.-, de las cuales **se seleccionará la de menor coste unitario y mejor nivel de servicio** (medida de la disponibilidad del buque para el suministro). El uso de @simlog nos permite valorar también el incremento de la actividad y de la recaudación que las alternativas seleccionadas suponen para el sistema gasista español y en última instancia, conociendo la capacidad contratada normalmente y la contratada a largo plazo valorar los requerimientos de inversión en el sistema gasista necesarios.

4.1.1 Demanda

Actualmente existe un número reducido de buques propulsados por GNL, si bien la adopción de este combustible cada vez avanza más rápido y en los últimos dos años está siendo seleccionado como propulsión en los buques de mayor tamaño de la flota, como mega portacontenedores, petroleros aframax o grandes graneleros. Atraídos por el precio y las ventajas medioambientales del combustible, actualmente existen más de 800 buques propulsados por GNL en la flota mundial, y aunque la mayoría de estos son buques de transporte de GNL que consumen su propia carga, existen ya en operación 169 buques mercantes y 222 más se encuentran en construcción o desarrollo.

La demanda de GNL como combustible marino alcanzó en 2019, la cifra de 1M t y se espera que llegue a los 10M t en 2025¹³, lo que supondría más de 1.000 buques en operación a nivel mundial. A largo plazo -entre 2040 y 2050- las estimaciones de demanda como combustible marino difieren considerablemente entre compañías, situándose entre un 10%¹⁴ y un 40%¹⁵, de un total aproximado de 210M t.

A nivel nacional -añadiendo los puertos de Gibraltar y Tanger-Med- se ha estimado en el WP1 -escenario inferior- que los volúmenes (m³) y niveles de penetración del GNL en el mix de combustibles marinos suministrados serán los siguientes:

Tabla 4.1 Estimaciones de demanda de GNL (m³) como combustible marítimo para España

Tipo de Buque	2020	2025	2030	2050
Container ships	43.520	178.039	513.186	2.482.549
Tankers	19.730	79.072	373.316	1.513.766
Bulk carriers	14.611	53.393	161.457	1.399.246
Passenger ship	134.237	262.275	328.189	845.433
Ro-Pax	89.802	277.899	314.182	615.652
Otros	4.502	19.513	49.499	279.789
Ro-Ro	895	3.222	7.966	85.671
Total	307.296	873.413	1.747.794	7.222.107
%Bunkering (2017-2019)	1,28 %	3,64 %	7,28 %	30,06 %

En los últimos dos años, el suministro de GNL a buques se ha acelerado considerablemente en los puertos españoles, fundamentalmente con la escala de los buques Ro-Pax de Balearia, pero también con los cruceros operados por las empresas AIDA y Costa Cruceros. Las estadísticas proporcionadas por GASNAM (Asociación ibérica del gas natural en el transporte) reflejan que durante los años 2018 y 2019 se ha suministrado GNL a 12 buques distintos y en al menos 8 puertos, indicador del gran avance en la implantación de este combustible en el sistema portuario español. En relación con los

¹³ <https://www.spglobal.com/platts/es/market-insights/latest-news/oil/012820-strong-growth-expected-in-lng-bunker-demand-total>

¹⁴ Platts Analytics Scenario Planning <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/oil/060420-analysis-lng-fails-to-answer-shippings-big-energy-transition-question>, ABS SETTING THE COURSE TO LOW CARBON SHIPPING,

¹⁵ DNV-GL Horizon/Outlook 2050

volúmenes suministrados, en 2019 se registraron 82.000 m³, esperándose para 2020 un volumen entre 200.000 m³ y 300.000 m³, si bien la ralentización de las actividades de cruceros turístico y el mercado Ro-Pax como consecuencia del COVID-19 podrían reducir estos números más de 100.000 m³ como se refleja a continuación en la Tabla 4.2 y Tabla 4.3.

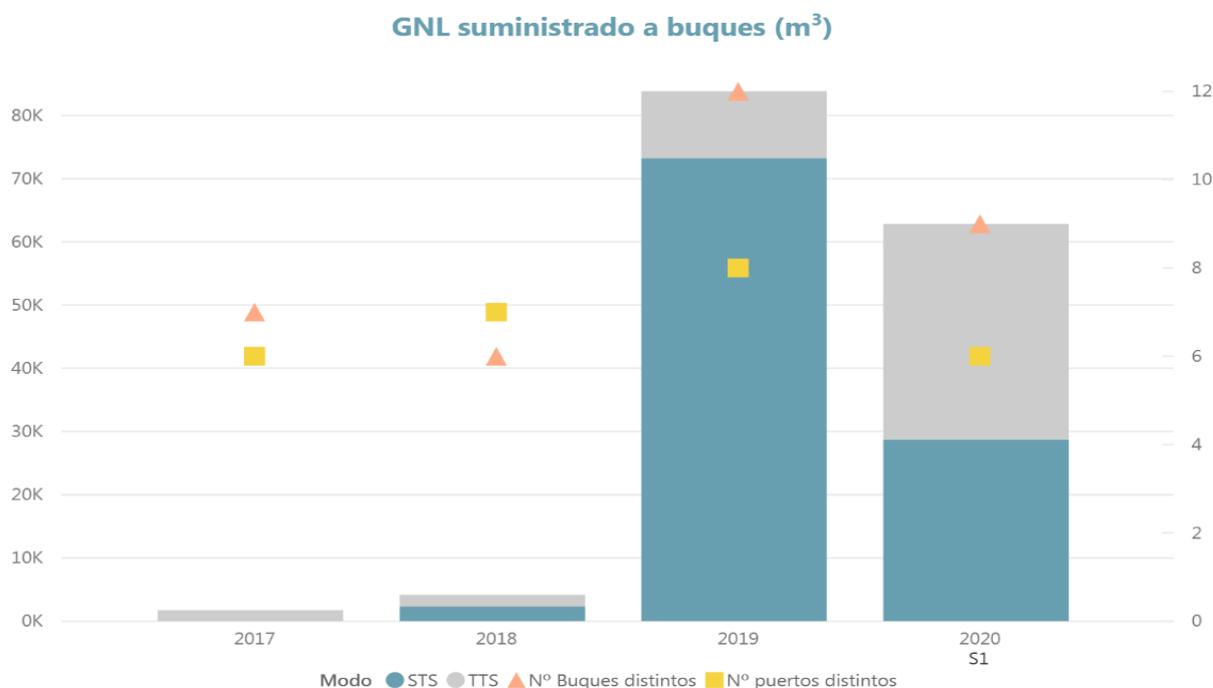


Figura 4.1 Actividad de bunkering de GNL en el sistema portuario español. Fuente: GASNAM

Teniendo en consideración las estimaciones de demanda -esta vez sin Gibraltar y Tanger-Med- realizadas para el periodo 2020-2030 y la actividad registrada en 2020, las estimaciones para este año podrían no alcanzarse debido a una ausencia de suministros regulares a buques de tipo portacontenedor o *tanker* y a ya citada ralentización de la actividad de cruceros en los últimos meses -25.000 m³ 2020 Q1 vs 3.750 2020 Q2- como consecuencia del COVID-19:

Tabla 4.2 Comparación de estimaciones de demanda HIVE vs niveles de actividad 2020 por tipo de buque

Tipo de Buque	Estimación HIVE 2020	Actividad S1 2020	Previsión Actividad 2020.
Bulk carriers	7.925		
Container ships	30.129		
General cargo	1.372		
Other	2.628	282	705
Passenger ship	124.044	28.750	71.875
Ro-Pax	89.649	33.805	84.513
Tankers	10.743		
Total	266.490	62.837	157.093

Analizando la situación por puerto, observamos que a excepción de Algeciras, Ceuta y Las Palmas el suministro ha comenzado en todos los puertos con una estimación de demanda considerable -más de 1.000 m³- y que las estimaciones parecen cumplirse, a excepción de Barcelona:

Tabla 4.3 Comparación de estimaciones de demanda HIVE vs niveles de actividad 2020 por puerto

PORT	Estimación HIVE 2020	Actividad S1 2020	Previsión Actividad 2020.
Algeciras	23.467	420	1.050
Barcelona	106.569	19.862	49.655
Ceuta	3.285		
Huelva	20.761	11.226	28.065
Las Palmas	16.112		
Malaga	20.678		
Santa Cruz de Tenerife	46.426	17.500	43.750
Valencia	25.351	13.799	34.498
Total	262.649	62.807	157.018

La principal razón para la ausencia de suministros en los puertos de Algeciras, Las Palmas y Ceuta es que la mayoría de los suministros de bunkering convencional en estos puertos se destinan a buques portacontenedores, *tankers* o *bulkers*, sectores que consumen más del 70 % del combustible marino y operan en el mercado internacional escalando en puertos de distintos continentes y con tiempos de tránsito que superan el mes de duración. El desarrollo de infraestructuras y medios de suministro requerido por estos tráficó ha de ser de carácter global por lo que su adaptación del GNL está resultando más lenta que en el tráfico regional, sin embargo en los próximos diez años estos sectores serán los principales demandantes de GNL, tal y como reflejan las estimaciones de demanda realizadas -ver informe WP2 y - y las órdenes de construcción en astillero, liderada por este tipo de buques, en especial aquellos de gran tamaño -VLCCs y ULCC-.

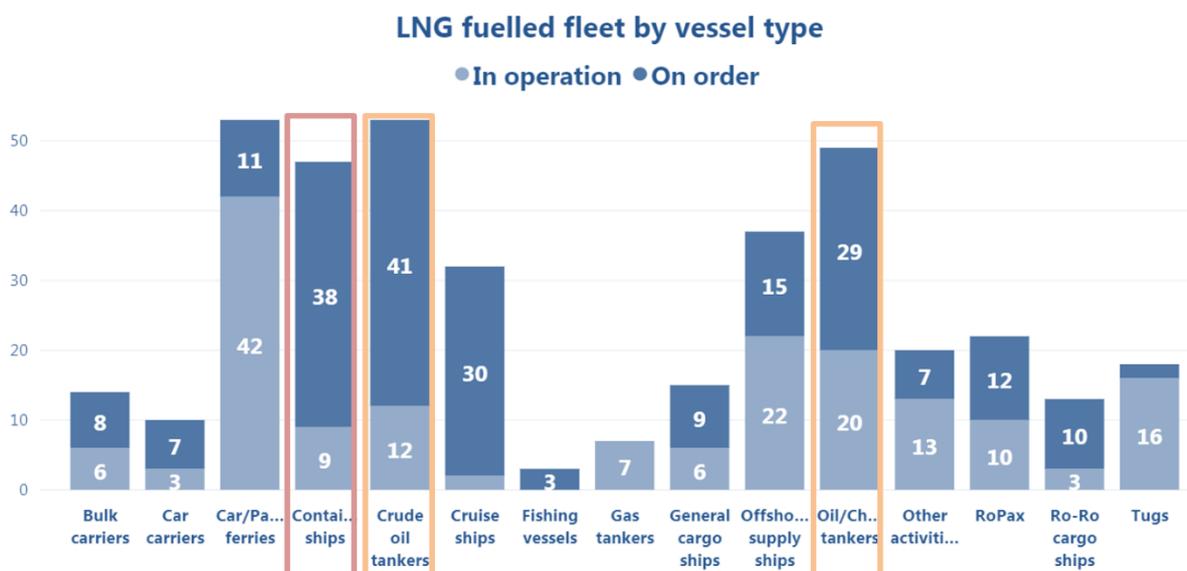


Figura 4.2 Ordenes de construcción de buques de GNL por tipo. Fuente DNV-GL AFI

4.1.2 Oferta

A nivel global la oferta de medios de suministro se ha incrementado exponencialmente en los últimos años, siendo posible el bunkering de GNL en más de 110 puertos y lo será próximamente en otros 90, con especial énfasis en los principales puertos que conforman las rutas entre Asia, Europa y América del Norte y los *hubs* de combustible (Singapur, Rotterdam, Gibraltar, China, etc.). Además, cabe remarcar el incremento en la oferta de medios de suministro marítimo (requeridos por los grandes buques) de 6 unidades en 2019, a 15 en operación y 22 en construcción o desarrollo actualmente.



Figura 4.3 Mapa de la oferta de suministro de GNL como combustible actual y en desarrollo. Fuente:SEA-LNG

Medios de suministro terrestre (TTS)

Tal y como se refleja en la Figura 4.11, España es el país europeo líder en suministro de GNL por cisternas y cuenta con un parque de cisternas extenso que sigue creciendo, tal y como demuestran los registros de actividad de este sector -reflejados en la Figura 4.4-. El desarrollo de la actividad de bunkering TTS por su tamaño comparado no está suponiendo un gran desafío para estas empresas, que ya han realizado más de 1.000 suministros en el último año y medio, tanto en su modalidad simple, como múltiple (MTTS), utilizando varias cisternas en paralelo. El destino de estos suministros ha sido principalmente buques Ro-Pax -100% suministrados con cisterna hasta ahora-, pero se puede afirmar que en todos los puertos de la red TEN-T principal se han realizado y se pueden realizar suministros en esta modalidad. La oferta de cargaderos de cisternas es amplia, con la excepción de las Islas Canarias, el resto podrían abastecer la demanda de los puertos cercanos sin comprometer excesivamente su capacidad, tal y como se demostraba en el WP2 de este informe.

Actividad logística de cisternas GNL 2015-2019 (m³)

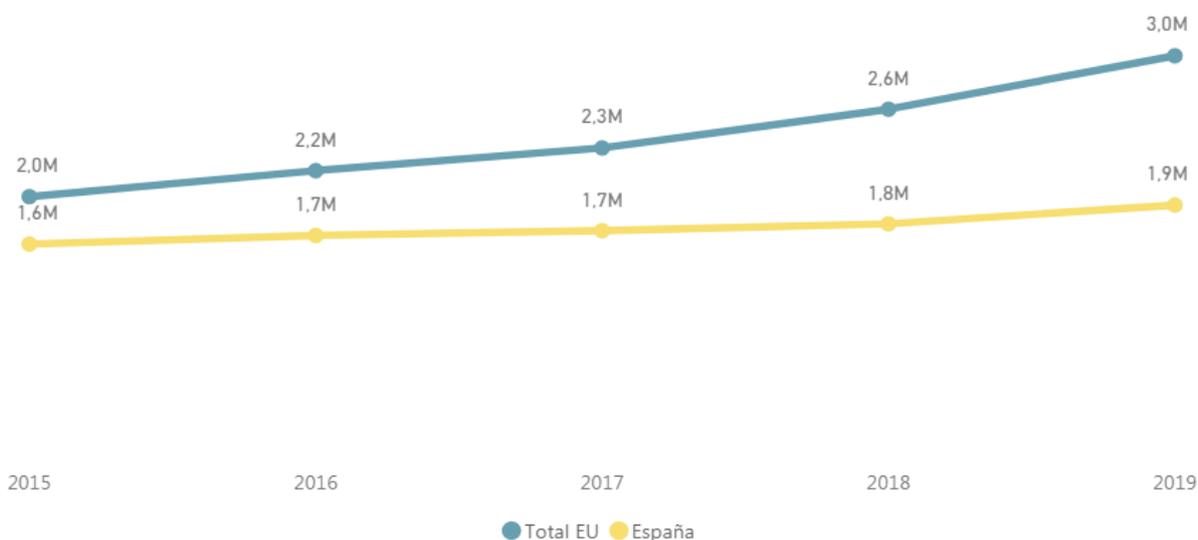


Figura 4.4 Actividad logística de carga de cisternas GNL en el mercado español (m³)

Además, existen más de 5 empresas con cisternas y contenedores válidos para el suministro TTS de GNL, suficiente para asegurar la disponibilidad y competitividad del servicio en la mayoría de los puertos españoles.

Medios de suministro marítimo (STS)

Actualmente en el sistema portuario español operan dos buques de suministro regularmente -pero no exclusivamente-, uno en Barcelona y otro en Santa Cruz de Tenerife, ambos destinados al suministro a cruceros consumidores de GNL. La actividad de estos buques es constante, si bien el nivel de actividad a diferencia de lo que ocurre en las cisternas es considerablemente inferior al de otros países europeos.

Actividad logística de recarga de buques de GNL SC 2015-2019 (m³)

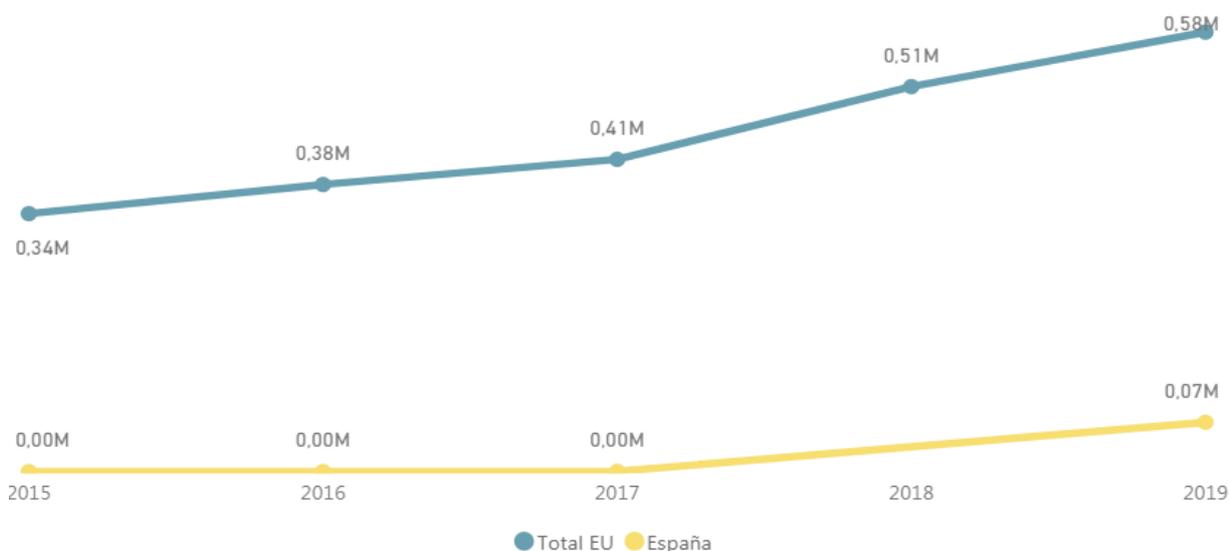
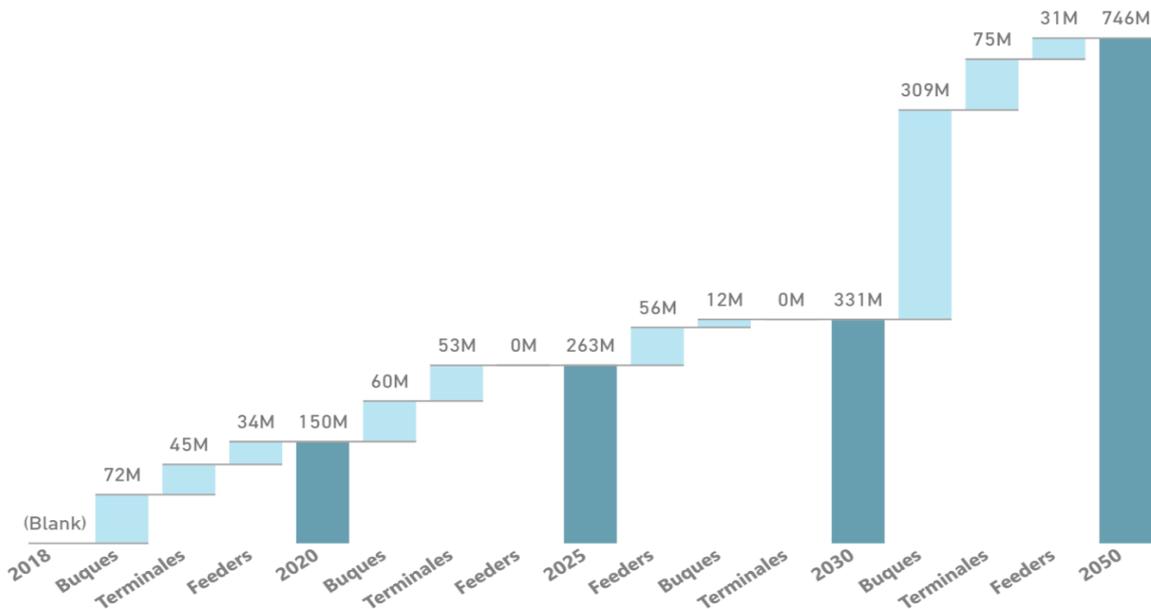


Figura 4.5 Actividad logística de recarga de buques de GNL small scale en el mercado europeo (m³)

De acuerdo con el plan de inversiones realizado en el WP2 de este informe, los medios de suministro requeridos para abordar las estimaciones de demanda se recogen en la siguiente tabla, reflejándose como requeridos aquellos para los que hoy no existe ni siquiera un proyecto de desarrollo:

Figura 4.6 Valoración de medios de suministro necesarios en el periodo 2020-2030

Cifra de inversión requerida en medios de suministro



Year	Nº Buques	Total (m³)	Requeridos	Nº Terminales	Total (m³)	Requeridos	Nº Feeders	Total (m³)	Feeder requeridos
2020	3	11.000	1	2	60.000	2	1	30.000	1
Granadilla	1	3.000		2	60.000	2	1	30.000	1
Barcelona	1	5.000							
Bilbao									
Cartagena									
Ferrol									
Huelva	1	3.000	1						
Sagunto									
2025	5	14.200	3	5	63.000		1	30.000	
Granadilla	1	3.000		2	60.000		1	30.000	
Barcelona	1	5.000							
Bilbao				2	2.000				
Cartagena									
Ferrol									
Huelva	2	5.000	2						
Sagunto	1	1.200	1	1	1.000				
2030	5	16.200		5	63.000		1	42.500	
Granadilla	1	5.000		2	60.000		1	30.000	
Huelva	2	5.000					1	12.500	
Barcelona	1	5.000							
Bilbao				2	2.000				
Cartagena									
Ferrol									
Sagunto	1	1.200		1	1.000				

De acuerdo con la tabla anterior, para cumplir con el plan de inversiones planteado en el WP2, **se requieren inversiones en los clústeres de Algeciras, Valencia y especialmente en Canarias, donde** a pesar de prestar servicio un buque de suministro dedicado, **no existe infraestructura para el aprovisionamiento de GNL sin la cual resultará muy difícil desarrollar cadenas de suministro competitivas** y con una calidad de servicio suficiente como para alcanzar un posicionamiento similar al ostentando en combustibles convencionales. Estas infraestructuras requerirán de la participación del sistema eléctrico, ya que en las fases iniciales de actividad más del 90 % de la demanda potencial de GNL en las islas -el 50% a partir de 2030- se destinaría a la producción eléctrica en los ciclos combinados. Sin la participación del sistema eléctrico los costes logísticos supondrían una importantísima disminución de la competitividad respecto al suministro en los puertos peninsulares, haciéndose muy difícil alcanzar las estimaciones de demanda planteadas. **En el caso de Algeciras, será suficiente con la puesta en marcha de dos buques de suministro en 2025, existiendo ya un proyecto para la construcción de uno de ellos**, con capacidad para 12.500 m³, que pasaría a actuar como buque de *feeding* en 2030. Dicho buque podría actuar también como buque de bunkering en las fases iniciales de desarrollo y retrasar la entrada de alguno de los buques de suministro de menor tamaño programados para 2025, aún así para 2030 seguirán requiriéndose dos buques de suministro de menor tamaño, que operen de manera permanente en el estrecho de Algeciras. **En principio el clúster de Valencia solo**

requeriría de un buque de suministro a partir de 2025, que podrá ser multiproducto o de pequeño tamaño, sin embargo si alguna de las navieras de portacontenedores que operan en dicho puerto apostarían por este combustible es muy posible que se requerirían medios de mayor capacidad, dado que las condiciones de suministro de GNL en este puerto son bastante mejores que para el combustible convencional y para GNL serían muy similares a las de Barcelona e incluso mejores que las del puerto de Algeciras al contar con una terminal de importación a menos de 10 nm de distancia.

4.1.3 Previsión de la oferta de gases renovables vs demanda marítima y requerimientos logísticos

El estudio realizado por CE Delft¹⁶ para la valoración del potencial de producción de biometano a nivel mundial para 2030 y 2050 recoge que en condiciones de sostenibilidad ambiental y económica y en un escenario conservador existe capacidad para producir biometano para más del 300 % de la demanda de combustible marino.

¹⁶ Availability and costs of liquefied bio- and synthetic methane. The maritime shipping perspective

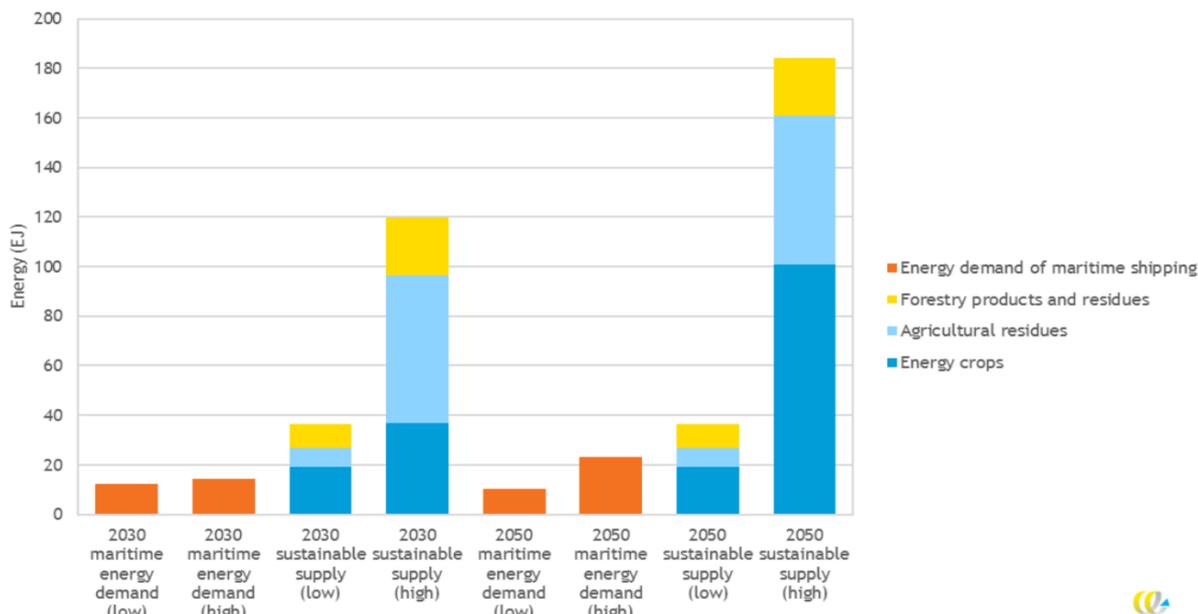


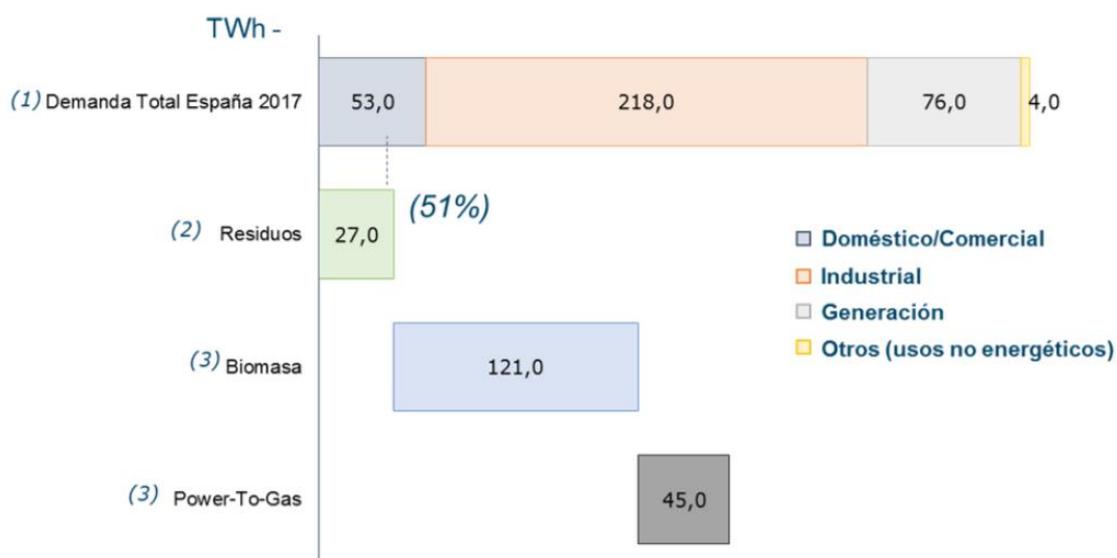
Figura 4.7 Potencial de producción de biometano mundial. Fuente: CE Delft

En Europa la producción de biometano comienza a despegar -23 TWh en 2019- y ya existen más de 700 plantas de producción con una ratio de crecimiento superior al 50%¹⁷ en el último año. Para 2030 se espera que la producción pueda superar 350 TWh, suficiente para cubrir el suministro de más de la mitad del mercado europeo de combustibles marinos¹⁸. A nivel nacional solo existe una planta de producción de biometano y el desarrollo actual es muy limitado, si bien su potencial tal y como se refleja en la Figura 4.8 es bastante elevado, pudiendo alcanzar hasta un 40% de la demanda de gas natural española y más del 300% de la demanda de bunkering para 2050 -aprox. 47 TWh-. (En los próximos años se espera que dos iniciativas de reciente creación impulsen considerablemente el desarrollo del biometano:

- PNIEC (Plan nacional integrado de energía y clima): donde se reconoce el papel esencial de este combustible en la transición energética como parte de los denominados gases renovables.
- Hoja de ruta nacional del biogás: principal herramienta nacional para guiar y fomentar el despliegue y desarrollo del biogás en España, de la cual se espera que establezca unos objetivos de producción e incentivos para su consecución, tal y como se ha realizado en aquellos países europeos con una producción significativa de biometano.

¹⁷ <https://www.europeanbiogas.eu/the-european-biomethane-map-2020-shows-a-51-increase-of-biomethane-plants-in-europe-in-two-years/>

¹⁸ Equivalente a aproximadamente 600 TWh, utilizando un poder calorífico medio de 11,4 MWh/t



(1) Sedigas. Informe anual 2017

(2) Situación y potencial de generación de biogás. Estudio Técnico PER 2011-2020. Madrid, 2011

(3) Estudio GNF

Figura 4.8 Potencial del biometano en España. Fuente: Estudio Fundación Naturgy 2018

En paralelo al desarrollo de plantas de producción, es necesario el desarrollo de sistemas de certificación y garantías de origen que permitan la comercialización de dicho gas renovable sin requerir de soluciones logísticas específicas o de consumidores de proximidad. Dichos sistemas existen en más de 9 países europeos empleándose con gran éxito en el sector del transporte terrestre y se espera que lleguen a prácticamente todos los países de la Unión Europea al recogerse dicha necesidad en la directiva de apoyo a las energías renovables del parlamento europeo (RED II). La interoperabilidad de dichos registros podría conducir a un mercado común de gases renovables (biometano, hidrógeno y otros), que aumentase enormemente la disponibilidad de dichos gases en aquellos países con una menor producción, pero con mejores infraestructuras de comercialización y suministro.

4.2 Comparativa del potencial posicionamiento de España en el futuro mercado de bunkering de GNL

Tal y como se ha mencionado a lo largo de este informe se espera que los criterios de decisión en la adquisición de combustibles marinos no varíen, si bien la cadena de valor y propiedades del GNL como combustible marino es muy diferente de la de los productos derivados del petróleo y su adopción a gran escala podría variar la posición competitiva de los puertos españoles. Una de las principales asunciones realizada en los estudios de demanda de GNL como combustible marino para España implica que la posición competitiva de los puertos españoles se mantiene respecto a la actual. Por lo tanto, a lo largo de este apartado se pretende comparar en aquellos aspectos considerados de mayor importancia, las diferencias que podrían derivarse de las especificidades del GNL como combustible marino. Los tres aspectos de mayor relevancia, discutidos en el apartado 2.1.1, a considerar serán:

- La disponibilidad y fiabilidad de la infraestructura y medios de suministro
- Precio del producto
- Regulación

4.2.1 Capacidad de almacenamiento y servicios logísticos

Atendiendo a la capacidad de almacenamiento, Europa cuenta con el 16% de la capacidad de almacenamiento, destacando España con más de un 25% de la capacidad de almacenamiento europea, tal y como se puede observar en la Figura 4.9. Esta capacidad se encuentra fundamentalmente concentrada en los países con menor acceso a los mercados de gas ruso y noruego -exportados fundamentalmente por gasoducto-, como son España y Francia, sin embargo, la necesidad de diversificar la procedencia del suministro de gas, así como el desarrollo de nuevas aplicaciones y servicios que requieren el uso de GNL, ha generado en muchos países la necesidad de instalar terminales FSRU y/o de almacenamiento Small Scale (SC).

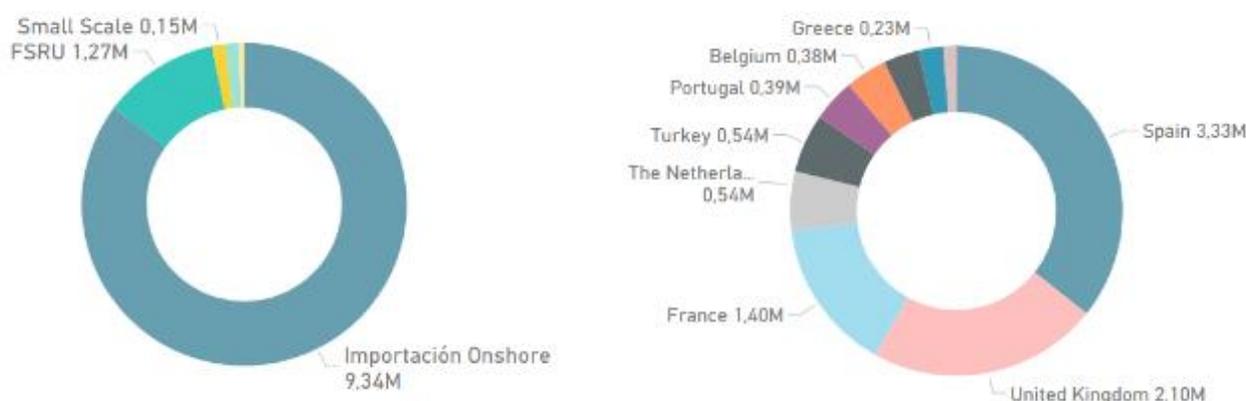


Figura 4.9 Capacidad de almacenamiento de GNL europea por tipo de instalación y país.
Fuente: Gas Infraestructura Europe (GIE) LNG Map 2019

Como puede observarse en la Figura 4.10 y Figura 4.9, la **oferta española de terminales de almacenamiento y servicios logísticos de GNL** en los distintos corredores marítimos es la mayor del continente europeo, destacando especialmente en el Mar Mediterráneo, tal y como se describe a continuación:

- **Mar Mediterráneo:** en la fachada occidental destaca la gran capacidad de almacenamiento *onshore* - +2,5M m³- y de acceso público disponible en España - Barcelona, Sagunto y Cartagena- y Francia -Marsella-, que como refleja la Figura 4.10, además disponen de todos los servicios necesarios para suministrar cisternas y recargar buques. No ocurre así en la fachada oriental, donde tan solo se localiza una terminal de importación *onshore*, siendo el resto de ellas FSRU -que habrían de dotarse de una terminal SC adicional, para poder prestar los servicios de recarga de cisternas y bunkering-. En cuanto al desarrollo de terminales SC, se encuentra en construcción una terminal de 20.000 m³ en el puerto de Ravenna -acompañando a la FSRU italiana Adriatic LNG-, y una terminal de 9.500 m³ en la Isla de Cerdeña -diseñada para suministrar gas a la isla y proporcionar servicios SC-.
- **Estrecho de Gibraltar:** encontramos la terminal SC de Gibraltar¹⁹, con capacidad para 5.000 m³, pero sin capacidad para la carga de cisternas y las terminales de importación de gran capacidad de Huelva y Sines, ambas como veremos más adelante con capacidad -o previsión de ello en el próximo de año- de ofrecer todos los servicios SC y acceso público a la capacidad disponible.
- **Corredor Atlántico:** España cuenta con dos terminales Bilbao y Reganosa -aprox 0.9M m³ de capacidad-, sin embargo, en esta corredor, la zona de Mar del Norte destaca con 4 terminales de importación *onshore* de GNL de gran capacidad -+2,5M m³-, aunque tan solo una de ellas, Zeebrugge, dispone de acceso público a la capacidad. El resto de las que además disponen de servicios SC -Gate y Dunkerque- son terminales de una reciente creación/expansión, luego pese a que los términos y condiciones de la contratación no sean públicos se cree que existe capacidad disponible para su contratación a los operadores de las plantas. También cabe destacar que las terminales de Gate y Zeebrugge disponen de infraestructuras de carga y descarga dedicadas al negocio *small scale*.

Tanque Virtual de Balance

Uno de los aspectos más importantes a remarcar en este apartado y que podrían proporcionar al sistema portuario español una gran ventaja competitiva es la implantación, desde el 1 de abril de 2020, del tanque virtual de balance (TVB). Anteriormente, cada una de las terminales se gestionaba de manera independiente, obligando a los usuarios a nominar y programar las descargas de buques, la regasificación y el resto de los servicios en una planta concreta, restringiendo las operaciones de compra y venta de GNL a una terminal concreta.

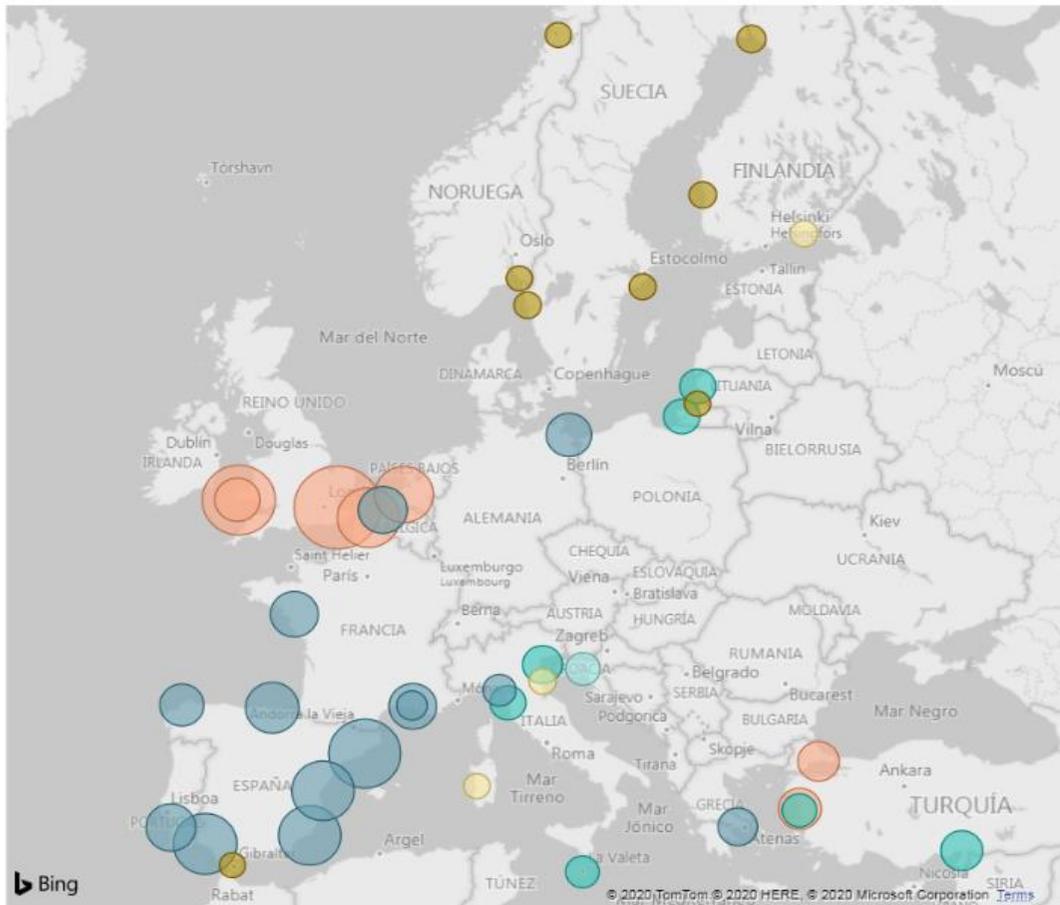
A partir del 1 de abril de 2020 el sistema gasista español abandonará este sistema y adopta un sistema de tanque virtual único lo que significa que los operadores podrán disponer de su GNL indistintamente de que en terminal este almacenado, permitiendo las transacciones de producto en un mercado único que engloba el GNL de las seis terminales en funcionamiento. Esto supone una auténtica revolución en la manera de gestionar los almacenamientos de GNL y elimina prácticamente cualquier barrera de entrada al aprovisionamiento de GNL en el mercado español, ya que estará disponible en cualquiera de las terminales permitiendo nominar los servicios de salida -carga de buques o cisternas- en la planta concreta que se desee, aunque no se haya descargado el producto en la misma. Por ejemplo: un operador que solo dispone de GNL

¹⁹ El 27 de Junio, SHELL anunció la solicitud de licencia de bunkering de GNL en Gibraltar (<https://safety4sea.com/shell-reportedly-to-apply-for-lng-bunkering-license-at-gibraltar-port/>)

en Barcelona podría nominar la recarga de un buque en Huelva o una empresa naviera podría desarrollar un negocio de comercialización en múltiples puertos sin disponer de contratos de aprovisionamiento de GNL, si construye uno o varios barcos de suministro y se aprovisiona de GNL en MIBGAS a través de un tercero.

En definitiva, esta normativa proporciona una gran flexibilidad, reduce los costes de importación e incrementa las transacciones de producto entre los usuarios del sistema gasista, en unas circunstancias de mercado donde el acceso a terceros a las infraestructuras no está muy extendido y la mayoría de las terminal de GNL europeas o están exentas de facilitar el acceso a terceros o esté se encuentra prácticamente copado por una sola compañía (Ejemplos GATE, FOS Cavaou, Dragon LNG, South Hook LNG). Además, reduce las barreras de entrada facilitando la entrada de operadores de menor entidad o especializados en el bunkering sin capacidad para la importación directa de producto.

TERMINALES DE ALMACENAMIENTO DE GNL EN EUROPA y MAR MEDITERRÁNEO



Tipo ● Acceso público ● FSRU ● FSRU On construction ● Privada ● Small Scale ● Small Scale On construction

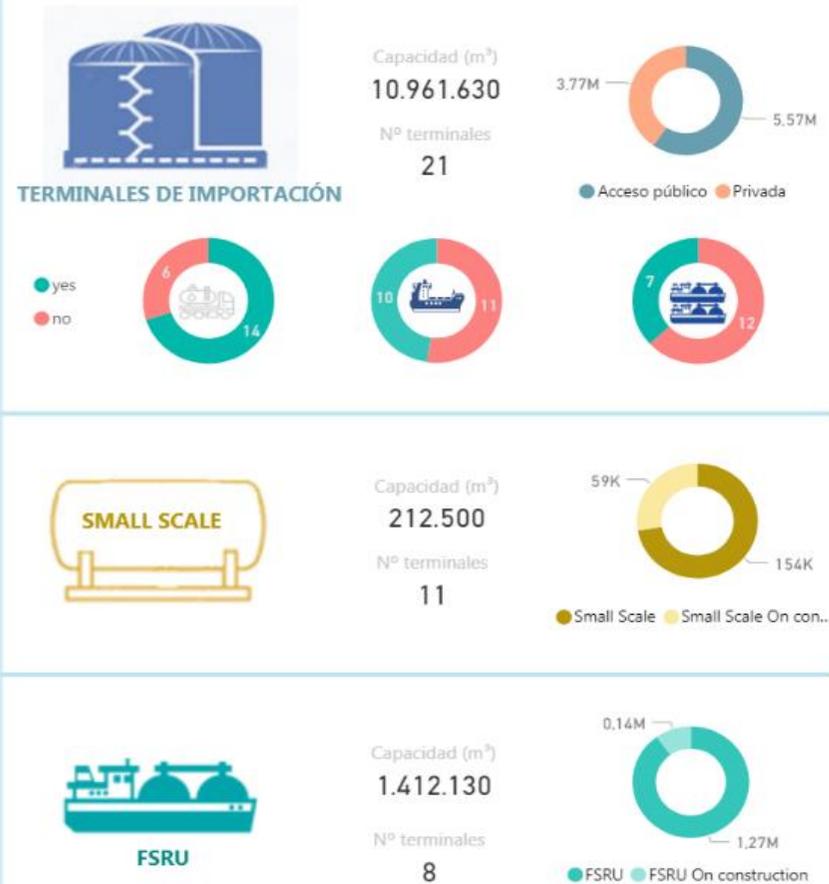


Figura 4.10 Mapa de terminales de almacenamiento de GNL en Europa. Fuente Gas Infrastructure Europe (GIE) LNG Map 2019 + LNG New services inventory 2019

OFERTA LOGISTICA PARA CISTERNAS y RECARGAS DE BUQUES SC EN LAS TERMINALES DE GNL EUROPEAS

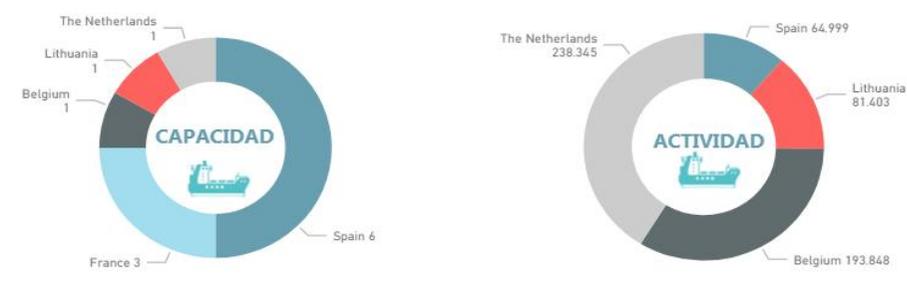
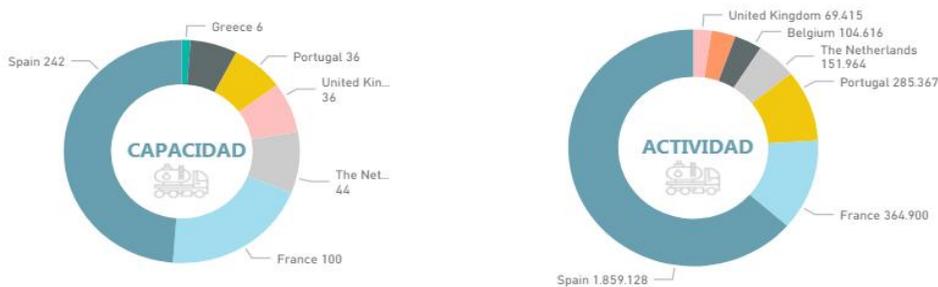
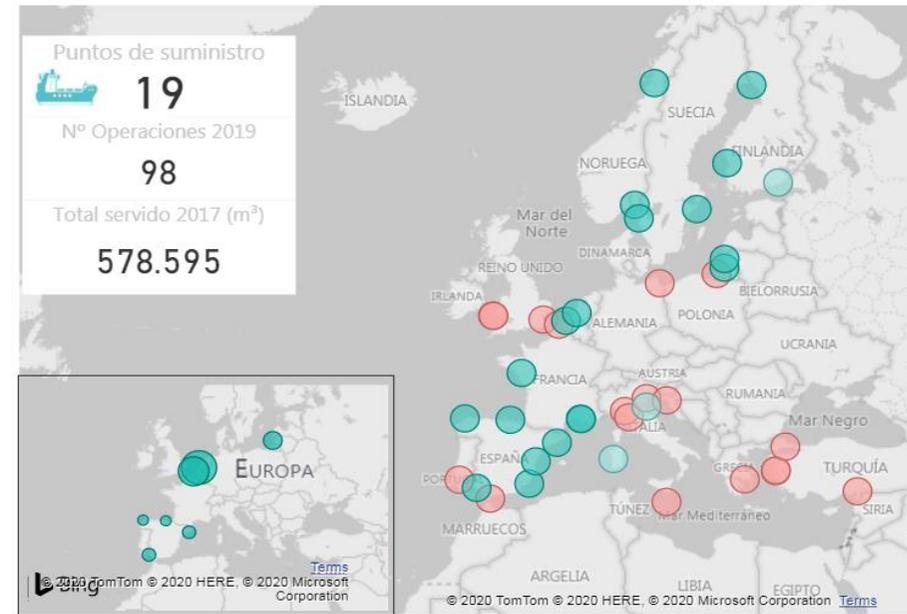
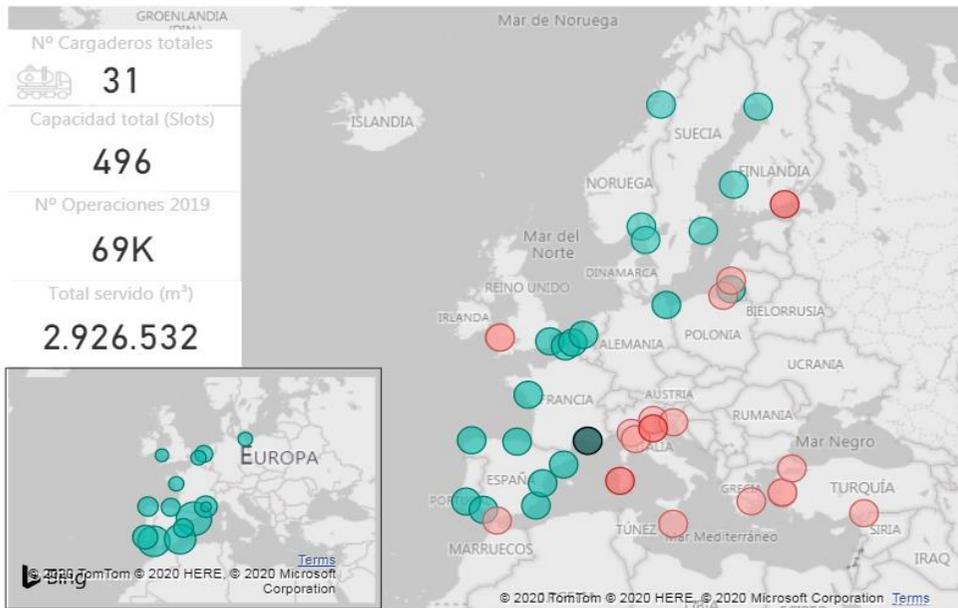


Figura 4.11 Oferta logística de GNL SC (Cargaderos de cisternas y buques) y su actividad en Europa Fuente: Gas Infrastructure Europe (GIE) LNG Map 2019 + LNG New services inventory 2019

4.2.1.1 Comparativa con la situación actual en combustibles marinos convencionales

Con el objetivo de comparar la situación del GNL con los combustibles convencionales se refleja en la siguiente figura un mapa de las terminales de almacenamiento utilizadas -no en exclusiva- para el suministro de combustibles marinos en los puertos europeos:

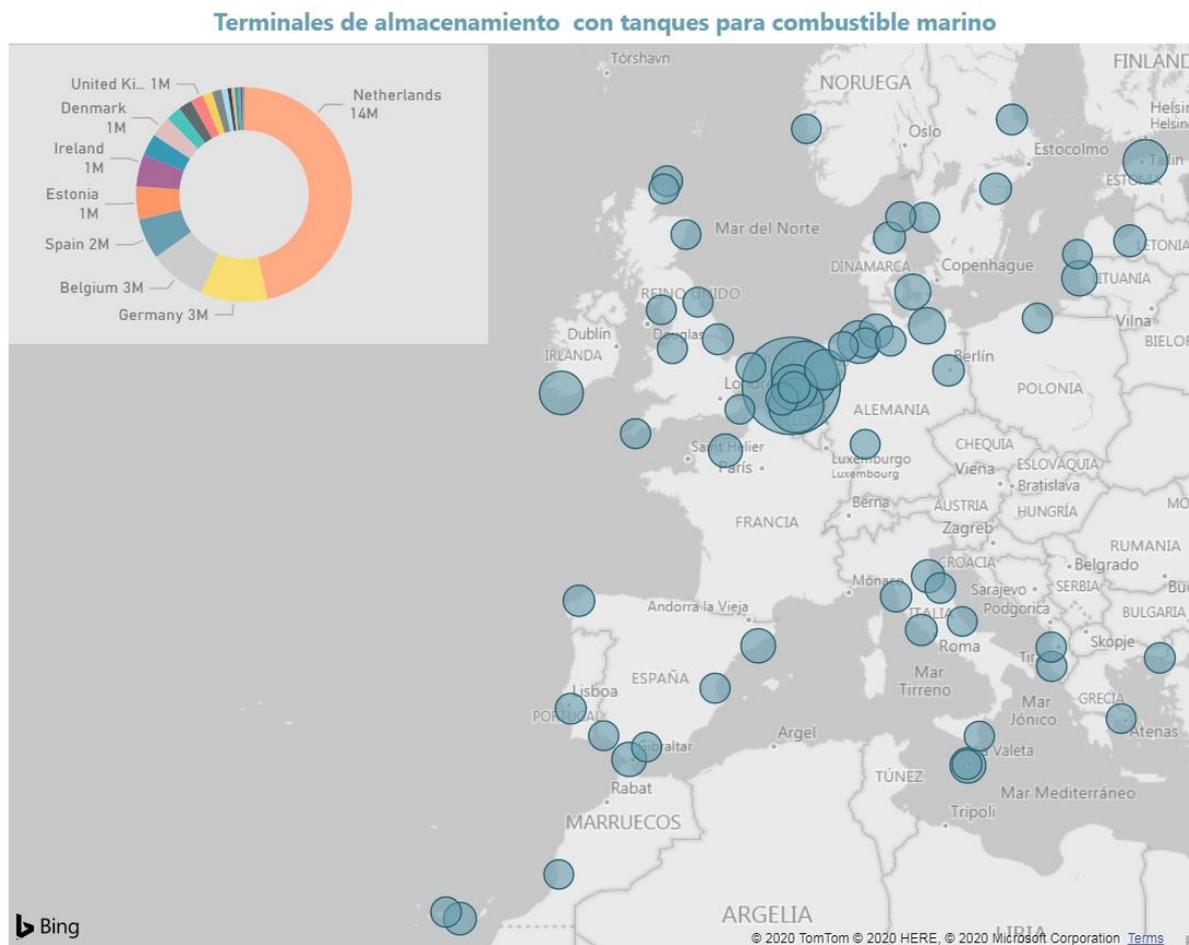


Figura 4.12 Mapa de instalaciones de almacenamiento de combustible marino en Europa²⁰.
Fuente: Tankterminals.com

Existen notables diferencias en la distribución de la capacidad de almacenamiento respecto al GNL, siendo los más notables:

- Mayor dominancia de los puertos del Mar del Norte en combustible convencional, con casi un 50 % de la capacidad total
- Mayor oferta, tanto en el Mediterráneo occidental como oriental y mucha menor cuota de capacidad de los puertos españoles, en comparación con el GNL.
- Concentración de la oferta española en el Estrecho de Gibraltar y Canarias

²⁰ Las capacidades disponibles para combustibles marinos pueden diferir de las mostradas en el mapa, al no registrarse específicamente la utilización para este sector.

4.2.1.2 Aprovechamiento de la infraestructura gasista actual para el suministro de gases renovables en los puertos españoles

La oferta de servicios logísticos de GNL en España es una de las más extensas y avanzadas de Europa. Junto con un sistema de garantías de origen y certificación de gases renovables y una infraestructura de bunkering de GNL adecuada permitiría comercializar gases renovables en todos los puertos españoles con un coste logístico mínimo y sin requerir equipos de licuefacción y transporte para el consumo directo del producto renovables, permitiendo competir con los usos terrestres que consumen el biometano en su forma gaseosa en igualdad de condiciones.

COSTE DE LAS SOLUCIONES LOGÍSTICAS Y DE CONSUMO PARA GASES RENOVABLES

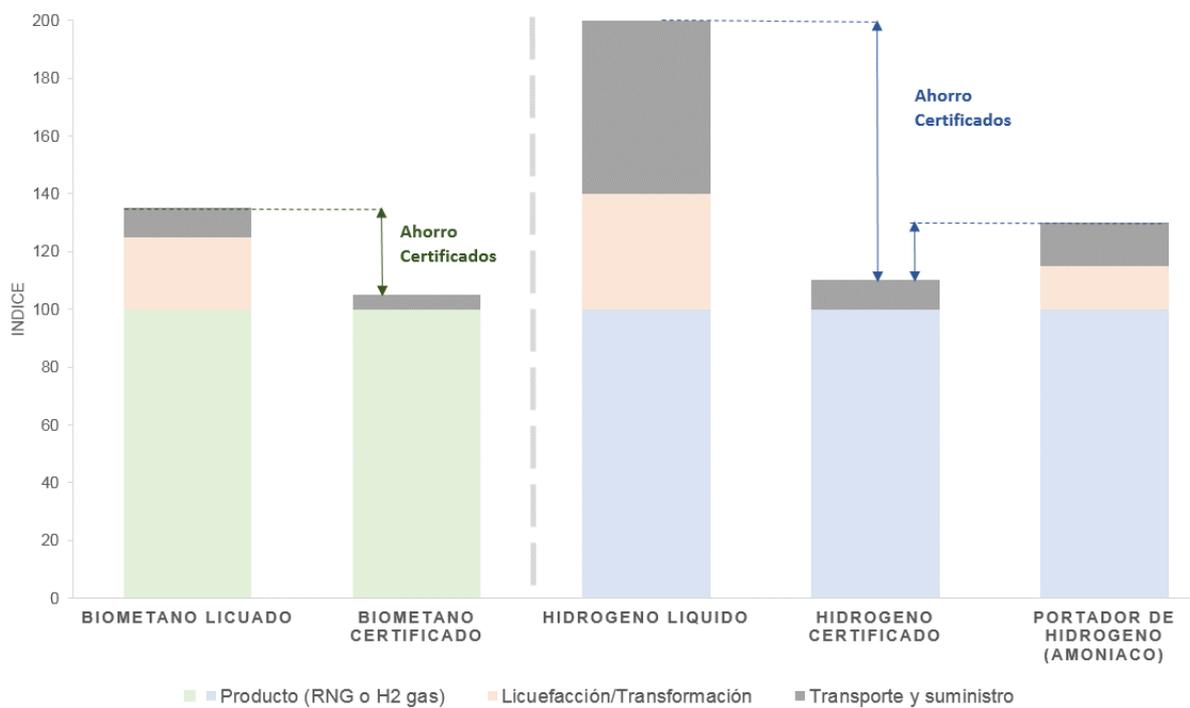


Figura 4.13 Coste de las soluciones logísticas para el consumo de gases renovables en el transporte marítimo

4.2.2 Precio del producto

El precio final del GNL como combustible marino estará compuesto de:

$$\underbrace{\text{Coste de importación de GNL} + \text{Coste de descarga y almacenamiento}}_{\text{Precio MIBGAS/TTF/PSV}} + \underbrace{\text{Coste recarga buque bunkering} + \text{Coste suministro bunkering}}_{\text{Coste Bunkering (WP2)}}$$

Con el objetivo de comparar los puertos españoles con sus competidores, **se analiza: el precio del producto en los distintos hubs regionales** donde los comercializadores pueden realizar operaciones de compra/venta (MIBGAS, TTF, PSV, etc.) **y el coste de la recarga de los buques de bunkering** -el coste de suministro de bunkering para una misma demanda y medio de suministro será muy similar en todos los puertos de suministro-.

Comercialización y aprovisionamiento de GNL en el sistema español

A nivel europeo existen dos *hubs* de referencia, TTF y NBP, el primero asociado con el sistema gasista holandés y el segundo con la red gasista inglesa. Es una práctica habitual que muchas de las importaciones de GNL del resto de países europeos estén referenciadas al precio de estos dos mercados (principalmente TTF), existiendo también precios referenciados al índice Henry Hub-exportaciones de GNL estadounidense- y al precio del petróleo -Brent-.

Una vez el GNL ha sido importado a los distintos países, puede ser comercializado en los *hubs* regionales de cada país -MIBGAS, PEG, PSV, PTV, etc. - o directamente servido al consumidor, normalmente a un precio superior al añadirse los costes logísticos -descarga, almacenamiento y regasificación- y ser mercados de menor tamaño, tal y como demuestra la siguiente gráfica que recoge el histórico de precios para los diferentes hubs europeos:

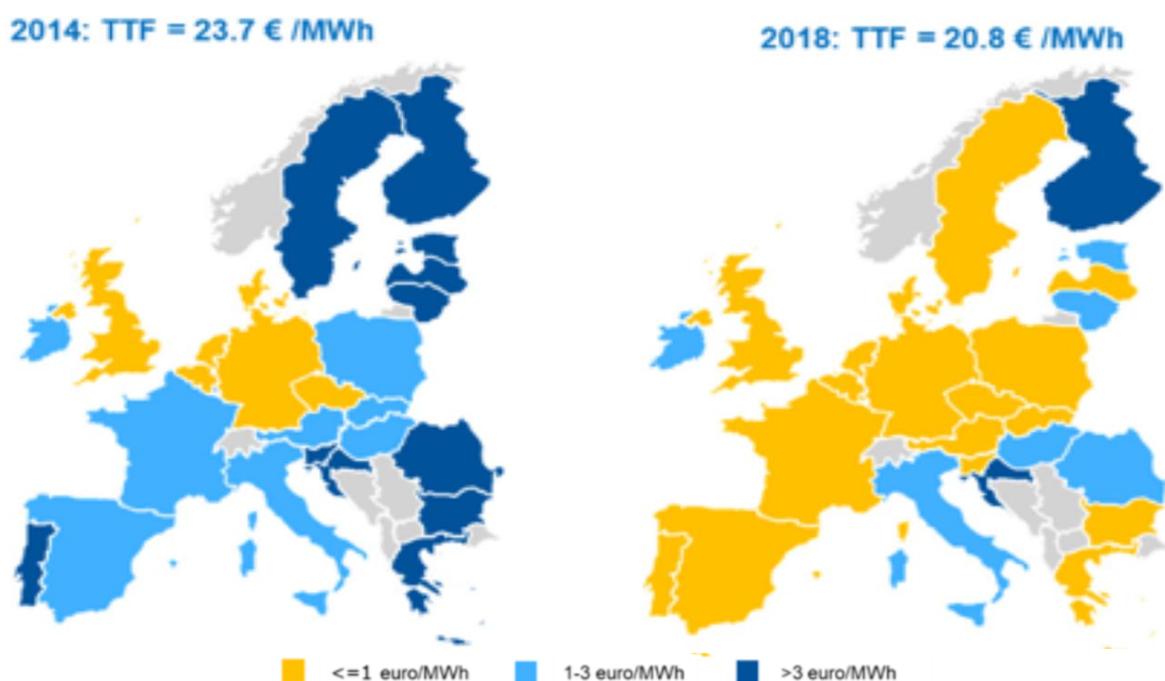


Figura 4.14 Diferencial medio anual del coste del gas natural en los hubs regionales vs TTF.
Fuente: ACER Europe

De manera general, **los precios en España e Italia son superiores a los registrados en Países Bajos, Francia e Inglaterra**, aunque la convergencia entre hubs ha aumentado considerablemente en los últimos años y los diferenciales se han reducido hasta situarse **por debajo de 1€/MWh, incluso alcanzando valores negativos durante 2020**, tal y como reflejan la

Figura 4.14.

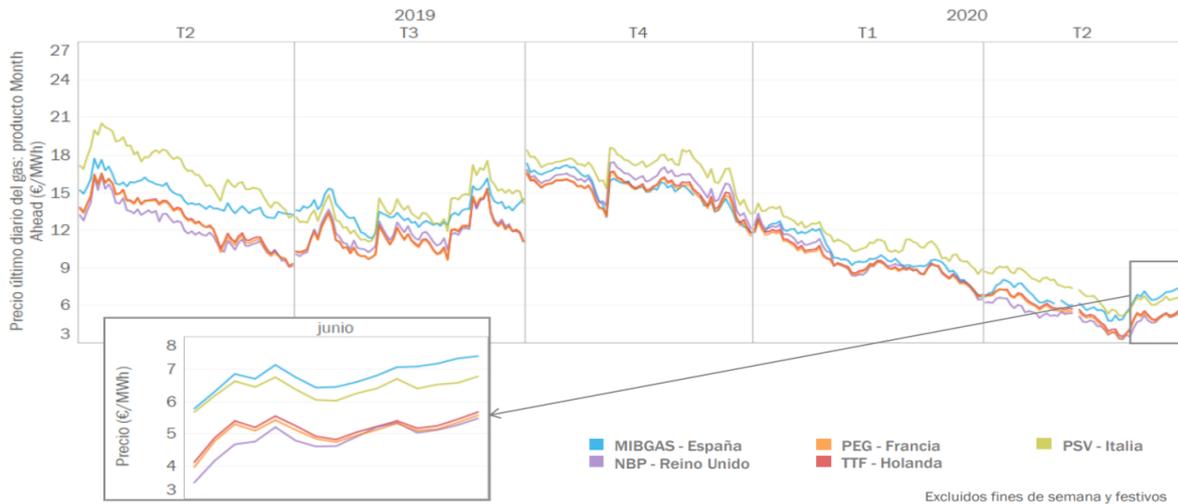


Figura 4.15 Histórico de precios del gas natural en los hubs europeos 06/2019 - 06/2020. Fuente: MIBGAS

Con relación al precio en otros hubs internacionales, **los precios europeos resultan considerablemente inferiores a los registrados en los hubs asiáticos -Singapur, Japón, China, etc...-**.

Costes logísticos asociados al bunkering de GNL

Una vez el GNL ha sido importado y almacenado o se ha realizado una operación de compra en tanque, el comercializador ha de posicionarlo en el barco de suministro, incurriendo en un coste de recarga, distinto en cada país. El coste asociado a esta operación es público en el caso de terminales con acceso a terceros y se refleja en la Figura 4.16, pero desconocido para las terminales privadas, como por ejemplo Gate donde la capacidad se comercializa de manera privada o en mercados secundarios- y para aquellas que aún no disponen de este servicio, como Italia.

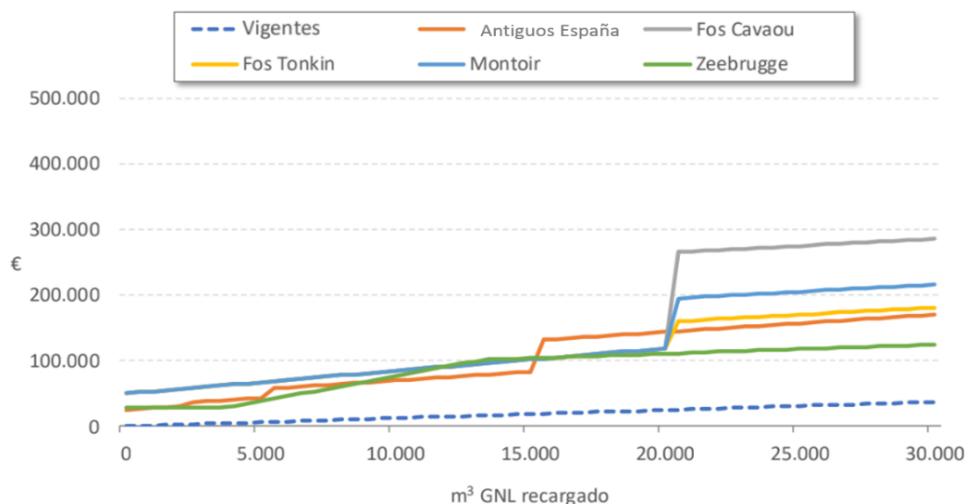


Figura 4.16 Comparativa del coste de recarga de buques GNL en las terminales de GNL europeas. Fuente: CNMC

En resumen, el de precio del GNL como combustible marino en los puertos españoles:

- **comparado con Francia y Países Bajos es superior entre 0 €/MWh y 2 €/MWh**, pero el coste de las recargas reduciría este diferencial aproximadamente 1 €/MWh, pudiendo llegar a compensar la diferencia de precio entre hubs.
- **en la fachada mediterránea occidental**, si las terminales italianas comenzaran a ofrecer el servicio de recarga, teniendo en cuenta el reducido precio de los servicios logísticos en España y la similitud de los índices MIBGAS y PSV, **parecería lógico asumir que el coste final del producto sería más reducido en España, que en Italia.**
- en el resto de los puertos competidores los mercados gasistas y los servicios logísticos de GNL no se encuentran lo suficientes desarrollados como para realizar una valoración del potencial coste de suministro.

4.2.2.1 Comparativa con la situación en combustibles convencionales

Usualmente un buque de transporte consume dos tipos de combustible convencional: fueles pesados (HFO o VLSFO) y gasóleos (MDO) en una proporción aproximada de 1/6, por lo que a lo largo de este capítulo los precios de combustibles reflejados tendrán en consideración esta circunstancia, utilizando para las fechas previas a 2020 una mezcla del 85 % HFO y 15 % MDO y para las posteriores una proporción 85 % VLSFO y 15 % MDO.

Durante el año 2019 y 2020 el precio medio del bunkering en los principales hubs de combustibles mundial registrado fue:

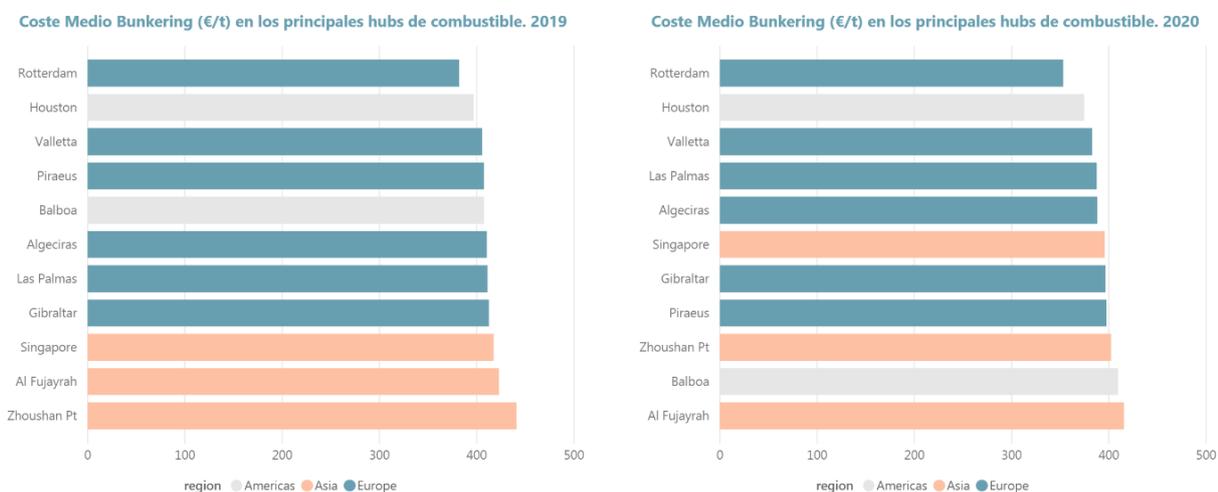


Figura 4.17 Precio medio de los combustibles marinos 2019. Fuente: Ship&Bunker

Esta situación, similar a la de años previos, posiciona a los puertos españoles por delante de los hubs asiáticos, en una situación similar a los puertos de Valeta y Pireo, pero por detrás de los puertos del mar del Norte y zona ARA (+10 %). Tras la entrada en vigor de la normativa IMO 2020 la situación competitiva es muy similar a la de 2019.

El precio del GNL a diferencia del referenciado para combustibles convencionales no incluye el coste de suministro al buque consumidor (desde que el GNL es cargado en la terminal de importación hasta que es puesto a bordo). Tomando como referencia el precio medio calculado en el WP2 de este

informe para los clústeres de Barcelona y Algeciras (5 €/MWh), en la siguiente figura se analiza para España el diferencial de precio entre los combustibles convencionales y el GNL entre los años 2018 y 2020.



Figura 4.18 Diferenciales de precio 2019-2020 entre el combustible marino convencional y el GNL en España

Un diferencial medio de aproximadamente 12 €/MWh supone una reducción de más del 25 % en el precio del combustible y permitiría ahorrar más de 3 M € anuales en un barco con un consumo medio de 25.000 t de combustible convencional. Además, la tendencia indica un ensanchamiento del diferencial entre combustibles, que durante el año 2020 ha promediado 15 €/MWh a pesar del hundimiento del precio del petróleo -y de los combustibles marinos derivados-.

Por lo tanto, cabe destacar como conclusión que **el posicionamiento de los puertos españoles en relación con el GNL como combustible marino es considerablemente mejor que en combustibles convencionales en las 3 fachadas analizadas y que el GNL como combustible marino proporcionaría una importante reducción de los costes operativos de las navieras, elevando su competitividad y resiliencia.**

Tabla 4.4 Resumen del posicionamiento español en el mercado de combustibles marinos S1 2020

Estudio	España (ES y GIB)	Mediterráneo (IT, MT y GR)	ARA	Asia (SG y CH)
Volumen Actual	12M t	8M t	20M t	+50M t
		Variación respecto del mercado español		
Combustible convencional ²¹	33,13 €/MWh	0%	-5% -10%	+2% +5%
GNL	10,18 €/MWh	+5% +15%	0% -5%	+10 % +25%

²¹ Poder calorífico de 11,5 MWh/t de combustible (85% VLSFO + 15% MDO)

Molécula	10 €/MWh	+0% +10%	-5% -10%	+10% +25%
Servicios logísticos	0,18 €/MWh	+600 %	+600%	Desconocido

4.2.2.2 Combustibles neutros en carbono

Existe una gran incertidumbre en el precio de los combustibles alternativos, especialmente en aquellos que todavía no se comercializan de manera extendida, como los derivados del hidrógeno, para los cuales el precio actual es muy elevado. A partir de los datos referenciados en diversos informes se analizan las previsiones de precio de distintos productos renovables para los próximos 30 años.

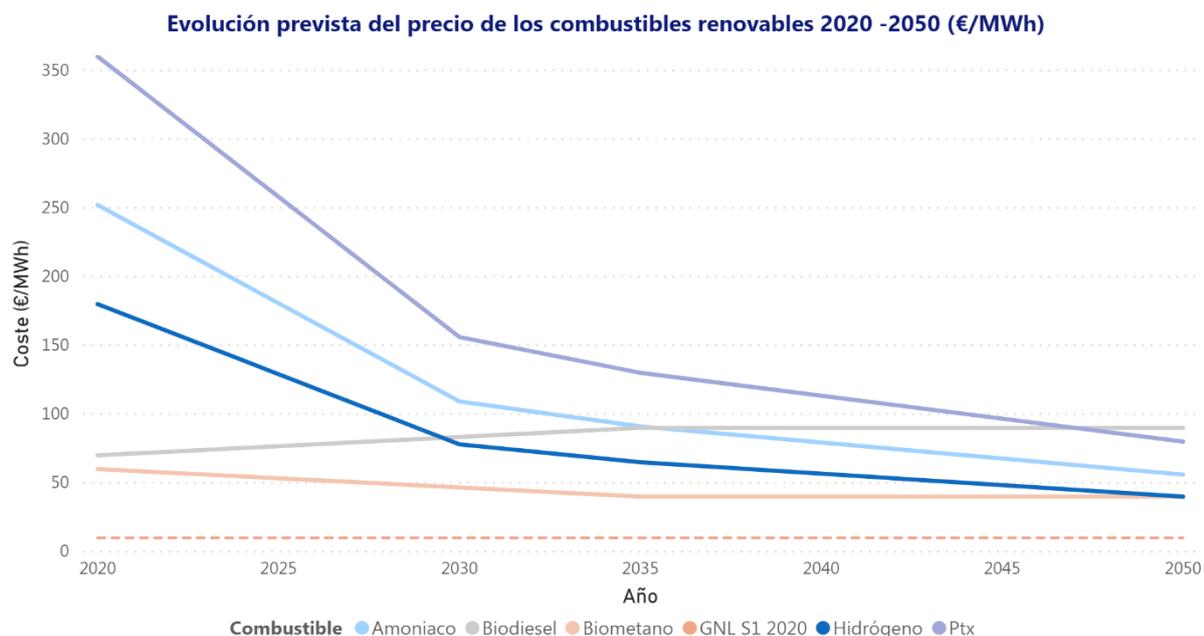


Figura 4.19 Evolución prevista de los combustibles renovables 2020-2050. Elaboración SBC²²

En los próximos 15 años se espera que el hidrógeno y combustibles derivados reduzcan su precio exponencialmente, a diferencia del biodiesel cuyos requerimientos de sostenibilidad irán incrementándose, elevando el precio final del combustible. El biometano se mantendrá relativamente

²² **Hidrógeno:** Hydrogen Council. A Hydrogen cost perspective 2020, IRENA. Hydrogen: A renewable energy perspective. 2019

Amónico: Lighthouse. On the potential of ammonia as fuel for shipping.

Biometano: IEA Outlook for biogas and methane 2040. 2020, CE Delft Availability and costs of liquefied bio and synthetic methane. 2020, AEBIG presentations.

Biodiesel: DNV AFI, DNV ETO 2050 Maritime Forecast. 2020.

Ptx: CE Delft Availability and costs of liquefied bio and synthetic methane. 2020.

estable, aunque se espera cierta reducción de costes como consecuencia de la mejora de los procesos de producción y las economías de escala en la gestión de la materia prima.

Si bien es cierto que el biometano es el combustible renovable con menor precio, los precios reflejados en la Figura 4.19 hacen referencia a valores medios. El precio de los combustibles derivados del hidrógeno y el biometano presentan unos rangos de variación bastante amplios, en función de la región de producción, el escenario de precios eléctricos y la tecnología de producción utilizada. Además, la reducción de emisiones GHG del biometano está bastante relacionada con el tipo de materia prima, pudiendo variar entre el 60% y el 120%²³, mientras que en el hidrógeno renovable es prácticamente en todos los casos del 100%. En un escenario regulatorio con penalizaciones a las emisiones GHG -tipo ETS- es posible que el coste final de utilizar un biometano con menor reducción de emisiones GHG fuera más elevado que el de emplear hidrógeno. En caso de que se contase también con un sistema de certificados y garantías de origen para el hidrógeno inyectado en el sistema gasista, un barco propulsado por GNL podría adicionar tanto biometano, como hidrógeno de manera virtual, pudiendo afrontar las incertidumbres descritas.

Los precios incluidos para el amoníaco solo hacen referencia al combustible, además se requerirá de una nueva infraestructura logística y de suministro para los buques y equipos de consumo a bordo, a diferencia del biometano y el hidrógeno, que podrán ser adicionados a través de las garantías de origen.

²³ <https://www.ngva.eu/medias/going-beyond-well-to-wheel-life-cycle-emissions/>

4.2.3 Regulación

Tal y como se recogía en el apartado 4.2.1, **la regulación del sistema gasista español en relación con el GNL es una de las más avanzadas a nivel mundial**, al permitir el acceso público a terceros a toda la capacidad y gestionar de manera virtual las 6 terminales de GNL distribuidas por toda la costa española permitiendo deslocalizar la comercialización del GNL importado y reduciendo los costes y las barreras de entrada. A nivel mundial esta circunstancia es única **y supone una gran ventaja para el sistema portuario español al asegurar la disponibilidad del producto y favorecer enormemente la competencia entre operadores**. Combinar esta ventaja con **un sistema de certificados y garantías de origen -preferiblemente a nivel europeo- que certifiquen el origen renovable de los gases inyectados en la red gasista y permita su comercialización virtual podría posicionar a los puertos españoles como un referente en el suministro de GNL descarbonizado**, al disponer de 6 puntos de suministro distribuidos a lo largo de las dos principales fachadas marítimas europeas e integrados en un mercado de intercambio común de GNL -TVB-.

En cambio, la regulación de los servicios portuarios, entre los que se encuentra el bunkering de GNL, no es homogénea, al ser responsabilidad de cada una de las Autoridades Portuarias, tal y como se ordena en el TRLPMM -Ley 2/2011-. Esto significa que los operadores de bunkering habrán de solicitar licencias/autorizaciones específicas para cada uno de los puertos en lo que pretenda realizar suministros de GNL, asunto especialmente importante en un mercado incipiente que necesita maximizar la ocupación de sus activos y proporcionar una señal de disponibilidad elevada. En circunstancias normales cada uno de las Autoridades Portuarias cuenta con unos pliegos de prescripciones -públicos- que recogen toda los requerimientos necesarios para la obtención de dichas licencias/autorizaciones y acceso a la prestación del servicio, sin embargo, **en el caso del bunkering de GNL la mayoría de Autoridades Portuarias no cuentan con una regulación para este servicio, siendo necesaria la expedición de autorizaciones temporales** específicas a los operadores que así lo soliciten. Este sistema de autorizaciones temporales es poco flexible, costoso y no proporciona la suficiente seguridad jurídica que necesitan los operadores logísticos para invertir en infraestructuras y medios de suministro al ser de corta duración y desconocerse que les serán de aplicación cuando se establezca el sistema de licencias definitivo. El principal problema de las Autoridades Portuarias para establecer un sistema definitivo de obtención de licencias es que el marco nacional que regula la publicación de los pliegos de prescripciones -TRLPMM- se encuentra en revisión como consecuencia de la entrada en vigor del reglamento europeo 352/2017 y hasta su publicación afrontan las mismas incertidumbres que los operadores al no saber si su sistema de licencias cumplirá con la futura regulación nacional.

En conclusión, **la regulación portuaria requiere una rápida adaptación de la legislación nacional que proporcione seguridad jurídica a las Autoridades Portuarias para establecer los pliegos**

de prescripción particulares y proporcionar a los operadores unas reglas de juego claras, estables y no discriminatorias, tal y como sucede en los puertos del Mar del Norte²⁴ o Singapur²⁵, principales competidores en el mercado de combustibles marinos. **Además, para maximizar las ventajas que ofrece el sistema gasista español -integración de la infraestructura, bajos costes y sobre todo mínimas barreras de entrada-, sería muy positivo trabajar en la homogenización y simplificación de dichos pliegos.**

4.2.3.1 Regulación certificados y garantías de origen

La directiva del parlamento europeo sobre energías renovables (RED II) que entrará en vigor el 1 de Julio de 2021 recoge:

“Las garantías de origen en vigor actualmente para la electricidad renovable deben ampliarse para incorporar los gases renovables. Los Estados miembros deben estar facultados para ampliar el sistema de garantías de origen a la energía procedente de fuentes no renovables. Ello ofrecería medios coherentes para probar a los consumidores finales el origen de los gases renovables como el biometano, facilitaría una mayor comercialización transfronteriza de dichos gases, y permitiría la creación de garantías de origen para otros gases renovables, como el hidrógeno.” ... Art. 19 “los Estados miembros velarán por que el origen de la energía producida a partir de fuentes renovables pueda garantizarse como tal en el sentido de la presente Directiva, según criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios”

Atendiendo a la información proporcionada por el proyecto *REGATRACE*²⁶ -un proyecto dirigido a promover y facilitar el desarrollo de sistemas de certificación y garantías de origen renovable (GoO) de biometano y su futura integración a nivel europeo-, existen registros nacionales y GoO de biometano en todos los países con una producción de biometano considerable (Alemania, Dinamarca, Suecia, Reino Unido, etc..).

En España no existe dicho registro, si bien tras las consultas públicas realizadas durante el verano por el Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico, se espera que en los próximos meses se publique la hoja de ruta nacional del biometano e hidrógeno -incentivos a la producción- y se establezca un registro nacional de biometano en España que permita la certificación y comercialización virtual de dicho gas, en base a la normativa técnica recientemente publicada UNE 0062²⁷.

Resultará de vital importancia considerar el transporte marítimo en el diseño de dichos sistemas de certificación, facilitando el acceso en igualdad de condiciones al del resto de usuarios del sistema gasista.

²⁴ <https://safety4sea.com/port-of-rotterdam-to-award-nine-lng-bunkering-licenses-until-2020/>

²⁵ <https://www.singaporestandardseshop.sg/Product/SSPdtPackage/6685bd5a-b249-452d-9e1d-44600c6fe64f>

²⁶ <https://www.regatrace.eu/about/> Los objetivos principales de este proyecto podrían resumirse en: establecer registros nacionales y sistemas de GoO, integrar estos registros con otros similares de hidrógeno y electricidad para por último integrar dichos registros en un sistema europeo tal y demanda la directiva REDII.

²⁷ UNE 0062 Garantías de origen del gas renovables. Garantías de origen del biometano <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0063739>

4.3 Análisis DAFO del desarrollo del GNL y gases renovables para el transporte marítimo en España

FORTALEZAS

- 📍 Situación geográfica.
- 📍 Posicionamiento actual en el mercado de combustibles marinos.
- 📍 Amplia disponibilidad de producto y de los servicios logísticos requeridos por el bunkering de GNL.
- 📍 Mejor posicionamiento de precio al ostentado actualmente en bunkering convencional.
- 📍 Tanque virtual de balance (TVB) y servicio de licuefacción virtual para posicionar los combustibles renovables en cualquiera de las terminales de GNL.
- 📍 +5 años experiencia en el suministro de GNL
- 📍 Disponibilidad y aprovechamiento inversiones.

DEBILIDADES

- 📍 Baja demanda de buques *deepsea*.
- 📍 Falta de colaboraciones inter-sectoriales para el desarrollo conjunto de cadenas de suministro (*por ej. CMACGM + Total + Marseille Port*)
- 📍 Ausencia de un marco regulatorio definitivo y homogéneo para la prestación del bunkering como servicio portuario.
- 📍 Baja producción nacional de biometano
- 📍 Acceso al sistema gasista en las Islas Canarias, *hub* de combustible convencional.
- 📍 Falta de armadores o navieros nacionales de buques de larga distancia o *deepsea*

OPORTUNIDADES

- 💡 Número de ordenes de construcción de buques *deepsea* propulsados por LNG.
- 💡 Desarrollo de soluciones virtuales de descarbonización que aprovechen la infraestructura y organización del sistema gasista español para reducir el coste final de comercialización.
- 💡 Hojas de ruta nacionales
- 💡 Programas de financiación para el desarrollo de infraestructuras en el marco de la transición energética
- 💡 Especialización de la industria naval española en servicios orientados a equipos criogénicos (LNG, Hidrógeno, etc..).

AMENAZAS

- 📍 Dificultad en la administración para adoptar un enfoque *well-to-tank* en la valoración de las emisiones y cumplimiento de los compromisos adoptados.
- 📍 Elección de otros puertos como puntos de suministro.
- 📍 Futura competitividad económica del bio metano como solución de descarbonización
- 📍 Sistema de certificados demasiado complejo o heterogéneo.
- 📍 Cambios regulatorios

5 Ámbitos de actuación

Los ámbitos de actuación se han establecido empleando una metodología DAFO/CAME. La consecución de los objetivos estratégicos planteados en este informe -Cap. 3- requerirá de un plan de acción que aborde las debilidades identificadas a lo largo del informe y permita afrontar las potenciales amenazas, manteniendo las fortalezas ostentadas y explotando posibles oportunidades. En este capítulo se recogen las principales acciones categorizadas por ámbitos de actuación, origen y detallando que objetivo persigue dicha actuación.

5.1 Financiación

1. Fomentar ayudas a proyectos de desarrollo conjunto (producto - infraestructura-consumo).

La falta de colaboración entre comercializadores y consumidores para el desarrollo de medios de suministro condiciona enormemente la viabilidad económica de los proyectos y no asegura un crecimiento de la demanda de dichos combustibles, a diferencia es aquellos proyectos que integran suministradores y consumidores, donde la incertidumbre en la viabilidad económica del proyecto es mucho menor y los niveles de demanda generados son elevados desde el comienzo del proyecto.

2. Facilitar a iniciativas pioneras en la incorporación de gases renovables el apoyo de la administración española para la financiación de sus proyectos.

La baja producción de biometano española en comparación con otros países europeos es una de las principales debilidades observadas en este informe. Al no disponerse de ayudas a la producción como en el caso de Alemania, Francia u otros países europeos, la producción no está siendo desarrollada, pese a existir una demanda incipiente. Potenciar el desarrollo de ayudas a dichos productores –además de por sus niveles de descarbonización en consumo -, también por su capacidad para mejorar la gestión de los residuos, generar economía circular o por sus aportaciones a la descarbonización de la ganadería y agricultura, entre otros-favorecería enormemente a los sectores con mayor dificultad para la descarbonización, como el transporte marítimo.

Avanzar en dicha producción permitirá posicionar a nivel europeo e internacional los puertos españoles como puntos de suministro de combustibles neutros en carbono, evitando una merma de la competitividad respecto a los puertos del norte de Europa o Mediterráneo.

En un contexto de transición energética y expansión presupuestaria (European Green Deal) aquellos proyectos que cuenten con un respaldo intersectorial (demanda y oferta) y surjan de la colaboración público-privado tendrán mayores posibilidades en la captación de fondos. El sector marítimo ha de colaborar con los productores de gases renovables para asegurar su acceso al futuro mercado de combustibles renovables en igualdad de condiciones al resto de usuarios y con las administraciones para que estas reconozcan la mayor complejidad que conlleva la descarbonización de dicho sector

3. Fomentar la búsqueda de financiación en coordinación y/o colaboración con el sistema eléctrico, como en el caso de las Islas Canarias. CEF SYNERGY.

Las Islas Canarias son junto con el Estrecho de Gibraltar las áreas de mayor actividad de *bunkering* del sistema portuario español. La falta de infraestructuras de almacenamiento y distribución de GNL en las Islas Canarias suponen un gran freno al desarrollo del GNL y gases renovables como combustibles marinos al incrementar considerablemente el coste final de

suministro en dichos puertos. Disponer de instalaciones de almacenamiento de GNL dirigidas tanto al sector eléctrico (que en los primeros años sería el gran consumidor de GNL) como de bunkering, permitiría equiparar el coste del combustible al de resto de puertos europeos, tal y como ocurre en el bunkering convencional, evitando la pérdida de competitividad asociada con la distribución de GNL exclusivamente para el ámbito marino.

Además, sin dichas instalaciones de GNL no sería posible la importación/distribución de bioGNL, hidrógeno u otros combustibles descarbonizados de producción local o exterior, haciéndose necesarias cadenas de suministro dedicadas, todavía por desarrollar.

4. Desarrollar y/o promover una fiscalidad de los combustibles que reconozca la huella ambiental de los combustibles.

Promover una fiscalidad consecuente con la huella ambiental de cada combustible supondría un aliciente al desarrollo de la producción de gases combustibles.

5. Incorporar un tratamiento favorable diferenciado de los buques consumidores de combustibles alternativos en el RECA (Registro Especial Canario).

Algunos registros como Chipre ya contemplan reducciones de hasta el 30% en los impuestos al tonelaje de buques bajo su bandera que operen con combustibles alternativos bajos en carbono. Esta iniciativa en el RECA podría ser un revulsivo para incrementar abanderamientos y reforzar la posición de España en el emergente mercado de combustibles alternativos.

6. Favorecer el desarrollo de una oferta de servicios de valor añadido dirigida al sector criogénico y de los gases renovables. Comunicación y certificaciones técnicas. Ayudas PYMAR...

El sector criogénico es un sector de alto valor añadido y especialización con unos elevadores estándares de calidad. Dada la magnífica posición geográfica en relación con el tráfico de GNL de los astilleros y centros de reparación españoles, una política de apoyo al desarrollo tecnológico y la formación laboral que permitiría habilitar a las empresas del sector para proporcionar los servicios que el mercado de GNL demanda -de manera competitiva-, podría resultar muy beneficioso para la reconversión y modernización de dicha industria, muy ligadas al desarrollo social de áreas como el sur de Andalucía o las Islas Canarias.

5.2 Comunicación

1. Promover un enfoque común en la administración española, basado en la neutralidad tecnológica y en la valoración de las emisiones *well-to-wake*, que sirva de referencia ante los organismos internacionales que afectan al transporte marítimo.

Actualmente los reportes de verificación y control de emisiones en vigor para el transporte marítimo (EU-MRV e IMO-DCS) no contemplan la reducción de emisiones producida como consecuencia de la producción renovable, la captura de CO₂ u otras técnicas de reducción de emisión realizadas antes del consumo del combustible -tan solo se valorar las emisiones *tank-to-wake*-. Esto supone una barrera para la adopción del biometano y el hidrógeno verde en el transporte marítimo, que no existe en la industria pesada o la generación eléctrica.

2. Establecer iniciativas conjuntas entre el sistema gasista y portuario para la promoción internacional de la disponibilidad de GNL y gases renovables como combustible marino, así como de su competitividad a nivel económico y ambiental.

Dar a conocer las ventajas del sistema gasista español -ver capítulo 4.2.1- al sector marítimo y portuario internacional resultaría de gran ayuda para despejar las posibles incertidumbres en relación con la capacidad logística y de suministro de GNL y gases renovables de los puertos españoles, incluso para fomentar la competencia entre suministradores -actualmente predominan en el mercado internacional empresas integradas, como por ejemplo Shell o Total-

La combinación del servicio de Licuefacción Virtual y Tanque Virtual de Balance permitiría disponer tanto de BioGNL como de hidrógeno renovable en los puertos españoles sin asumir los costes adicionales que suponen la licuefacción y transporte dedicado y que los consumidores de estos combustibles en estado gaseoso no habrían de asumir -como la generación eléctrica o la industria pesada-. Esto podría suponer una importante ventaja competitiva respecto a puertos competidores cuyos sistemas gasistas nacionales no se encuentren igual de desarrollados.

3. Establecer iniciativas conjuntas con Autoridades Portuarias internacionales para promocionar la disponibilidad de GNL y gases renovables a lo largo de los grandes corredores de tráfico marítimo.

Entre las principales reticencias de los operadores del transporte marítimo internacional para la sustitución de las tecnologías de propulsión actuales, siempre se encuentra la merma en seguridad de suministro y flexibilidad de sus operaciones -además del precio-. Asociar la disponibilidad de combustible no a puertos o regiones sino a corredores marítimos o rutas permitiría despejar muchas de las incertidumbres que dichas empresas tienen.

5.3 Regulación

1. Impulsar un sistema de certificación y garantías de origen para gases renovables a nivel nacional, que permite aprovechar los servicios de licuefacción y tanque virtuales de balance del sistema gasista para distribuir GNL renovable en los puertos españoles.

Aprovechar los servicios de Tanque Virtual de Balance y Licuefacción Virtual para el suministro de gases renovables requeriría disponer de un sistema de certificados que acredite su consumo y los niveles de descarbonización alcanzados. Además, debe poder ser validado por los sistemas de reporte de emisiones para el transporte marítimo

2. Pliegos y guías de implantación coordinados entre AP y alineados con las mejores prácticas internacionales.

La falta de un marco regulatorio estable y homogéneo para el bunkering de GNL supone un freno a las inversiones y un aumento de la incertidumbre que afrontan los operadores de bunkering al desarrollar sus proyectos de inversión o *tenders* de suministro promovidos por los consumidores. Por esta razón resulta imprescindible concretar el marco regulatorio del bunkering de GNL en los puertos españoles y desarrollar un sistema de licencias acorde.

El bunkering de GNL requiere de unos estándares de seguridad muy elevados lo que supone que la obtención de licencias y autorizaciones para el suministro en puerto han de realizarse específicamente, teniendo en consideración la localización, el buque a suministrar y otros factores locales. Concretar un enfoque homogéneo en las distintas Autoridades Portuarias a través de Puertos del Estado permitiría facilitar el establecimiento de las empresas de bunkering en las distintas fachadas marítimas que ocupan los puertos españoles y alinear el sistema portuario con el nivel de integración que ofrece el sistema gasista al mercado de bunkering.