

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA



**UNIVERSITAS**  
*Miguel Hernández*

"LÍMITES Y POTENCIAL DE REDUCCIÓN  
DE EMISIONES EN EL SECTOR  
MARÍTIMO MEDIANTE EL USO DE  
NUEVOS COMBUSTIBLES VERDES"

TRABAJO FIN DE GRADO

Junio -2024

AUTOR: Jose Ángel Martínez Sánchez

DIRECTOR/ES: Jesús Maldonado García

## ÍNDICE

<b>1. OBJETO Y ANTECEDENTES</b> .....	3
<b>2. INTRODUCCIÓN</b> .....	4
<b>2.1. Importancia del sector de la navegación</b> .....	4
<b>2.2. Contaminación en la navegación</b> .....	7
<b>2.3. Crisis climática</b> .....	8
<b>2.4. Problemas geopolíticos de abastecimiento de combustibles fósiles</b> .....	11
<b>2.5. Auge de fuentes de energía renovable</b> .....	13
<b>2.6. Implantación de combustibles renovables en vehículos</b> .....	14
<b>2.7. Combustibles renovables en el sector naval</b> .....	15
<b>3. OBJETIVOS Y METODOLOGÍA</b> .....	21
<b>3.1. Objetivos</b> .....	21
3.1.1. Trazado de recorrido a corto, medio y largo plazo .....	21
3.1.2. Tecnología de los combustibles .....	22
3.1.3. Eficiencia y comparativa de cada nuevo combustible en el sector naval en base a un mismo modelo .....	34
<b>3.2. Metodología</b> .....	36
3.2.1. Utilización del software EES para el cálculo de autonomía .....	36
<b>4. RESULTADOS</b> .....	37
<b>4.1. Cálculo de emisiones y costes. Valoración de potenciales a futuro.</b> .....	37
4.1.1. Gas Natural Licuado .....	37
4.1.2. Biogás Natural Licuado .....	41
4.1.3. Hidrógeno y amoniaco .....	46
4.1.4. Electricidad .....	54
4.1.5. Biocombustibles .....	56
<b>4.2. Cálculo de autonomía</b> .....	69
4.2.1. Combustión en motor .....	69
4.2.2. Pilas de combustible .....	77
<b>5. CONCLUSIONES</b> .....	79
<b>6. BIBLIOGRAFÍA</b> .....	83

## 1. OBJETO Y ANTECEDENTES

En los últimos años, la conciencia hacia un mundo sostenible y libre de contaminación se ha elevado, dado el incipiente aumento de la temperatura global y las consecuencias que ello conlleva. Prueba de ello son las investigaciones y estudios destinados a la mejora en emisiones y demás impactos ambientales de la infraestructura y tecnología cotidiana, así como la reducción en la huella de carbono en el momento de la producción y fabricación de energía o materias.

Debido a esto, numerosas medidas, tanto legales como tecnológicas y financieras, se están reflejando en todos los sectores con el fin de mejorar estas condiciones. El presente proyecto se centra en el sector de los combustibles para navegación, un ámbito que emite el 3% de las emisiones globales y es el foco de numerosas inversiones y medidas. El objetivo consiste en analizar la trayectoria y rendimiento de una serie de combustibles, con el fin de desarrollar una previsión y resumen de su alcance a corto y medio plazo, y su comportamiento actual. Será usada la herramienta EES para realizar una serie de cálculos termodinámicos, y los resultados serán comparados entre sí en base a un mismo depósito en un mismo barco.

El comercio marítimo es un factor fundamental en la economía moderna, por lo que su desaparición no está prevista a corto ni largo plazo. Por ello, es importante la investigación de tecnologías que ayuden a reducir los puntos negativos de este sector.

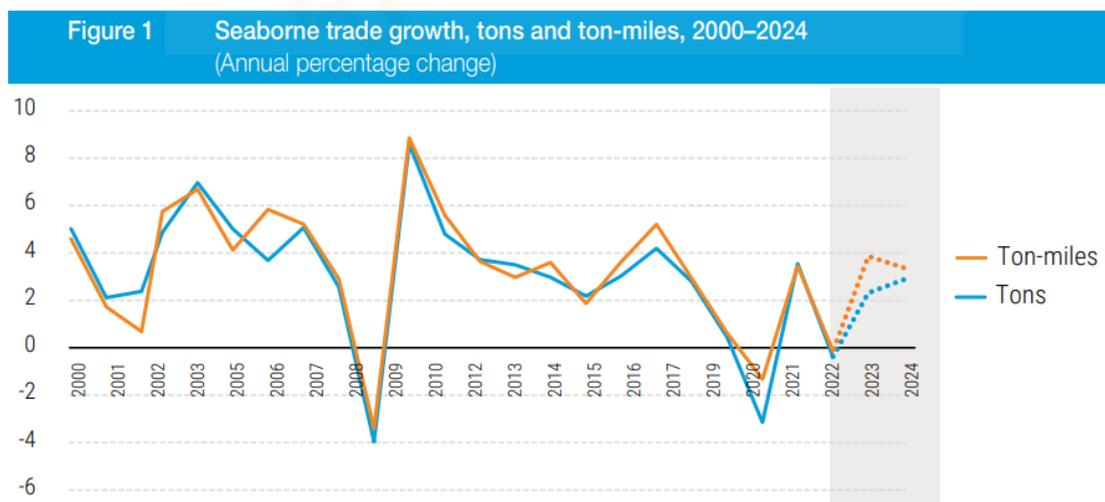
## 2. INTRODUCCIÓN

### 2.1. Importancia del sector de la navegación

Actualmente, el sector naval supone el 90% del comercio global, implicando más de 50.000 buques mercantes y una fuente de empleo para alrededor de un millón de marineros. Parte de este éxito surge de la alta capacidad de transporte de estos vehículos, su rentabilidad económica y su seguridad ante factores climáticos.

En 2022, la UNCTAD (Conferencia de las Naciones Unidas para Desarrollo y Comercio) redactó el Examen de Transporte Marítimo de 2022, en el que se analiza la tendencia de comercio marítimo en los últimos años y se definen nuevas medidas de mejora en dicho sector, debido a la crisis que sufrió ante el efecto del COVID-19 y la guerra de Ucrania. Su finalidad es fortalecer la infraestructura portuaria y naval ante nuevas posibles amenazas, para así ser capaces de afrontar cualquier situación en la cual el comercio internacional se pueda ver afectado.

El comercio naval movió 11.000.000 de toneladas en 2021, lo que supuso una recuperación del 3,2 % tras la crisis del COVID 19. Sin embargo, en 2022, el crecimiento descendió un 0,4 % debido al conflicto de Ucrania y nuevas olas de coronavirus.



Fuente: UNCTAD secretariat, based on Clarksons Research, Shipping Intelligence Network timeseries (as of July 2023). El dato de 2023 está estimado, y el de 2024 previsto.

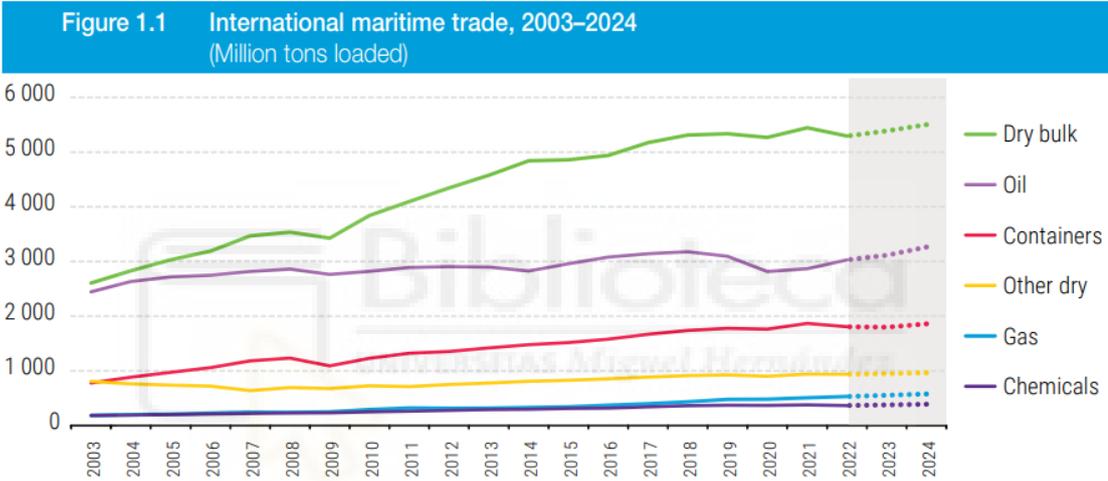
Para 2023, el crecimiento fue estimado en alrededor de un 2,4 %, recuperándose de la pequeña caída de 2022, mientras que, en previsión de futuro, se espera un crecimiento similar en el periodo entre 2024 y 2028.

**Table 1** Seaborne trade forecast, 2024–2028  
(Annual percentage change)

Year	Total seaborne trade	Containerized trade
2024	2.1	3.2
2025	2.2	3.2
2026	2.2	3.2
2027	2.1	3.0
2028	2.1	2.9

Source: UNCTAD secretariat, based on Clarksons Research, Shipping Intelligence Network timeseries (as of July 2023)

Estos datos, traducidos en millones de toneladas para una mejor representación, resultan en los siguientes:



Fuente: UNCTAD Review of Maritime Transport 2023

**Table 1.1** International maritime trade, selected years  
(millions of tons loaded)

Year	Tanker <sup>a</sup>	Main bulk <sup>b</sup>	Other dry cargo <sup>c</sup>	Total cargo
2017	3 146	3 151	4 419	10 716
2018	3 201	3 215	4 603	11 019
2019	3 163	3 218	4 690	11 071
2020	2 918	3 196	4 531	10 645
2021	2 952	3 272	4 761	10 985

Pese a la caída que sufrió en 2020 debido a los dichos acontecimientos del rebrote del COVID y el surgimiento de la Guerra de Ucrania, es fácilmente apreciable la tendencia ascendente que vive el comercio marítimo.

A principios de 2022, la flota total de portacontenedores activos aumentó 102.899 barcos de más de 100 toneladas. En los doce meses previos a enero de este mismo año, la flota comercial global aumentó un 2.95 por ciento en términos de toneladas de carga total (dwt, dead-weight tons en inglés), un aumento históricamente moderado. En el mismo período, la flota de cargueros de gas licuado continuó creciendo hasta el 8,15%, apoyado por la demanda global de gas.

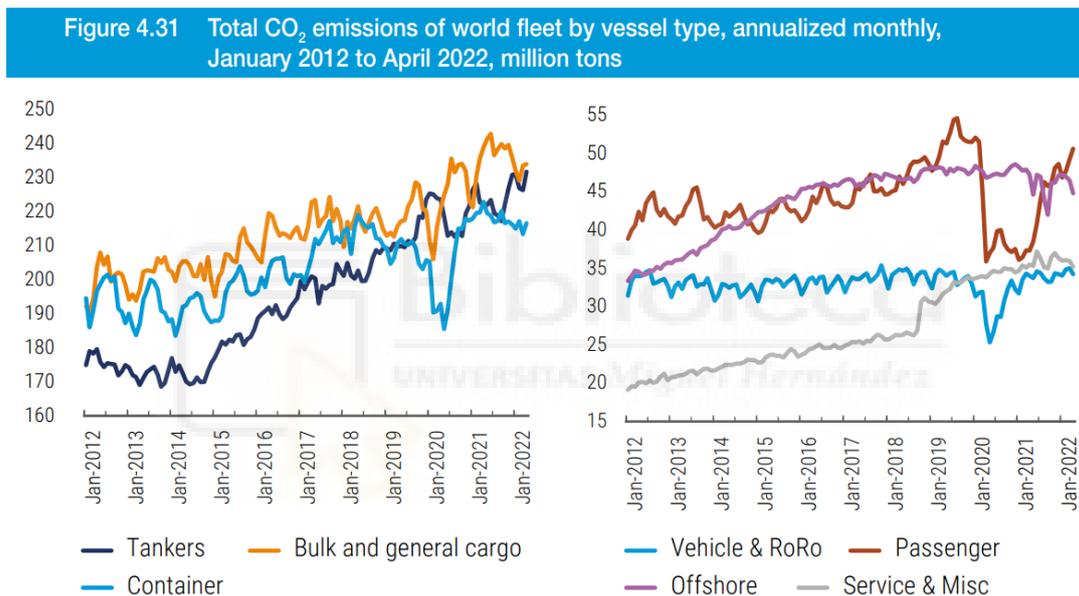
Principal types	Indicator	2022	2023	Percentage change 2023 over 2022
Bulk carriers	Thousand dead weight tons	947 121	973 743	2.8
	Percentage share	43.0	42.8	
Oil tankers	Thousand dead weight tons	629 890	651 348	3.4
	Percentage share	28.6	28.7	
Container ships	Thousand dead weight tons	293 790	305 313	3.9
	Percentage share	13.3	13.4	
Other types of ships	Thousand dead weight tons	252 489	260 554	3.2
	Percentage share	11.5	11.5	
Offshore supply	Thousand dead weight tons	84 541	86 472	2.3
	Percentage share	3.8	3.8	
Liquefied gas carriers	Thousand dead weight tons	83 841	88 064	5.0
	Percentage share	3.8	3.9	
Chemical tankers	Thousand dead weight tons	49 842	51 411	3.1
	Percentage share	2.3	2.3	
Other/n.a.	Thousand dead weight tons	25 964	26 079	0.4
	Percentage share	1.2	1.1	
Ferries and passenger ships	Thousand dead weight tons	8 300	8 528	2.7
	Percentage share	0.40	0.40	
General cargo	Thousand dead weight tons	79 670	81 815	2.7
	Percentage share	3.6	3.6	
<b>World total</b>	<b>Thousand dead weight tons</b>	<b>2 202 961</b>	<b>2 272 772</b>	<b>3.2</b>

Dados estos datos, es seguro afirmar que el sector marítimo sólo verá sus números en aumento en los años consecuentes, lo que obliga a volver la vista hacia una problemática actual: El calentamiento global, generado en gran medida por los carburantes de origen fósil.

## 2.2. Contaminación en la navegación

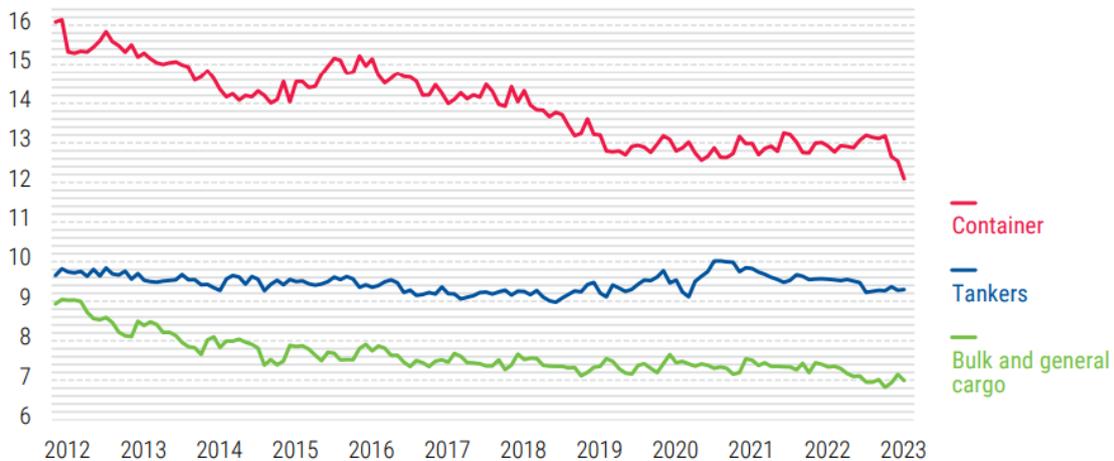
Esta problemática concierne en gran medida al sector naval, ya que la inmensa mayoría de barcos son alimentados con combustibles de origen fósil, ya sean derivados directos del petróleo o gas natural licuado. En total, se estima que la flota marítima emite alrededor de un 3% de las emisiones globales de carbono, mucho más que la mayoría de países del mundo. Por ello, en la actualidad se trabaja para desarrollar nuevos combustibles de procedencia verde y huella de carbono baja, buscando una reducción progresiva de dichas emisiones y, con ello, una mejora de las condiciones climáticas del planeta.

Entre 2020 y 2021, las emisiones totales de la flota global aumentaron un 4,7%.



Source: UNCTAD, based on data provided by Marine Benchmark.

Note: Service & Misc includes tug boats, fishing vessels and others. CO<sub>2</sub> emissions from vessel specific calculated bunker fuel from AIS.



Source: UNCTAD, based on data provided by Marine Benchmark, July 2023.

Como se puede apreciar en las gráficas, el valor de las emisiones se ve en aumento a nivel de toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas, pero descienden cuando se habla de gramos emitidos por tonelada cargada durante una milla. Esto se puede traducir en que el rendimiento ecológico de los transportes ha aumentado, emitiendo menos CO<sub>2</sub> por viaje y carga, pero la tendencia creciente del sector provoca que las emisiones totales sigan en aumento, anulando los avances a nivel de rendimiento.

En algunos tipos de barco, como los portacontenedores, se percibe una caída momentánea a finales de 2019, fruto de la pandemia de COVID-19, pero, tras ello, las emisiones volvieron a su punto inicial y siguieron creciendo hasta superar los máximos históricos. Entre los tipos de barco que más emisiones emiten, encontramos los portacontenedores, los petroleros y los barcos de mercancías. Los barcos recreacionales, de pasajeros, de servicios o de suministro emiten aproximadamente una cuarta parte de las emisiones de los barcos previamente mencionados, pero no por ello deben ser pasados por alto en el desarrollo de alternativas que ayuden a disipar esta emergencia climática.

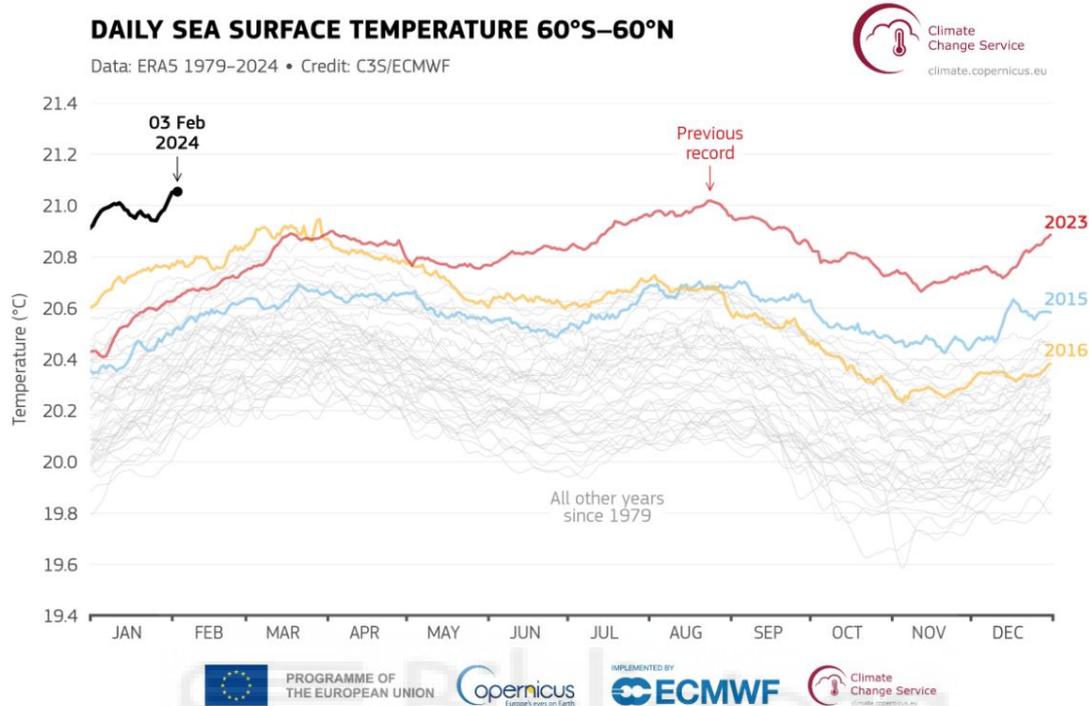
### **2.3. Crisis climática**

En los últimos años, la problemática relacionada con la crisis climática se ha convertido en un tema importante a tratar. Numerosas directivas, hojas de ruta y regulaciones han sido puestas en marcha en todo el mundo con el fin de aplacar esta situación.

Según Copérnico, la Agencia Europea de Control Ambiental, el mes de enero de 2024 fue el más caliente registrado, 0,7 °C por encima de la media entre 1991 y 2020 y 1,66°C sobre la media entre 1850 y 1900, el periodo de referencia preindustrial. Con esto, enero se convierte en el octavo mes consecutivo en batir el récord de temperaturas registradas respecto a los mismos meses de años anteriores, y, con ello, la temperatura media de los últimos doce meses también consta como la más alta registrada, 0,64 °C sobre el periodo entre 1991 y 2020 y 1,52 °C sobre el preindustrial.

Para el final del siglo, un aumento de temperatura global de 2,7 °C es considerado un escenario realista, llegando incluso a ser estimado una subida de entre 3,3°C y 5,7°C.

La temperatura global de las aguas marinas también rompió los récords establecidos al alcanzar 20'97 °C de media, siguiendo la progresión que marca la tabla otorgada por Copérnico:



En esta imagen, se hace visible el aumento progresivo de la temperatura de los mares respecto a años anteriores, siendo el año 2024 el de mayor diferencia con respecto al año anterior. En apenas dos meses, ha superado el anterior máximo de temperatura de las aguas marinas.

Estos aumentos de temperatura suponen numerosos problemas en el mundo, tales como el aumento del nivel de las aguas, la pérdida de fauna y flora, y la desaparición de ecosistemas.

Esta situación es principalmente producida por las altas emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera, tales como metano o dióxido de carbono. Por ello, las Naciones Unidas llevan mucho tiempo trabajando para solucionar, o al menos relajar, dicha situación. En 2015 firmaron el Acuerdo de París, el cual delimita que, para 2030, la temperatura media global no debe aumentar los 2°C en comparación con los límites preindustriales, buscando idealmente no sobrepasar los 1'5 °C. Para ello, según el Informe sobre la Brecha de Emisiones 2023 de Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), las emisiones de efecto invernadero deben ser reducidas al menos un 28%

para cumplir con el aumento máximo establecido de 2° C de media, y un 42 % para el de 1'5 °C.

En este escenario mundial, es sabido que el 3% de dichas emisiones de efecto invernadero es generado por el sector de la navegación, principalmente en los grandes cargueros y portacontenedores. Por ello, es de vital importancia que la carrera por los combustibles de bajo o nulo impacto ambiental sea trasladada a este sector.

En el ámbito europeo, estas necesidades están integradas dentro del “Pacto Verde” (Green Deal), el cual tiene el objetivo único de conseguir la neutralidad climática en 2050. Dentro de este Pacto Verde, se encuentra el paquete de iniciativas “Objetivo 55” (Fit For 55), que busca acomodar las directivas de este pacto a cada país y encaminarlos para conseguir la reducción de un 55% de las emisiones de efecto invernadero en 2030 con respecto a los valores de 1990. Tanto la neutralidad climática como la reducción del 55% de emisiones se convirtieron en obligaciones jurídicas vinculantes para la UE tras la Legislación Europea sobre el Clima, aprobado en mayo de 2021.

Una de las medidas de este Objetivo 55 es el “FuelEU Maritime”, el cual traza las directrices para conseguir una reducción del 80 % de las emisiones de origen naval y subvenciona la investigación para el uso de combustibles renovable de procedencia no biológica (excluyendo la biomasa y similares).

Además, este paquete de iniciativas busca la mejora de la infraestructura de combustibles alternativos, mejorando los puntos de suministro de hidrógeno y las estaciones de recarga eléctrica, e incluye una propuesta de revisión de la Directiva sobre Fuentes de Energía Renovables, en la que se aumenta a un mínimo del 40% el objetivo de fuentes de energía renovables en la combinación energética global, y una serie de medidas cuyo objetivo es sustituir el uso de gases fósiles a favor del hidrógeno y otro tipo de gases alternativos, tales como el biometano.

#### **2.4. Problemas geopolíticos de abastecimiento de combustibles fósiles**

En 2021, la Unión Europea importó de Rusia más de un 40% de su gas consumido, 27% de su petróleo, y 46 % de carbón. Esta dependencia energética resulta en una gran complicación por parte de la Unión Europea a la hora de afrontar la falta de suministro provocado por las sanciones emitidas a Rusia con razón de la guerra en Ucrania.

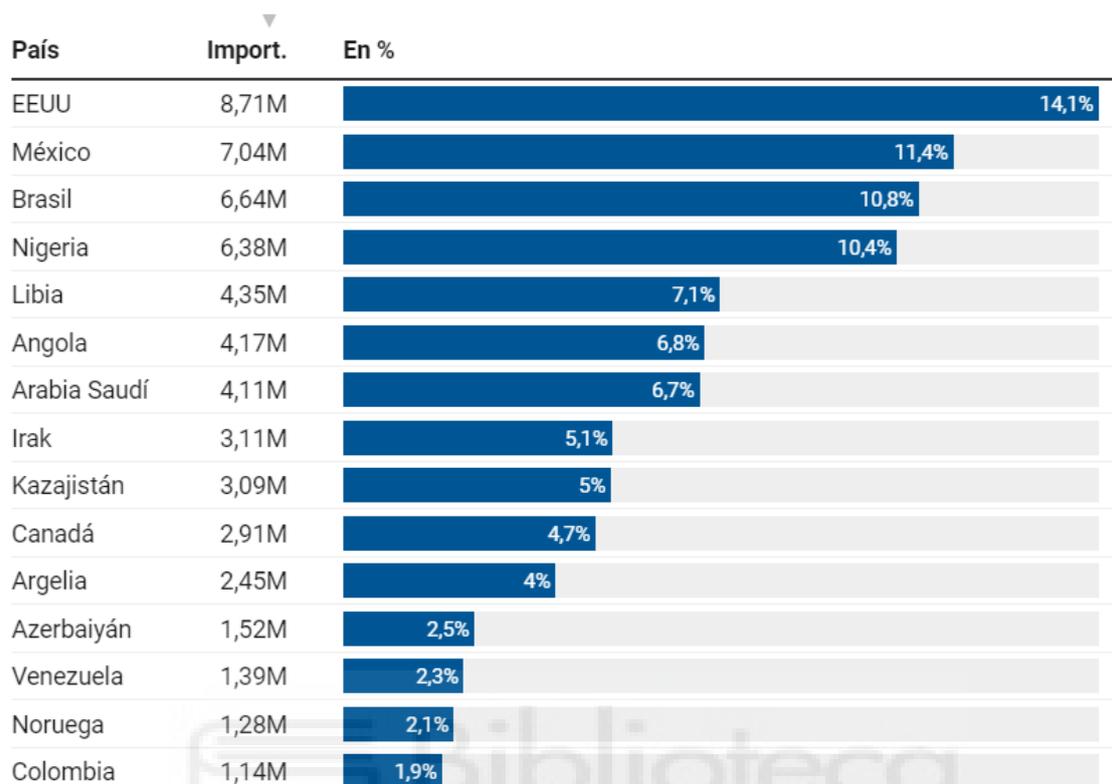
Dicha guerra está transformando el panorama del gas y el petróleo a nivel mundial. En Mayo de 2022, la Unión Europea decidió eliminar gradualmente las importaciones de gas y petróleo ruso. No obstante, el cambio requiere mucho tiempo, esfuerzo y financiación. Otras alternativas han sido estudiadas, tales como la conversión a GNL por parte de Alemania, Países Bajos, Francia o Polonia, o buscar otro suministro extranjero, en muchos casos de lugares lejanos tales como Estados Unidos o India, lo que conlleva un mayor coste de transporte. No obstante, la inestabilidad política mundial actual provoca que estos países suministradores, tanto de petróleo como de gas, sean originarios de tantos inconvenientes como en el caso de Rusia.

Por ejemplo, encontramos que, en Argelia, las tensiones con Marruecos, aliado de la OTAN, relacionados con el Sáhara Occidental son una incertidumbre a tener en cuenta para posibles contratos de gas natural a gran escala. Una escena similar es hallada en Azerbaiyán, cuya reciente guerra por la región de Karabakh con Armenia genera un malestar sobre su próximo movimiento militar.

Estos últimos meses, un nuevo conflicto ha generado incertidumbres respecto a uno de los mayores proveedores de fuentes de energía fósil del mundo: Oriente Medio. Tras el estallido de las tensiones entre Israel y Palestina, y los recientes bombardeos de los barcos del Mar Rojo por parte de los Huthies de Yemen, todos los países se preguntan cómo actuarán las potencias del entorno, las cuales poseen una enorme capacidad suministradora de la cual depende todo el comercio global.

El suministro de gas fue ajustado en 2023, ya que la producción de GNL para este año no aumentó tanto como se esperaba. Por ello, la necesidad de gas ruso no pudo ser cubierta, y las exportaciones de GNL de Estados Unidos a todo el mundo aumentaron un 80 %, convirtiéndose en el principal suministrador de gas a Europa a través de buques de gas

comprimido. Además, las importaciones de petróleo al gigante americano también aumentaron, convirtiéndose en el principal proveedor de 2023.



Fuente: Cores - Creado con [Datawrapper](#)

Importaciones extranjeras de petróleo a la Unión Europea

No obstante, Estados Unidos no resulta ser un suministrador tan fiable. En enero de 2024, la administración Biden anunció una pausa temporal en las exportaciones de GNL para nuevos proyectos, lo que genera preocupaciones a nivel geopolítico.

Cuando la Guerra de Ucrania generó un problema de suministro gasista, las exportaciones de GNL de Estados Unidos supusieron una gran parte de la solución propuesta a nivel global, principalmente de Europa, con quien formó el US-EU Task Force. La administración Biden aseguró en 2022 un mínimo de 15 mil millones de metros cúbicos de GNL suministrados a Europa, y se firmaron acuerdos para consolidar una demanda estable de GNL estadounidense hasta, al menos, 2030 de aproximadamente 50 mil millones de metros cúbicos anuales.

Pese a los altos niveles establecidos en dichos acuerdos, las exportaciones acabaron por superar las expectativas, alcanzando cincuenta y seis y sesenta y tres mil millones de metros cúbicos en 2022 y 2023, respectivamente. Actualmente, alrededor de un 50 % de las importaciones de GNL europeo proviene de Estados Unidos, combustible que representa un 40 % de las importaciones totales de gas al continente.

Debido a estas cancelaciones de suministro, y a las palabras del candidato a presidente Donald Trump sobre paralizar el apoyo a países de la OTAN, Estados Unidos no es considerado una fuente fiable de suministro continuo de energías fósiles. Por ello, es conveniente que Europa busque formas de auto-suministrar sus fuentes de energía y dejar de ser dependiente de países foráneos, principalmente Estados Unidos y Rusia, de quien importa el 13 % de gas.

Por otro lado, el gobierno europeo se enfrenta a una sacudida de los mercados globales que afecta, entre otras cosas, a metales como el níquel que son usados en la producción de energías limpias. Esto podría significar un retroceso a corto plazo en el camino hacia la descarbonización, sin embargo, las inversiones a largo plazo en energías verdes y alternativas renovables deberían facilitar este recorrido.

Todas estas incertidumbres a nivel de suministro generan una necesidad de autoconsumo europeo. Por ello, el impulso a fuentes de energía renovables está aumentando considerablemente, incluyendo aquellas fuentes de energía que pueden actuar como combustibles en el sector naval, tales como el bioGNL y otros biocombustibles, el hidrógeno verde, el amoníaco, etc.

## **2.5. Auge de fuentes de energía renovable**

En 1997, se firmó el Protocolo de Kioto, un acuerdo internacional que puso a la vista la necesidad de participación colectiva con el fin de frenar el cambio climático y sus consecuencias. Desde entonces, la descarbonización y la recuperación del medio ambiente dañado se han convertido en prioridades para múltiples países de todos los continentes, los cuales han adaptado de la mejor manera a su alcance las regulaciones y directrices de la Organización de Naciones Unidas, y más concretamente tanto de dicho Protocolo de Kioto como del Acuerdo de París.

Una de las principales barreras para alcanzar la neutralidad climática reside en la necesidad de fuentes de energía, tanto térmica como eléctrica, que originalmente eran producidas mediante la quema de combustibles de origen fósil, tales como el carbón, el gas natural o el petróleo, los cuales poseen un impacto muy negativo en la emisión de

gases de efecto invernadero. Por ello, en los últimos años se han desarrollado fuentes de energía renovables de impacto escaso o nulo, tales como las turbinas eólicas, los paneles solares o la hidroelectricidad.

Dentro de estas fuentes de energía, encontramos un sector que ha avanzado a un ritmo mucho menor que las productoras de energía eléctrica: los combustibles vehiculares.

## **2.6. Implantación de combustibles renovables en vehículos**

En el sector de los transportes, principalmente automóviles, barcos y aviones, encontramos que las fuentes de energía fósil han predominado desde su origen, dejando muy pocas alternativas de origen renovable. No ha sido hasta los últimos años cuando, movilizados por las nuevas regulaciones de la ONU, los países y empresas han puesto en marcha estos combustibles de fuentes renovables o de transición.

Entre dichas alternativas, encontramos las baterías eléctricas, el motor de hidrógeno verde, el gas natural licuado, el biodiésel o el amoníaco, entre otros. Estos combustibles se encuentran en diferentes grados de desarrollo, siendo las baterías eléctricas las más avanzadas, y poseen diferente importancia en la descarbonización, pudiendo distinguir entre combustibles neutros y combustibles puente o de transición.

Los llamados “combustibles puente” son aquellos que no proporcionan una solución a largo alcance, pero sí suponen una mejora de las condiciones actuales y pueden ser utilizados mientras los combustibles de emisiones neutras son desarrollados. Entre estos combustibles, encontramos el Gas Licuado del Petróleo, el Gas Natural Licuado o el Gas Natural Comprimido.

Los combustibles neutros son aquellos que presentan un impacto climático positivo o nulo, y son considerados los más aptos para ser utilizados en un escenario a largo plazo. No obstante, estas fuentes de energía suelen presentar el problema de que, actualmente, su rentabilidad es escasa, su precio demasiado elevado o su tecnología está muy poco desarrollada. En esta categoría nos encontramos mayoritariamente con el hidrógeno verde o su variación con amoníaco.

Es digno de mención el caso de los biocombustibles, tales como el biodiésel o el biometano comprimido, los cuales, al estar generados mediante materia orgánica, pueden presentar la problemática de utilizar cultivos energéticos que desplazan a la agricultura de alimentación. Además, estos biocombustibles siguen teniendo una cierta cantidad de emisiones a la atmósfera, aunque, debido a no utilizar gas de subsuelo y enfocarse únicamente en las moléculas captadas del aire por la materia vegetal, puede considerarse de emisión cero. Por ello, ha sido considerada esta tercera categoría para este tipo de biocombustibles.

### **2.7. Combustibles renovables en el sector naval**

Alrededor de un 40 % de portacontenedores marítimos comprimen combustibles fósiles, por la que la transición ecológica previamente descrita afectará al sector naval, forzando el auge de los combustibles verdes y el desarrollo de tecnologías de aprovechamiento en sus motores.

El 1 de enero de 2023, tres nuevas regulaciones de la Organización Marítima Internacional (IMO) entraron en ley, todas ellas apuntando a una reducción de las emisiones de carbono en el sector marítimo.

Estas regulaciones consisten en:

-El Índice de Eficiencia Energética en Barcos Existentes (EEXI). Consiste en una nomenclatura para determinar la eficiencia energética de los buques por encima de 400 GT (Toneladas brutas, una unidad de medida basada en el volumen del barco). Los operadores de barco deben regular el consumo energético y las emisiones de CO<sub>2</sub> de sus buques con el fin de cumplir los requisitos energéticos específicos.

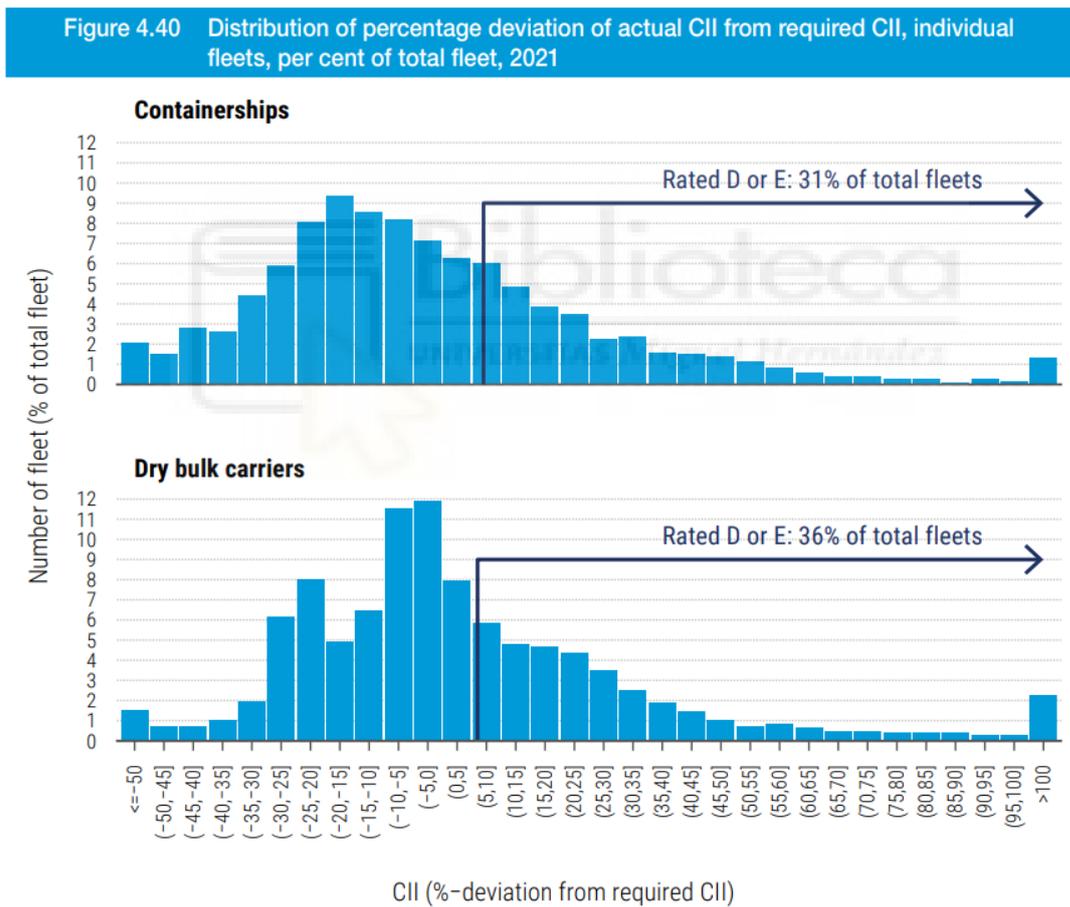
-El Indicador de Intensidad de Carbono (CII) anual. Aplica a barcos de 5000 Toneladas Brutas en adelante. Indica la eficiencia y rentabilidad de un barco basado en el consumo anual de combustible, clasificado de A a E. Esta clasificación se hará más restrictiva con el paso del tiempo, hasta llegar a 2030.

-El Plan de Actuación de Eficiencia Energética en Barcos (SEEMP). Es el mecanismo para mejorar las clasificaciones del CII. Planifica objetivos y las nuevas tecnologías para

optimizar el uso de los barcos, así como mecanismos de autoevaluación, verificación y auditorías.

La mayoría de portacontenedores cumplieron los criterios del CII, mientras que un 31% fue clasificado D o E. Para los graneleros (barco dedicado al transporte de cargas secas a granel, tales como grano, oro o cemento), esta clasificación negativa asciende al 36%.

El 42% de los suministradores, graneleros y portacontenedores estarán considerados de tipo D o E en 2026 en caso de que no modifiquen sus velocidades de viaje o sus especificaciones.



Fuente: UNCTAD, basado en la información dada por Sea

Esto indica que, pese a la mejora en términos de rendimiento y consumo vista en los últimos años, todavía existe un amplio margen de mejora en este término. Un uso responsable de combustibles que emitan bajas o nulas emisiones de carbono a la

atmósfera mejoraría este valor CII, permitiendo a los propietarios de los barcos hacer frente a los márgenes y criterios impuestos por la Organización Marítima Internacional.

La situación actual fuerza a los propietarios de empresas marítimas a tomar una decisión. O bien invertir y actualizar su flota con las nuevas tecnologías verdes, o aguardar a que las regulaciones y las hojas de ruta ecológicas se encuentren más desarrolladas y claras, con los costes en sanciones que esto conlleva.

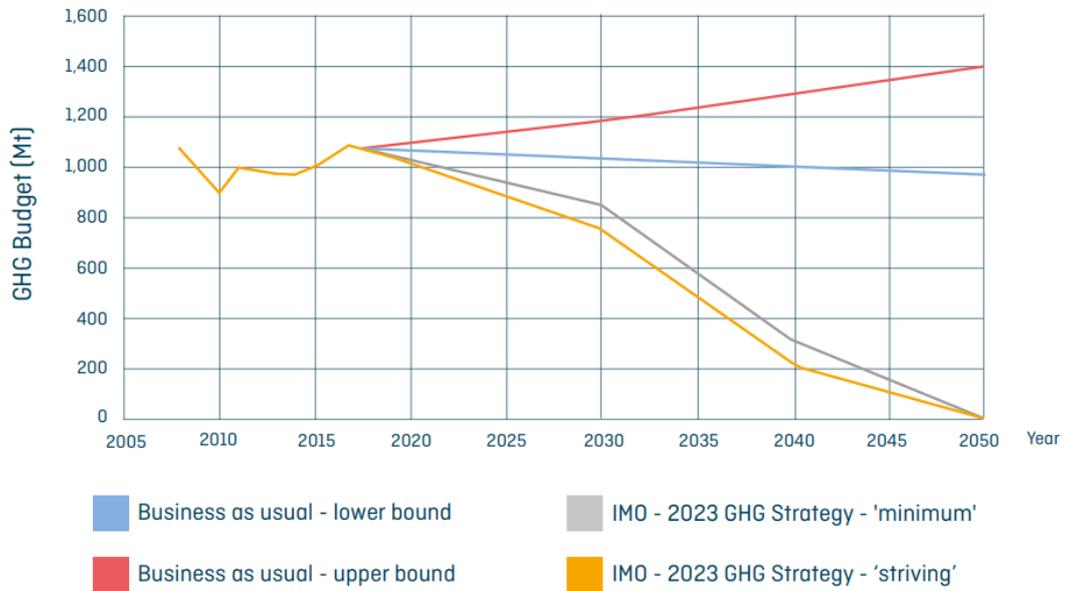
Los combustibles más adecuados para liderar esta transición son los biocombustibles avanzados y los e-combustibles sintéticos, no obstante, cada uno de estos combustibles presenta una serie de limitaciones, problemas y dudas, y la elección radica en las cadenas de suministro, las tecnologías, los impactos ambientales y los costes de producción.

Otro factor a tener en cuenta por las empresas es el uso de créditos de carbono. Las compañías deberán comprar créditos de carbono para todos los viajes que comienzan o acaban en la Unión Europea, sin importar su procedencia. A inicios de 2018, estas emisiones fueron intercambiadas por ocho euros la tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente, pero para marzo de 2022 el precio aumentó a 80-90 euros por tonelada, y se espera que aumente a más de 200 euros la tonelada en 2024, según el informe **Perspectivas a largo plazo de las compensaciones de créditos de carbono 2024** de BloombergNEF (BNEF).

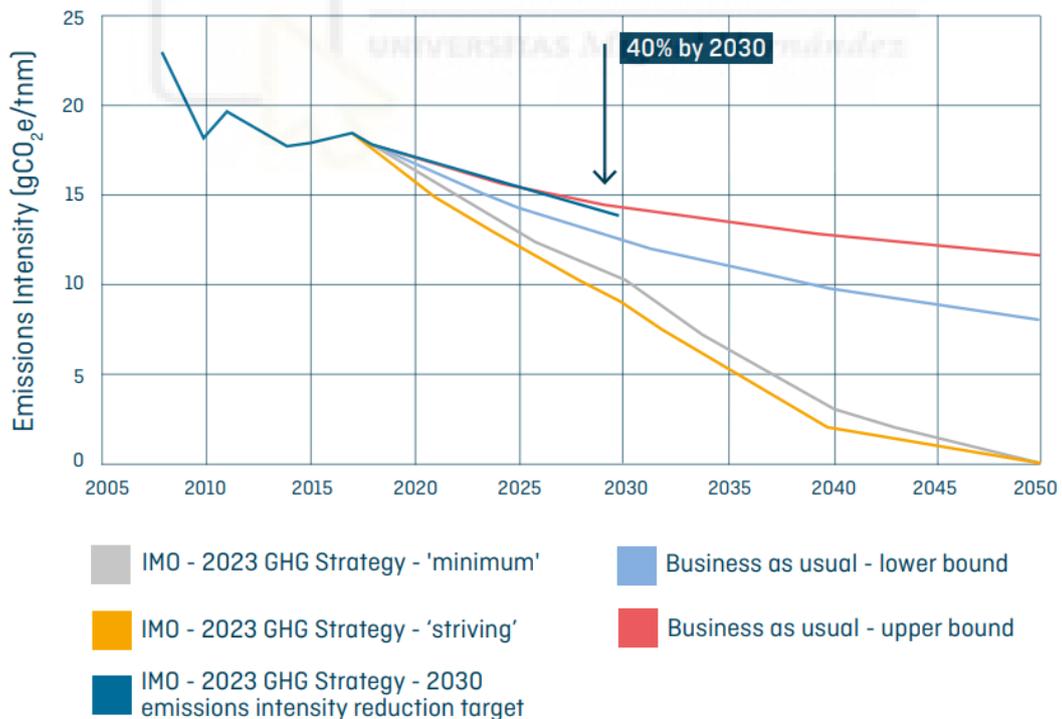
Además, las compañías deberán cumplir con las nuevas regulaciones financieras tales como el Reglamento de Divulgación de Finanzas Sostenibles de la UE (the EU Sustainable Finance Disclosure Regulation) y tener en cuenta iniciativas como los principios de Bono Verde y, especialmente, los Principios de Poseidón, que definen el impacto climático de los portafolios de financiación naval.

Estos Principios de Poseidón trazan la trayectoria de descarbonización total, exigiendo reportes anuales para comparar la descarbonización de cada tipo de barco con el recorrido estándar establecido según la Estrategia de Gases de Efecto invernadero de la organización Marítima Internacional de 2023. Su objetivo es llegar a la neutralidad de emisiones para 2050, medidos en gramos de CO<sub>2</sub> equivalente para movilizar una tonelada de carga seca durante una milla náutica en una nomenclatura Well-to-Wake, es decir, desde que se produce el combustible hasta su uso en el motor, incluyendo el transporte, el almacenamiento y la carga. Tienen en cuenta los puntos de control establecidos para

2030 (reducción del 20% con posibilidad de aumento al 30% respecto a los valores de 2008) y 2040 (reducción de un 70% con esfuerzos para llegar al 80% respecto a 2008.)



Objetivos y trayectorias de CO2 definidas por la Estrategia de Gases de Efecto Invernadero de 2023, en toneladas de CO2 equivalente en well-to-wake

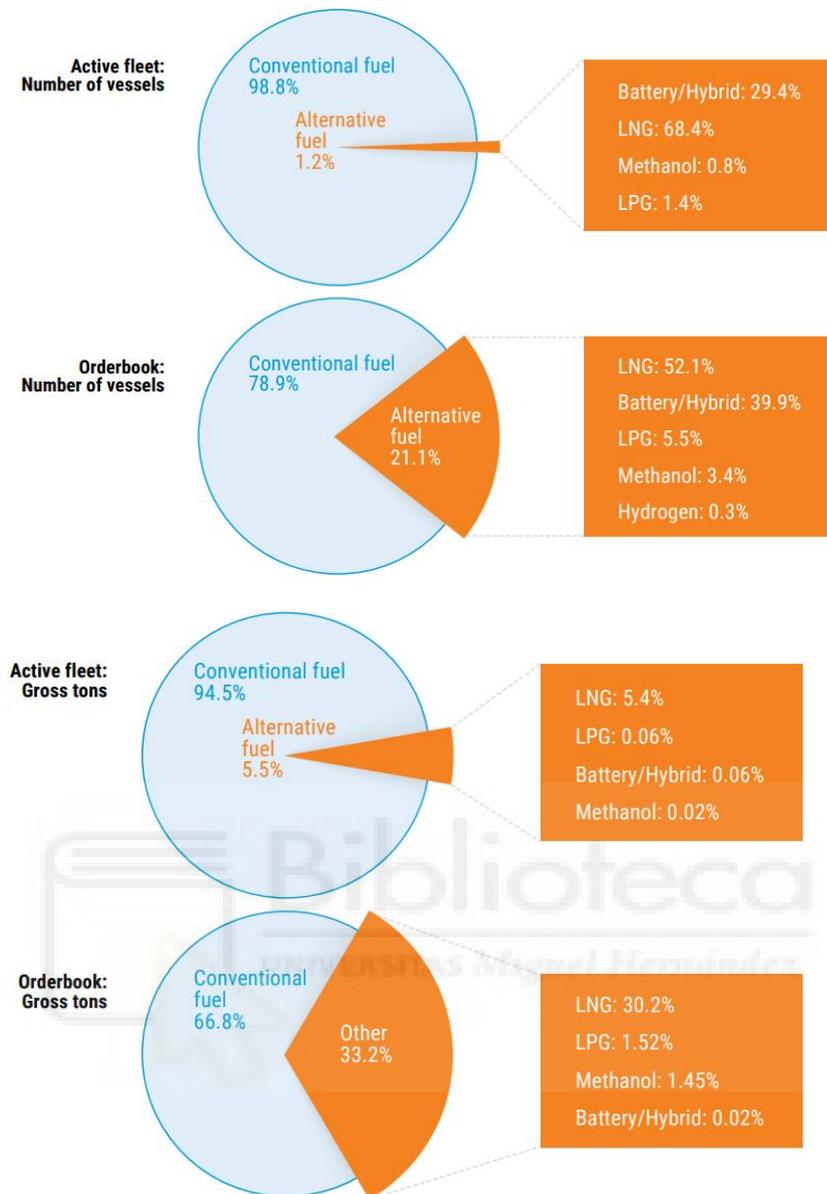


Objetivos y trayectorias de CO2 definidas por la Estrategia de Gases de Efecto Invernadero de 2023, en gramos de CO2 equivalente por tonelada y milla náutica en well-to-wake (CO2 utilizado para mover una tonelada de carga durante una milla náutica)

Como se puede apreciar en las gráficas, las expectativas trazadas en esta Estrategia de Gases de Efecto Invernadero y aplicadas por los Principios de Poseidón suponen una reducción dramática de los valores que se alcanzarían si el sector permaneciera sin regulaciones. Pese a encontrarnos próximos a alcanzar la meta del 40% de media de reducción de **dióxido de carbono** en 2030, este objetivo resulta desactualizado, por lo que los Principios de Poseidón consideran enfocarse en los límites más recientes y ambiciosos, en los que se tienen en cuenta todas las emisiones de efecto invernadero en todo el comercio internacional. Por ello, queda mucho camino por recorrer para alcanzar la descarbonización en 2050 o cumplir los límites mínimos establecidos para llegar a ese fin. Por ello, las empresas y países deben trabajar en conjunto para desarrollar una serie de medidas y tecnologías que permitan alcanzar estos valores, incluyendo el desarrollo de combustibles verdes que reduzcan al máximo estas emisiones de efecto invernadero.

La investigación en combustibles alternativos avanza a pasos cautelosos. En el caso del GNL, el combustible de transición más utilizado, la proporción de barcos capaces de utilizar este tipo de propulsión aumentó del 2% al 2,4% (equivalente de un 21% a un 31% en dwt, toneladas de carga total) de la flota mundial en agosto de 2022, respecto a su inmediato año anterior. Pese a ser un combustible puente de origen fósil, el hecho es que este dato indica la tendencia global hacia las alternativas de origen renovable, principalmente el bio-GNL, el cual comparte la misma composición que el gas licuado fósil.

En marzo de 2022, casi un 40% de los pedidos consistía en barcos capaces de maniobrar con combustibles alternativos. Para junio de 2022, las potencias en cabeza de esta situación eran la República de Corea, con un 70 % de sus pedidos; China, con un 26%; Europa, que alcanzó el 58%; y Japón, al que corresponde un 17%.



Uso de combustibles y su demanda

Con el transporte naval internacional suponiendo alrededor de un 3% de las emisiones globales de efecto invernadero, más de doscientas organizaciones de industrias marítimas firmaron la *Llamada a la Acción para la Descarbonización Naval de la Coalición Llegando a Cero* (Getting to Zero Coalition's Call to Action for Shipping Decarbonization), urgiendo a la adopción de una meta de cero emisiones en 2050 y la incorporación de buques de cero emisiones para 2030.

### **3. OBJETIVOS Y METODOLOGÍA**

#### **3.1.Objetivos**

##### **3.1.1. Trazado de recorrido a corto, medio y largo plazo**

La transición a nuevas fuentes de energía combustible no está pensada de forma abrupta, sino transicional. Durante los primeros años, se prevé la utilización de los llamados combustibles “puente”, aquellos cuyo impacto en la atmósfera, pese a ser más reducido, dista mucho de lo ideal para el cumplimiento de las hojas de ruta y planes para esta década. Estos combustibles se encuentran en una fase muy desarrollada en la actualidad, por lo que se planea su uso cercano hasta que las nuevas fuentes de energía limpia vean su precio, generación e infraestructura más estabilizadas. El componente líder de esta categoría es el GNL (gas natural licuado) fósil, que supone menores emisiones de carbono que la gasolina o el diésel, pero su impacto sigue siendo considerado.

En un nivel de desarrollo mucho menor, pero con inversiones e investigaciones tras ellas, encontramos las baterías eléctricas. Esta solución no supone emisiones directas de carbono, pero su impacto well-to-wake depende del proceso de generación de esta energía eléctrica. En la actualidad, esta fuente de energía se encuentra con la problemática del tamaño y peso de las baterías a utilizar y su autonomía.

Otra solución en proceso de ser desarrollada consiste en el uso de bioGNL. Este gas, de características análogas a su contraparte fósil, es utilizado como un porcentaje de mezcla con el gas natural licuado tradicional. Pese a expulsar dióxido de carbono, es considerado que, al ser este CO<sub>2</sub> absorbido de la atmósfera a través de materia vegetal y no desde el subsuelo, estas emisiones son nulas. Para generar este biometano comprimido, son utilizadas unas plantas de digestión anaerobia, las cuales digieren una materia orgánica que emite metano, el cual se comprime y se transporta al punto de inyección. Este transporte y proceso supone una cierta cantidad de emisiones difusas de metano, el cual es 16 veces más contaminante que el CO<sub>2</sub>. Por ello, muchas empresas valoran la construcción de plantas en el mismo suelo portuario, con el fin de evitar costes y emisiones difusas en el transporte.

Al igual que el biometano licuado, el resto de biocombustibles se encuentran en una fase medianamente desarrollada mientras se discute su valor como combustible a largo alcance. Tanto el bioGNL como estos combustibles presentan el mismo debate sobre la utilización de cultivos energéticos, los cuales presentan un alto valor como generador de energía a costa de un amplio área de utilización como tierra de cultivo, restando terreno a posibles crecimientos de vegetales destinados a la alimentación.

Desde un punto de vista más a futuro, encontramos los combustibles de emisión neutra, tales como el hidrógeno verde, el amoniaco o el e-metanol. Estas fuentes de energía tienen un alto valor climático, pero, actualmente, no son viables dado su alto coste de elaboración y transporte y el bajo nivel de sus infraestructuras e investigaciones.

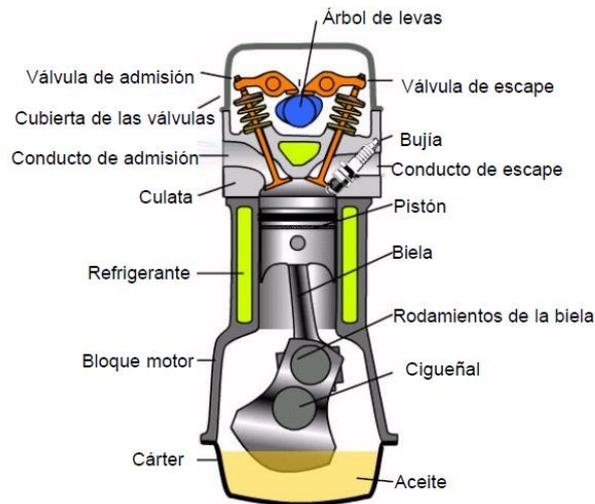
Debido a esto, a corto plazo es esperado utilizar una serie de combustibles puente, principalmente el GNL, para comenzar la implantación de combustibles de emisión neutra en cuanto su viabilidad y coste sean realistas.

### 3.1.2. Tecnología de los combustibles

Clasificaremos y analizaremos los valores clave y las tecnologías de funcionamiento de los combustibles seleccionados para el análisis. Dentro de estos, encontramos:

#### 3.1.2.1. Motores de ciclo Otto y diésel.

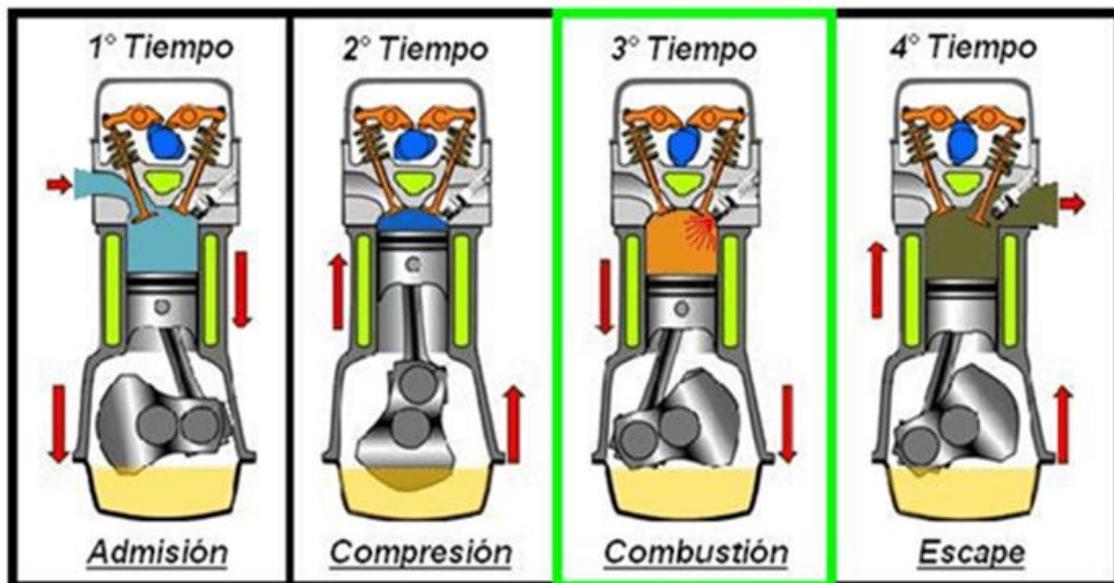
Este tipo de motor de combustión interna es el más utilizado en todo tipo de maquinaria, incluyendo coches, motocicletas, barcos, aviones, etc. Clásicamente, su fuente de combustible principal consiste en gasolina, pero también puede ser adaptado para el uso de biocombustibles o GNL.



El funcionamiento de estos motores consiste en la adquisición de la mezcla de combustible y aire mediante la válvula de admisión, la compresión aprovechando la inercia de subida del cigüeñal, la combustión mediante bujía eléctrica y la expulsión a través de la válvula de expulsión. Se pueden clasificar en motores de cuatro tiempos cuando estos procesos se hacen de forma separada, y de dos cuando la adquisición y compresión, y la combustión y expulsión se hacen al mismo tiempo.

Para el caso del GNL, este proceso es utilizado de la misma forma que en el caso de la gasolina. El método más popular es el de combustible doble, el cual utiliza una mezcla de GNL y un combustible líquido, como gasolina o fuel oil, para optimizar la reducción de emisiones del GNL y el rendimiento y fiabilidad del líquido. No obstante, también poseen un modo de “sólo gas”, el cual permite operar utilizando únicamente GNL.

Para el uso de diésel, el ciclo de Otto es modificado en un ciclo diésel, el cual conserva las cuatro fases pero difiere en el momento de entrada del combustible:



**Motor 4 Tiempos**

- Primera fase: Entra el aire a la cámara a través de la válvula de entrada.
- Segunda fase: El aire se comprime mediante el movimiento del pistón
- Tercera fase: Se introduce el diésel y se combustiona con una bujía.
- Cuarta fase: Se expulsan los gases mediante la válvula de expulsión.

Por ello, en maquinaria dual que utiliza tanto gas como diésel, en ocasiones son utilizados dos motores, uno de ciclo diésel y otro de ciclo Otto para el gas. No obstante, algunos fabricantes optan por usar únicamente un ciclo diésel tanto para diésel como para gas.

En la actualidad, está incrementando el uso de motores de 100% de uso de GNL, pero todavía es más frecuente la utilización de ambos de forma simultánea.

En motores duales convencionales, se utilizan tres opciones diferentes de mezcla:

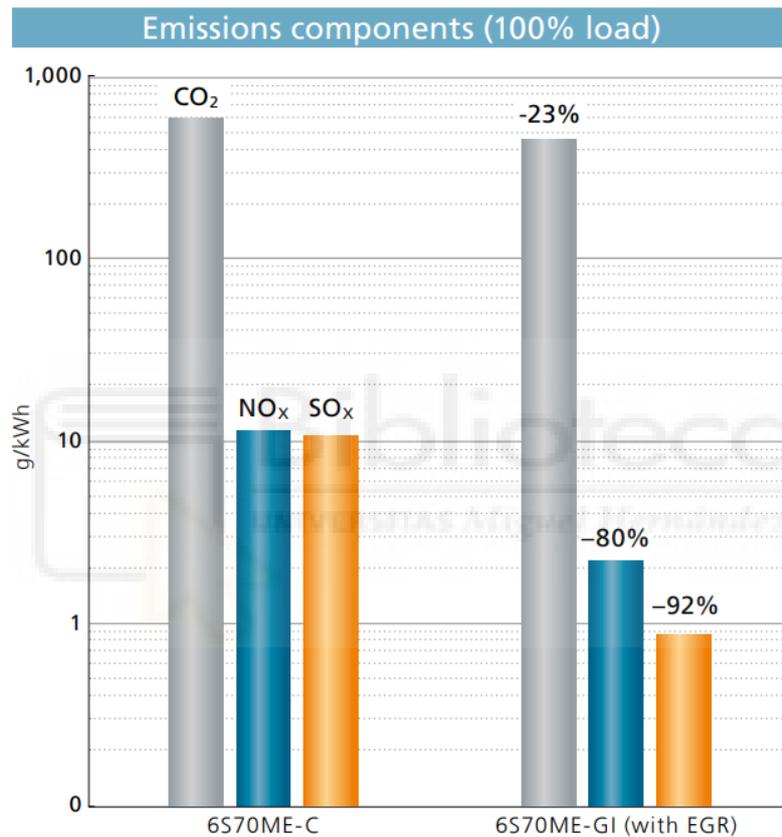
- Sólo combustible. En este caso, únicamente es usado el combustible principal, ya sea diésel, gasolina o derivados pesados del petróleo, y se reserva el GNL como opción secundaria. Para el caso de la utilización de diésel como combustible principal, los barcos pueden poseer dos motores, uno de ciclo de diésel y otro de ciclo Otto para el gas.

- El modo de combustible mínimo. El sistema controla la proporción de la mezcla, usando principalmente GNL con un porcentaje de aproximadamente un 5% de combustible

líquido. Cuando el motor supera el límite inferior de carga de GNL, se activa el modo de sólo combustible líquido, al igual que si ocurre una avería en el sistema de gas.

-Modo específico, donde cualquier proporción de mezcla puede ser seleccionada.

Depende de la situación específica y el criterio del operador del barco la selección de la mezcla para la combustión.



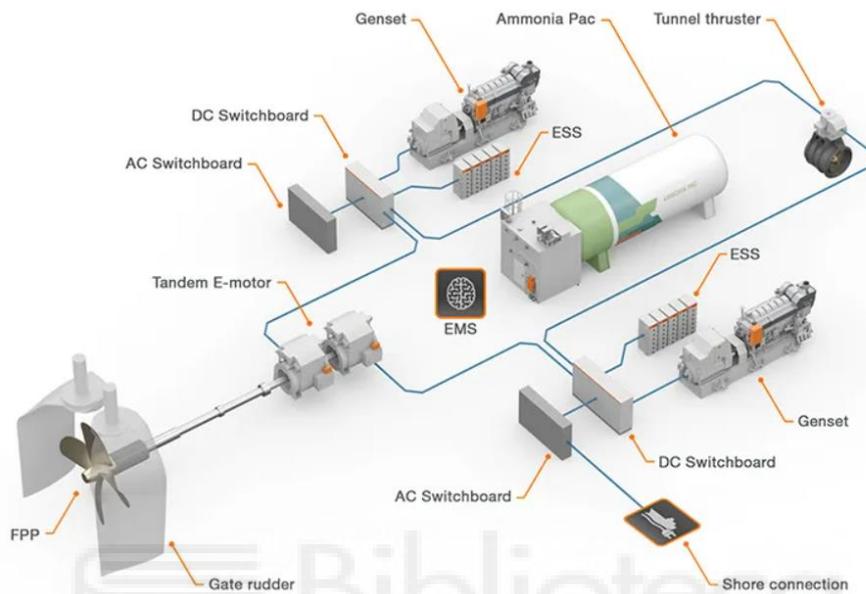
Comparativa de emisiones entre motor de combustión de combustible líquido y motor dual.

### 3.1.2.2. Motores y baterías eléctricas

La electricidad como forma de propulsión ha visto su auge en los últimos años, incluyendo el sector naval.

Entre las formas más populares de llevar esta tecnología a la propulsión marina, encontramos los motores híbridos y las baterías.

-Los motores híbridos. Consisten en dos o más generadores de diésel que cargan unas baterías y alimentan una hélice propulsada por electricidad. Pese al uso de combustible fósil en los generadores, este mecanismo supone una reducción de emisiones, dado que, a velocidades bajas, el gasto de combustible se puede reducir y regular en función de las necesidades de la hélice, logrando un funcionamiento óptimo en todas las condiciones.



Ejemplo de distribución de motor eléctrico mediante generadores. Fuente: Wärtsilä-Hybrid Marine System

En esta figura, se puede apreciar un sistema EMS (Energy Management System) “Sistema de Control de la Energía”, cuya función consiste, entre otras, en optimizar el uso de energía del barco y lograr la máxima reducción de emisiones posible, activando el sistema de baterías cuando la carga es baja o haciendo uso del modo verde.

-Baterías

Como alternativa para lograr un 100% de energía eléctrica sin emisiones, encontramos el uso de baterías ya cargadas. No obstante, esta tecnología tiene el gran inconveniente de que estas baterías son muy pesadas y ocupan demasiado volumen, haciendo imposible su uso actual en buques de larga distancia, como portacontenedores. Por ellos, su uso está limitado a barcos de recorridos cortos, tales como ferrys, yates recreacionales o pequeños barcos utilizados para recorrer masas de agua pequeñas.

### 3.1.2.3. Pilas de Hidrógeno y amoniaco

El hidrógeno como fuente de energía se origina mediante la separación de hidrógeno de otros compuestos. Pese a ser considerado un combustible verde, depende en alta medida de su proceso de generación. Actualmente, los procesos más utilizados son la ruptura molecular, que consiste en el uso de vapor de agua a alta temperatura para disociar las moléculas de carbono del compuesto de gas natural; la gasificación, en la cual se quema carbón o biomasa a altas temperaturas para generar  $H_2$  y  $CO$ ; y la electrólisis, proceso de emisiones nulas que usa una corriente eléctrica que se conecta mediante electrodos al agua. Este último proceso es el indicado para generar hidrógeno verde, sobre todo si la corriente eléctrica es originada mediante energías renovables, ya que implica una fuente de emisiones nula.

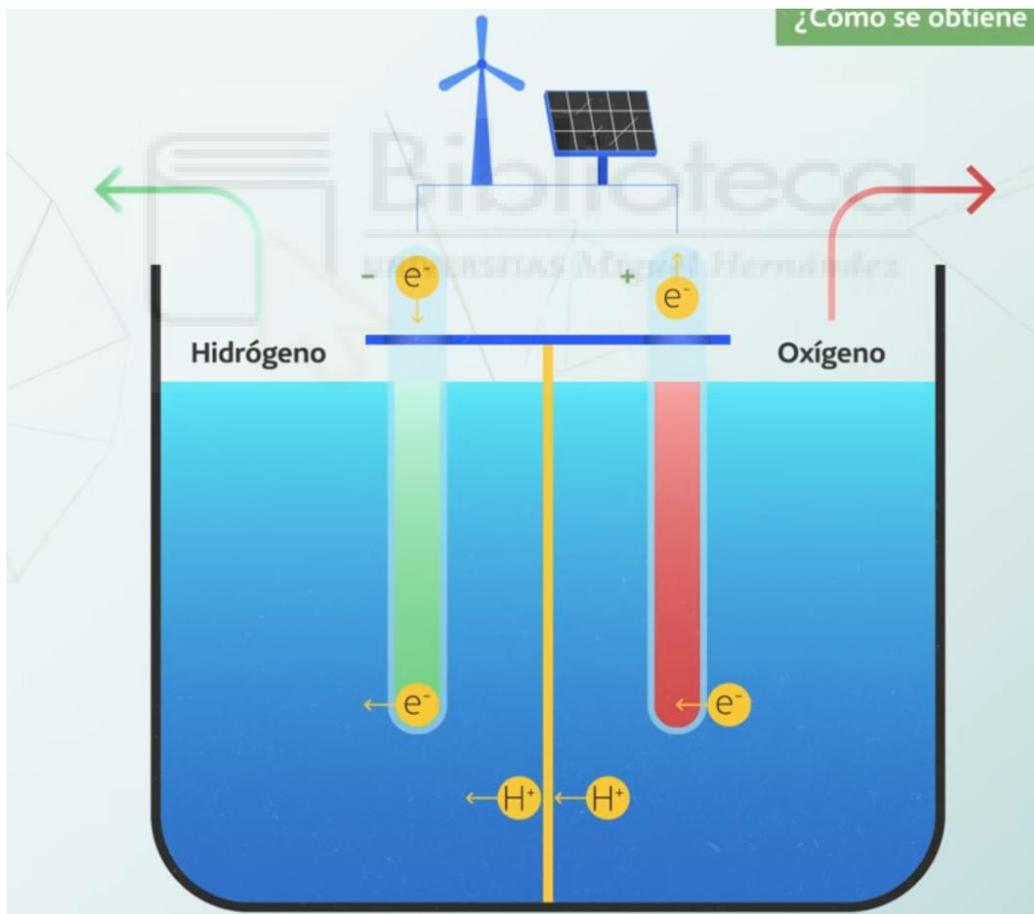


Diagrama de electrólisis. Los cationes positivos del hidrógeno son polarizados hacia la celda de corriente negativa, mientras que los cationes de oxígeno son atraídos a la celda opuesta. Fuente: Acciona, el Hidrógeno Verde: la Energía del Futuro Clave para la Descarbonización.

Viendo estos métodos de producción, el hidrógeno es diferenciando en tres tipos:

-Hidrógeno gris: Es originado mediante la separación del H<sub>2</sub> de compuestos fósiles, tales como carbón o gas natural, lo que provoca unas emisiones contaminantes a la atmósfera. Pese a este problema, es el hidrógeno más consumido en la actualidad, razón por la cual es tan importante la diferenciación del tipo de generación de hidrógeno.

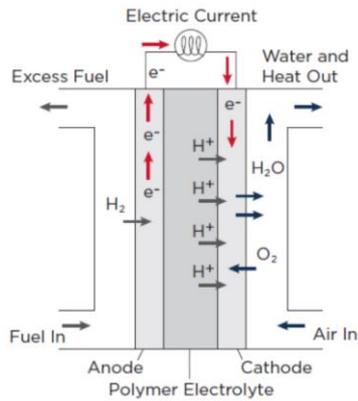
-Hidrógeno azul: También es extraído de combustibles fósiles, pero mediante procesos que recirculan y capturan el CO<sub>2</sub>. Es menos contaminante que el hidrógeno gris, pero no elimina las emisiones, sino que únicamente las captura.

-Hidrógeno verde: Conlleva poco o ningún tipo de emisión a la atmósfera. Actualmente, es el hidrógeno menos consumido, conllevando menos de un 1% del hidrógeno total consumido en 2020. Esto es debido al alto precio que su producción conlleva actualmente, y a la elevada inversión en infraestructura e investigación que necesita. No obstante, la bajada de los precios de combustibles renovables y el aumento de su inversión puede significar una crecida de la funcionalidad y usos de este combustible.

La inversión en hidrógeno verde es vital para alcanzar la descarbonización propuesta en 2050 por los Acuerdos de París. En el sector naval, este combustible puede significar un gran salto hacia delante en términos de sostenibilidad y rendimiento, siendo idóneo para su utilización en viajes de larga distancia, tales como barcos mercantes.

La tecnología de los motores impulsados por hidrógeno es similar al caso del GNL, con el uso de un motor dual combinado con un combustible fósil. Puede ser usado un ciclo Otto de baja presión o un ciclo Diésel de alta presión, dependiendo de las necesidades y el criterio del fabricante. También está siendo estudiada la eficiencia de la combinación de metano e hidrógeno en uno de estos ciclos duales.

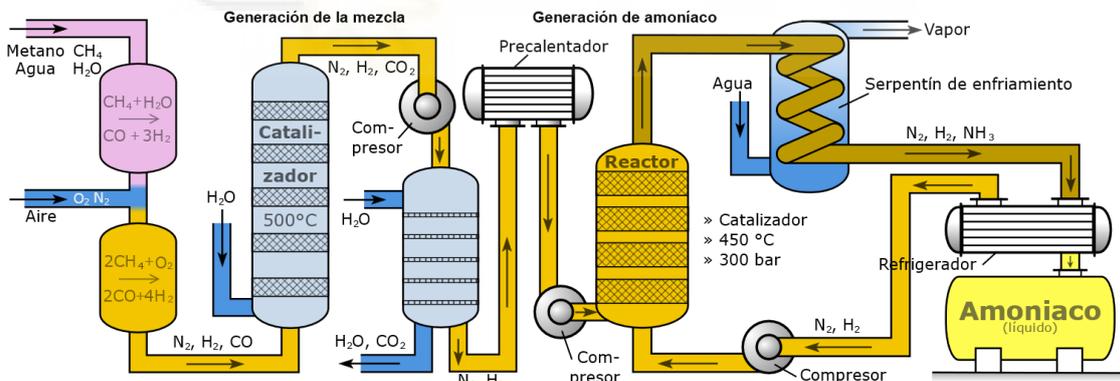
Otro proceso con posibilidad de ser utilizado son las células de combustible, las cuales usan iones de hidrógeno en conjunto con un combustible de hidrocarbón, tal como el metano o el metanol, para generar una corriente eléctrica.



Membrana de intercambio de protones en una célula de combustible. Fuente: ABS, Sustainability Whitepaper, Hydrogen as Marine Fuel, 2021

Otra forma de adquirir hidrógeno es mediante el uso del amoníaco, el cual, mediante pilas de combustible, es separado en nitrógeno e hidrógeno, el cual es transportado para su utilización en el motor de combustión. Sigue la misma nomenclatura que el caso del hidrógeno puro (gris, azul y verde).

El amoníaco gris se produce a través de gas natural, emitiendo dos toneladas de CO<sub>2</sub> por cada tonelada de amoníaco producido. Para ello, se usa el proceso de Haber Bosch, el cual sintetiza metano, aire y agua en CO<sub>2</sub> y amoníaco.



Proceso de Haber-Bosch

Este proceso posee un alto impacto ambiental, por lo que se han desarrollado alternativas más sostenibles.

El amoníaco azul comparte nomenclatura con el hidrógeno, ya que consiste en el mismo proceso que la alternativa gris, pero con una captura de CO<sub>2</sub> que reduce las emisiones a

la atmósfera. No obstante, no es considerado un proceso de impacto nulo debido a que el  $\text{CO}_2$  no es eliminado, sino almacenado.

Por último, el amoníaco verde supone un impacto ambiental nulo. Su producción consiste en la electrólisis de agua para su separación en hidrógeno y oxígeno, con el fin de usar ese hidrógeno en el mencionado proceso de Haber-Bosch, logrando con ello una generación de amoníaco sin emisiones de  $\text{CO}_2$ , dado el uso de hidrógeno puro en lugar de combinado con carbono ( $\text{CH}_4$ ).

El valor de este amoníaco verde reside en la facilidad para su transporte y gestión, en comparación con usar directamente depósitos o pilas de hidrógeno.

#### 3.1.2.4. Generación de biocombustibles

Los biocombustibles son aquellas fuentes de energías provenientes de la biomasa o materia orgánica como la leña, el aceite de cocina, las aguas residuales, etc. Su valor incide en que, al surgir de esta materia orgánica, es capaz de neutralizar las emisiones de carbono emitidas durante la combustión, dado que estas emisiones fueron previamente captadas por la materia prima.

Dentro de estos biocombustibles encontramos ejemplos como el biogás, el biodiésel, los bioalcoholes o el biohidrógeno.

-Biogás: El biogás es originado tras un proceso de fermentación y metanización en el interior de unos reactores, los cuales descomponen la materia orgánica para formar un biogás de alrededor de un 60% de pureza en metano y un digestato aplicable a campo como fertilizante. Este biogás puede ser purificado mediante un proceso de upgrading, que separa el metano del  $\text{CO}_2$  a través de una columna de agua y unos filtros, formando un biometano de alrededor del 100% de pureza. Este biometano puede, a su vez, ser licuado a  $-160\text{ }^\circ\text{C}$  para formar un GNL de origen natural y renovable, llamado bioGNL.

Este bioGNL posee las mismas características que el gas natural licuado fósil, por lo que su uso es perfectamente compatible con la infraestructura y tecnología usada para el GNL convencional. Actualmente, es muy usada la combinación de GNL fósil con un cierto

porcentaje de bioGNL, que oscila alrededor del 20%, lo que logra reducir las emisiones del buque sin usar una gran cantidad de dinero en comprar grandes cantidades de biometano, el cual posee un precio mucho mayor.

Con el fin de evitar las emisiones difusas y costes aumentados en el transporte, varios puertos han optado por implantar plantas de biometano en su suelo, logrando asegurar un suministro cercano de combustible.

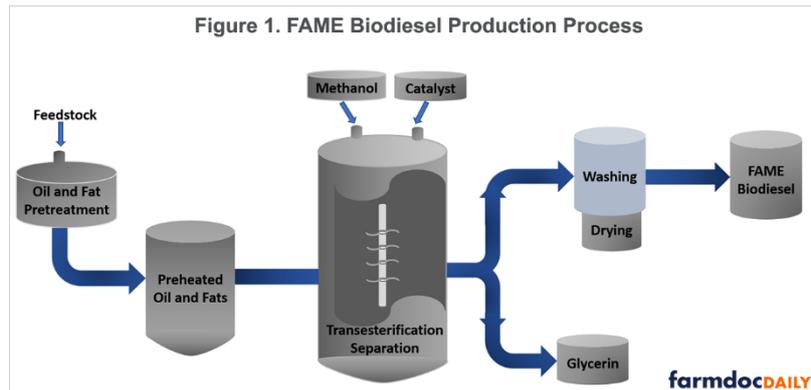


Planta de bioGNL prevista por la empresa Titan, ubicada en suelo del puerto de Rotterdam

### 3.1.2.5. Biodiésel y diésel renovable

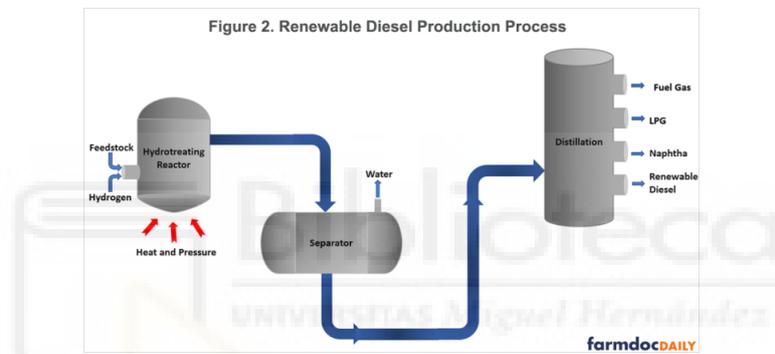
Como su nombre indica, el biodiésel es similar al diésel fósil, pero con orígenes orgánicos. Se produce mediante un proceso llamado transesterificación, el cual transforma grasas y aceites vegetales en biodiésel y glicerina, un subproducto usado en las industrias farmacéutica y cosmética.

Es necesaria la diferenciación entre biodiésel y diésel renovable. El primero de ellos posee oxígeno y no es completamente igual a su equivalente fósil, por lo que no sirve como sustituto al 100%. Por otra parte, el diésel renovable comparte más características con el diésel fósil, por lo que puede ser completamente sustitutivo.



Formación de biodiésel. Fuente: Biodiesel and renewable diesel, what's the difference? Department of Agricultural and Consumer Economics, University of Illinois

Este diésel renovable es producido mediante un proceso de hidrotratamiento e isomerización, mimetizando la separación realizada en el petróleo, que permiten que los aceites y residuos sean convertidos en combustible útil.



Formación de diésel renovable. Fuente: Biodiesel and renewable diesel, what's the difference? Department of Agricultural and Consumer Economics, University of Illinois

Comúnmente, estas alternativas de diésel son usadas en combinación con diésel fósil, en un porcentaje indicado por el nombre del carburante (B100 para 100% de biodiésel, B50 para el 50%, etc.). El biodiésel, dada su distinta composición, no es capaz de superar mezclas del 20%, mientras que el diésel renovable puede ser completamente sustitutivo, con un 100% de utilización.

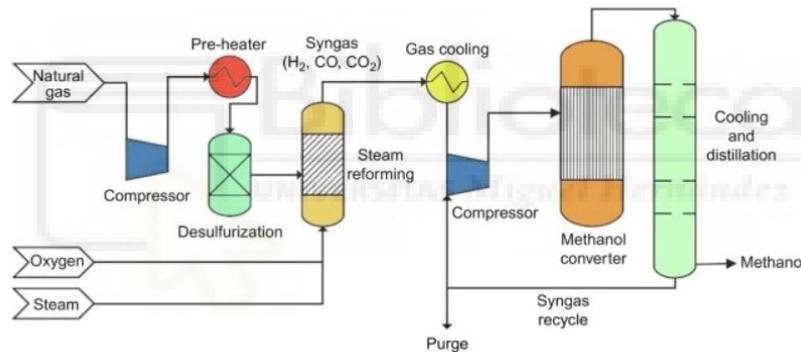
### 3.1.2.6. Bioalcoholes

Entre este tipo de biocombustibles, encontramos diversos compuestos como el biometanol, el bioetanol o el biobutanol, entre otros.

#### **Biometanol.**

Este alcohol es producido mediante procesos termoquímicos a través de gas natural. Es un componente líquido, por lo que es fácil de almacenar y transportar, y es utilizable en forma de pila.

Su producción originariamente ha sido mediante gas natural, pero actualmente se ha desarrollado un metanol verde generado a partir de ciertos residuos orgánicos, los cuales generan un biogás que ocupa el lugar del gas natural en el proceso de síntesis, tras el cual el metanol es formado.



Proceso de síntesis de metanol. El gas natural puede ser sustituido por un biogás para formar biometanol. Fuente: Sciencedirect, methanol synthesis.

Este metanol puede ser usado en pilas o como comburente de un motor de ciclo Otto o Diésel.

	Equation
<b>Anode</b>	$\text{CH}_3\text{OH} + 6 \text{OH}^- \rightarrow 5 \text{H}_2\text{O} + 6 \text{e}^- + \text{CO}_2$ oxidation
<b>Cathode</b>	$\frac{3}{2} \text{O}_2 + 3 \text{H}_2\text{O} + 6 \text{e}^- \rightarrow 6 \text{OH}^-$ reduction
<b>Overall reaction</b>	$\text{CH}_3\text{OH} + \frac{3}{2} \text{O}_2 \rightarrow 2 \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$ redox reaction

Fórmulas de reducción del metanol en pilas de combustible.

### **Bioetanol.**

El etanol es formado a través de algunos productos agroalimentarios, como el maíz o el azúcar, los cuales pasan por un proceso de trituración, calentamiento, fermentación y destilación.

Este combustible también puede ser utilizado como comburente en motores térmicos tradicionales, o reaccionado en pilas de combustible.

	Equation
<b>Anode</b>	$C_2H_5OH + 3 H_2O \rightarrow 12 H^+ + 12 e^- + 2 CO_2$ oxidation
<b>Cathode</b>	$3 O_2 + 12 H^+ + 12 e^- \rightarrow 6 H_2O$ reduction
<b>Overall reaction</b>	$C_2H_5OH + 3 O_2 \rightarrow 3 H_2O + 2 CO_2$ redox reaction

Reacción en una pila de etanol.

### **Biobutanol.**

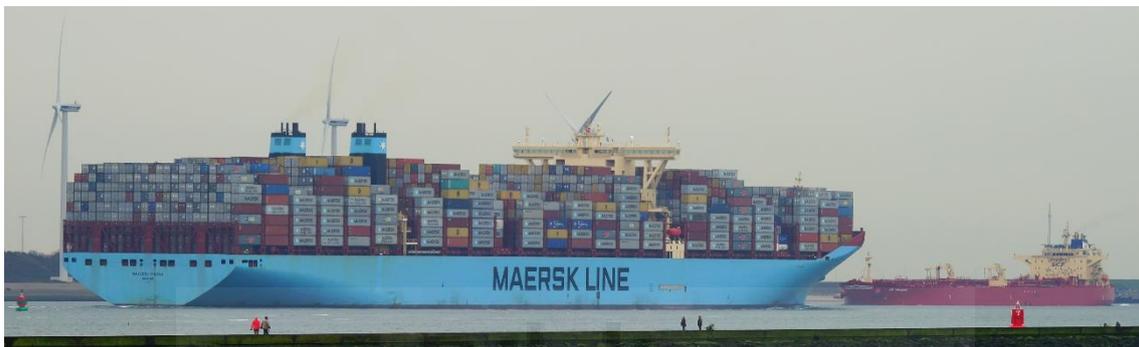
Este bioalcohol está producido mediante la misma materia orgánica que el bioetanol. Sus beneficios se encuentran en que no se puede mezclar en agua (por lo que se puede transportar en tuberías de agua), tiene una menor volatibilidad y posee un mayor potencial energético. Actualmente, su mayor uso es la mezcla en porcentaje bajo con gasolina en motores térmicos.

Su producción es muy similar al caso del bioetanol, usando las mismas materias primas y añadiendo una condensación.

#### 3.1.3. Eficiencia y comparativa de cada nuevo combustible en el sector naval en base a un mismo modelo

Con el fin de analizar la viabilidad y rendimiento de cada nuevo combustible alternativo, será utilizado un mismo tipo de barco en cada una de las categorías. Debido a su más alto nivel de emisiones, será analizado un navío de tipo portacontenedores, destinados al transporte de grandes cargas a través de largas distancias.

El modelo de barco utilizado es el Portacontenedores Clase Triple E, operado por la compañía danesa Maersk Line y fabricado por Daewoo Shipbuilding. Este modelo posee un total de 31 barcos activos a lo largo del mundo, construidos entre 2013 y 2019, y tiene 399'2 metros de longitud, 58'6 de eslora, y 16 de altura, medidas que le imposibilitan el paso a través del canal de Panamá, pero le permiten cruzar el canal de Suez. Su carga máxima es de 196.000 dwt (dry weight ton), y su capacidad de 18.270 TEU (unidad equivalente a un contenedor de veinte pies de longitud). Para la segunda generación de este modelo, impulsada en 2017, la altura se aumentó en un metro, la carga alcanza valores de 210.019 dwt y la capacidad llega a los 20.568 TEU.



Magleby Maersk, uno de los buques operativos del modelo Triple E, primera generación

Estos barcos poseen dos motores de ocho cilindros de 29.680 megavatios (31.000 para la segunda generación), cada uno operando a 73 RPM, lo que les permite alcanzar velocidades de diseño de treinta kilómetros por hora, y un valor máximo de cuarenta y tres kilómetros por hora.

Este modelo fue diseñado en busca de sostenibilidad, razón por la cual posee el nombre de “Triple E”: “Economy of scale, Energy Efficiency, and Environmental Impact Improvement” (Economía de escala, eficiencia energética, y mejora del impacto ambiental).

El enfoque diseñado para este análisis consiste en la comparativa de tres factores de cada combustible:

- 1- La eficiencia en el motor: Analizaremos la autonomía de cada combustible aplicado en el movimiento del Maersk Triple E, su calor transferido y su rendimiento.

- 2- La eficiencia de la generación de energía: Estudiaremos los esfuerzos y recursos necesarios para la producción de cada combustible aplicado.
- 3- Costes, dificultades e infraestructura: Serán consideradas las limitaciones o facilidades de cada uno de los combustibles a nivel económico, tecnológico y ambiental.

Una vez analizados estos tres puntos clave, seremos capaces de estudiar la viabilidad y trayectoria de cada uno de los combustibles propuestos, comparando e identificando los más viables a corto, medio y largo alcance.

### **3.2. Metodología**

#### 3.2.1. Utilización del software EES para el cálculo de autonomía

Con el fin de realizar los cálculos necesarios para el análisis, se ha optado por utilizar el software informático EES (Engineering Equation Solver), el cual cumplirá la función de resolver e interpretar los procesos numéricos implicados en los cálculos de consumo de combustible, calor generado y flujos másicos, entre otros.

## 4. RESULTADOS

### 4.1. Cálculo de emisiones y costes. Valoración de potenciales a futuro.

Con el fin de modelizar y analizar adecuadamente el uso de los combustibles mencionados en el barco mercante seleccionado, se aplicarán una serie de fórmulas sobre los valores de dicho buque.

En primer lugar, identificaremos los valores ya mencionados del Maersk Triple E, segunda generación:

Longitud	400,2 m
Eslora	58,6 m
Altura	16 m
Carga máxima (dwt)	210.019
Número de motores	2
Potencia de cada motor	31.000 MW
Velocidad de giro de cada motor	73 RPM
Velocidad de diseño	30 km/h
Velocidad máxima	43 km/h

Identificados los datos relevantes de la embarcación, describimos las ecuaciones relevantes para el proceso.

#### 4.1.1. Gas Natural Licuado

Suponemos un volumen de carga correspondiente al depósito de 16.000 m<sup>3</sup>. Su producción en pozos petrolíferos hace que su impacto ambiental, productividad y coste dependan en gran medida del país en el que se realice la carga. Tomando el ejemplo de España, encontramos dos principales vías de entrada de este gas: Gaseoducto y transporte en barco.

Actualmente, debido a las tensiones con Rusia y Argelia, el método más utilizado es la carga en barco desde Estados Unidos. Este país produce al día alrededor de 125 mil millones de pies cúbicos de gas natural, o tres mil quinientos millones de metros cúbicos. No obstante, para su carga en Europa, este gas debe ser comprimido y transportado en

barco a través del atlántico, en barcos capaces de cargar alrededor de 170.000 metros cúbicos. Es decir, que uno sólo de estos barcos suministra GNL suficiente para llenar un depósito de 17.000 m<sup>3</sup> diez veces.

Sin embargo, el uso de esta alternativa conlleva una gran emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera. Un carguero analizado, de 171.000 metros cúbicos de carga y cuyo viaje consistía en Estados Unidos - Bélgica, otorgó unos resultados de 4.600 toneladas de CO<sub>2</sub> y 68,1 de metano, resultando en un total de 7.050 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente, lo que consiste en **156 gramos de dióxido de carbono equivalente por cada kilogramo de GNL cargado**, según la nomenclatura de GWP20 (Global Warming Potential), que indica el impacto de las emisiones para un futuro a 20 años.

Siguiendo estos cálculos, hallamos que llenar un tanque de 16.000 metros cúbicos supone unas emisiones de:

$$Emisiones\ carga = 156 \frac{gramos\ CO_2\ emitidos}{kg\ CH_4} * 450 \frac{kg\ CH_4}{Metros\ cúbicos\ CH_4} *$$

16.000 metros cúbicos CH<sub>4</sub> = 1.123.200.000 gramos de CO<sub>2</sub> eq emitidos = 1.123 toneladas de CO<sub>2</sub> eq

En estos cálculos, faltan por considerar las emisiones fugitivas en el momento de la carga, transporte y licuefacción del gas natural, las cuales dependen del lugar en el que se realizaron dichas operaciones.

El Consejo Internacional de Transporte Limpio resumió las emisiones well-to-tank (del pozo al tanque), tank-to-wake (del tanque al fin del proceso) y well-to-wake (del pozo al fin del proceso). Aplicamos la tabla correspondiente al tank-to-wake, con el fin de analizar las emisiones expulsadas en el proceso de combustión:

Fuel type	Engine type	Tank-to-wake (g/g fuel)					
		EF <sub>TTW</sub>				CEF <sub>TTW</sub>	
		CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	BC	CO <sub>2</sub> e100	CO <sub>2</sub> e20
HFO	SSD	3.114	0.00006	0.00017	0.00019	3.338	3.773
	MSD	3.114	0.00005	0.00016	0.00049	3.605	4.730
VLSFO	SSD	3.188	0.00006	0.00018	0.00019	3.415	3.849
	MSD	3.188	0.00006	0.00017	0.00049	3.682	4.806
MGO	SSD	3.206	0.00006	0.00018	0.00004	3.298	3.388
	MSD	3.206	0.00006	0.00017	0.00026	3.493	4.089
LNG	LNG-Otto-MS	2.750	0.03526	0.00013	0.00002	4.075	5.916
	LNG-Otto-MS + crankcase	2.750	0.04167	0.00013	0.00002	4.306	6.473
	LNG-Otto-SS	2.750	0.01689	0.00014	0.00002	3.416	4.320
	LNG-Otto-SS + crankcase	2.750	0.02365	0.00014	0.00002	3.660	4.908
	LNG-Diesel	2.750	0.00148	0.00022	0.00001	2.879	2.970
	LBSI	2.750	0.02628	0.00013	0.00002	3.752	5.135
	LBSI + crankcase	2.750	0.03269	0.00013	0.00002	3.983	5.693
	Steam Turbine	2.750	0.00014	0.00007	0.00002	2.794	2.845

Aplicando el valor para el sistema dual GNL-Diesel en el análisis a 20 años, obtenemos 2,97 gramos CO<sub>2</sub> eq por gramo de combustible cargado.

$$\text{Emisiones combustión} = 2,97 \frac{\text{gramos CO}_2 \text{ emitidos}}{\text{gramos CH}_4} * 450.000 \frac{\text{g CH}_4}{\text{Metros cúbicos CH}_4} *$$

16.000 metros cúbicos CH<sub>4</sub> = 21.384.000.000 gramos de CO<sub>2</sub> eq emitidos = 21.651 toneladas de CO<sub>2</sub> eq

Por otro lado, usando la tabla Well-To-Tank, obtenemos las emisiones de proceso de extracción, compresión, transporte e inyección:

Fuel type <sup>a</sup>	Engine type	Well-to-tank (g/g fuel)					
		EF <sub>WTT</sub>				CEF <sub>WTT</sub>	
		CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	BC	CO <sub>2</sub> e100	CO <sub>2</sub> e20
HFO	SSD	0.4311	0.00399	0.00001	Unknown <sup>a</sup>	0.577	0.780
	MSD	0.4311	0.00399	0.00001		0.577	0.780
VLSFO	SSD	0.5457	0.00448	0.00001		0.710	0.938
	MSD	0.5457	0.00448	0.00001		0.710	0.938
MGO	SSD	0.5757	0.00460	0.00001		0.744	0.979
	MSD	0.5757	0.00460	0.00001		0.744	0.979
LNG	LNG-Otto-MS	0.5300	0.01810	0.00001		1.184	2.107
	LNG-Otto-MS + crankcase	0.5300	0.01810	0.00001		1.184	2.107
	LNG-Otto-SS	0.5300	0.01810	0.00001		1.184	2.107
	LNG-Otto-SS + crankcase	0.5300	0.01810	0.00001		1.184	2.107
	LNG-Diesel	0.5300	0.01810	0.00001		1.184	2.107
	LBSI	0.5300	0.01810	0.00001		1.184	2.107
	LBSI + crankcase	0.5300	0.01810	0.00001		1.184	2.107
	Steam Turbine	0.5300	0.01810	0.00001		1.184	2.107

<sup>a</sup> WTT emission factors for black carbon are yet to be established but could be added later. If so, CO<sub>2</sub>e100 and CO<sub>2</sub>e20 values will increase based on the BC emission factor and global warming potential.

$$Emisiones\ wtt = 2,107 \frac{\text{gramos } CO_2 \text{ emitidos}}{\text{gramos } CH_4} * 450.000 \frac{\text{g } CH_4}{\text{Metros cúbicos } CH_4} *$$

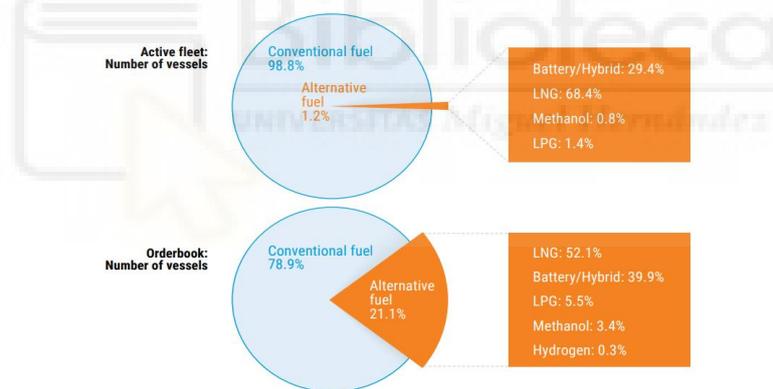
16.000 metros cúbicos CH<sub>4</sub> = 15.170.400.000 gramos de CO<sub>2</sub> eq emitidos = 15.170 toneladas de CO<sub>2</sub> eq

Dentro de estas 15.000 toneladas, se engloban las 1.100 correspondientes al transporte, previamente calculado.

En total, las emisiones well-to-wake consisten en:

$$15.170 + 21.651,3 = 36.820,3 \text{ toneladas de } CO_2 \text{ equivalente}$$

Actualmente, este gas es usado como combinación de diésel o gasolina. No obstante, la demanda de barcos suministrados completamente por GNL está aumentando, aunque su uso general en los pedidos ha disminuido a favor de otros combustibles más verdes, tales como el hidrógeno o el metanol, según la gráfica proporcionada por la UNCTAD.



Los precios de carga con LNG varían según el precio del barril del petróleo. No obstante, pueden ser aproximados en 32,13 €/MWh, o 677,50 \$ la tonelada en el caso del puerto de Rotterdam.

Dado que la densidad del gnl es de 431 kg/m<sup>3</sup>, obtenemos que el coste de llenar nuestro tanque de 16.000 m<sup>3</sup> es:

$$Coste = 677,50 \frac{\$}{ton} * 0,431 \frac{ton}{m^3} * 16.000 m^3 = 4.672.040 \$$$

#### 4.1.2. Biogás Natural Licuado

La producción de este gas depende en gran medida del tamaño de la planta, número de digestores, tecnología aplicada, etc.

Podemos resumir la producción de biogás según el tipo de residuo con la siguiente fórmula, extraída de IRENA (International Renewable Energy Agency): Measuring Small-Scale Biogas Capacity and Production.

$$G = C * Vd * S * \left( \frac{k}{1 + k * R} \right)$$

Donde:

G es la producción de biogás (m<sup>3</sup>/día)

C es el potencial de biogás, cantidad máxima de gas que puede ser producida de 1 kg de sólidos volátiles de material de entrada.

Vd es el volumen del digestor (m<sup>3</sup>).

S es la concentración inicial de sólidos volátiles (kg/m<sup>3</sup>)

R es el tiempo de retención, en días.

k es una constante que indica la tasa de producción de gas a una determinada temperatura.

IRENA realizó una serie de estudios sobre la tasa de producción de gas a diferentes temperaturas, permitiendo resumir la anterior ecuación en:

$$G = \frac{Y * Vd * S}{1000}$$

Donde S, G y Vd no cambian de significado, mientras que Y representa un factor dependiente de la retención y la temperatura, expresado en la siguiente tabla:

Feedstock retention time (in days)	Temperature (°C)					
	16-18	19-21	22-24	25-27	28-30	31-33
6-10	5.41	7.98	10.83	13.59	15.91	18.33
11-15	4.73	6.79	8.99	11.09	12.88	14.74
16-20	4.21	5.90	7.68	9.37	10.82	12.32
21-25	3.79	5.22	6.70	8.11	9.33	10.59
26-30	3.44	4.69	5.95	7.15	8.20	9.28
31-35	3.16	4.25	5.35	6.39	7.32	8.26
36-40	2.91	3.88	4.86	5.78	6.60	7.44
41-45	2.71	3.58	4.45	5.27	6.02	6.77
46-50	2.53	3.32	4.10	4.85	5.53	6.21
51-55	2.37	3.09	3.81	4.49	5.11	5.74
56-60	2.23	2.89	3.55	4.18	4.75	5.33
61-65	2.10	2.72	3.33	3.91	4.44	4.98
66-70	1.99	2.57	3.13	3.67	4.17	4.67
71-75	1.89	2.43	2.95	3.46	3.93	4.40
76-80	1.80	2.30	2.80	3.27	3.71	4.15
81-85	1.72	2.19	2.66	3.10	3.52	3.94
86-90	1.65	2.09	2.53	2.95	3.34	3.74
91-95	1.58	2.00	2.41	2.81	3.19	3.56
96-100	1.52	1.92	2.31	2.69	3.04	3.40

Factor Y para el cálculo de producción de biogás según tiempo de retención y temperatura.

Llevados a EES, aplicamos las siguientes fórmulas:

$$Y = 5,74$$

$$Vd = 5200 \text{ [m}^3\text{]}$$

$$G = \frac{Y \cdot Vd \cdot S}{1000}$$

$$\text{Biometano} = G \cdot 0,65$$

$$\text{Días} = \frac{16000}{\text{Biometano}}$$

Donde aplicamos 5.200 m<sup>3</sup> como volumen de un reactor promedio, y usamos un factor Y de 5,74 para un proceso de 60 días a 33°C. Debido a que el biogás sólo contiene una pureza en metano de alrededor del 65%, se multiplica la generación de biogás por

este factor. Por último, para hallar la cantidad de días necesarios para el llenado de nuestro tanque de 16.000 m<sup>3</sup>, dividimos este valor entre el factor G calculado.

	Contenido orgánico	SV (%)	Producción biogás (m <sup>3</sup> /t residuo)
Intestinos + contenidos	Hidratos de carbono, proteínas, lípidos	15-20	50-70
Fangos de flotación	65-70% proteínas, 30-35% lípidos	13-18	90-130
BBO	80% lípidos, 20% otros orgánicos	40-45	350-450
Aceites de pescado	30-50% lípidos	80-85	350-600
Suero	75-80% lactosa, 20-25% proteínas	7-10	40-55
Suero concentrado	75-80% lactosa, 20-25% proteínas	18-22	100-130
Hidrolizados de carne y huesos	70% proteínas, 30% lípidos	10-15	70-100
Mermeladas	90% azúcares, ácidos orgánicos	50	300
Aceite soja/margarinas	90% aceites vegetales	90	800-1.000
Bebidas alcohólicas	40% alcohol	40	240
Fangos residuales	Hidratos de carbono, lípidos, proteínas	3-4	17-22
Fangos residuales concentrados	Hidratos de carbono, lípidos, proteínas	15-20	85-110
FORSU separada en origen	Hidratos de carbono, lípidos, proteínas	20-30	150-240

El valor S es aplicado según diferentes concentraciones de sólidos volátiles en una serie de materiales de entrada.

Así, los resultados consisten en:

	1	2	3	
	S	G	Días	
Intestinos + contenidos	Run 1	17	507,4	31,93
Fangos de flotación	Run 2	15	447,7	36,18
BBO	Run 3	42	1254	12,92
Aceites de pescado	Run 4	83	2477	6,539
Suero	Run 5	9	268,6	60,31
Suero concentrado	Run 6	20	597	27,14
Hidrolizados de carne	Run 7	12	358,2	45,23
Mermeladas	Run 8	50	1492	10,85
Aceite soja/margarinas	Run 9	90	2686	6,031
Bebidas alcohólicas	Run 10	40	1194	13,57
Fangos residuales	Run 11	4	119,4	135,7
Fangos residuales concent.	Run 12	17	507,4	31,93
FORSU separada en origen	Run 13	25	746,2	21,71

Podemos observar que se necesita un orden de entre 6 y 60 días para llenar el volumen del tanque estudiado, en función del residuo.

Tras obtener el volumen de biogás, se opera por un proceso de upgrading a través de sistemas de regado de agua y filtros, logrando separar el dióxido de carbono y obteniendo con ello un biometano apto para su compresión.

Numerosos proyectos de plantas de biometano están siendo desarrollados en la actualidad, y la construcción de dichas plantas no hace más que crecer. En Europa, la cantidad de plantas de biometano ha crecido un 30 % en la franja entre 2021 y 2023.

Además, para el caso de proyectos portuarios, encontramos una serie de inversiones tales como la planta de Titán en Rotterdam o la de Nordion Energy en Gotemburgo, entre otras. Estas plantas permitirán el uso de GNL como combustible, reduciendo una gran parte de las emisiones difusas por transporte, dada su cercanía.

Las emisiones de este tipo de plantas son consideradas nulas en caso de que valoricen residuos orgánicos. El CO<sub>2</sub> fue previamente captado de la atmósfera mediante la propia materia orgánica, y, en el proceso de upgrading para separar el metano puro del dióxido de carbono, se cuenta con una captación de dicho CO<sub>2</sub>, el cual puede ser licuado y

valorizado. Las calderas de calentamiento pueden utilizar el propio biogás de la planta, evitando emisiones de otros combustibles, y cuentan con sistemas de captación de emisiones de metano difusas.

Numerosos estudios consideran que la licuefacción es el proceso que más emisiones de efecto invernadero produce en la cadena de producción de GNL. Las estimaciones más modernas consisten en un rango entre 4,1 y 7,6 g CO<sub>2</sub> eq/MJ. Por ello, considerando que el GNL tiene una densidad volumétrica de 23,4 GJ/m<sup>3</sup> y nuestro tanque posee 16.000 m<sup>3</sup>:

Fuel type	LHV* [MJ/kg]	Volumetric energy density [GJ/m <sup>3</sup> ]	Storage pressure [bar]	Storage Temperature [°C]
MGO	42.7	36.6	1	20
LNG	50	23.4	1	-162
Methanol	19.9	15.8	1	20
Liquid ammonia	18.6	12.7	1/10	-34/20
Liquid hydrogen	120	8.5	1	-253
Compressed hydrogen	120	7.5	700	20

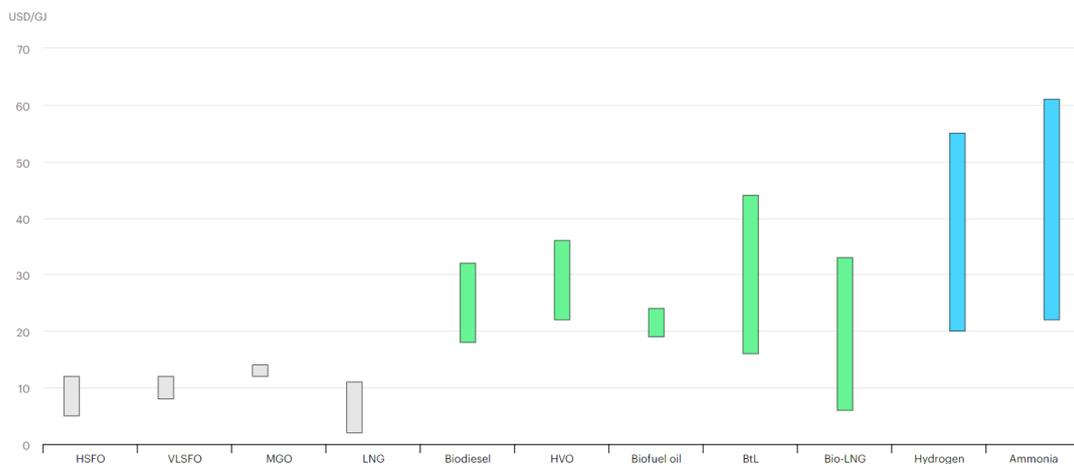
\*LHV: Lower heating value. Based on De Vries (2019)  
Source: IRENA

Para el caso de nuestro tanque de 16.000 m<sup>3</sup>:

$$\begin{aligned}
 \text{Emisiones compresión bajas} &= 16.000 \text{ m}^3 * \frac{23.400 \text{ MJ}}{\text{m}^3} * 4,1 \text{ g} \frac{\text{CO}_2}{\text{MJ}} \\
 &= 1.535.040.000 \text{ g CO}_2 = 1.535 \text{ ton CO}_2
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Emisiones compresión altas} &= 16.000 \text{ m}^3 * \frac{23.400 \text{ MJ}}{\text{m}^3} * 7,6 \text{ g} \frac{\text{CO}_2}{\text{MJ}} \\
 &= 2.845.440.000 \text{ g CO}_2 = 2.845 \text{ ton CO}_2
 \end{aligned}$$

El coste del bioGNL es más elevado que el del GNL fósil. No obstante, para muchas empresas es conveniente usar un porcentaje de este gas en su depósito en conjunto con el metano fósil, debido a las regulaciones contra emisiones y al coste de los créditos de carbono.



FUENTE: IEA, Indicative Shipping Fuel Cost Ranges. Actualizado a 2020

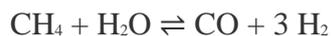
En este gráfico, apreciamos las variaciones de precio correspondientes a combustibles fósiles, biocombustibles, hidrógeno y amoníaco. El combustible verde más económico es el bio-GNL, con un rango entre 7 y 33 \$/GJ.

$$\text{Coste rango bajo} = 16.000 \text{ m}^3 * \frac{23,4 \text{ GJ}}{\text{m}^3} * 7 \frac{\$}{\text{GJ}} = 2.620.800 \$$$

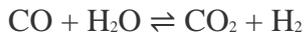
$$\text{Coste rango alto} = 16.000 \text{ m}^3 * \frac{23,4 \text{ GJ}}{\text{m}^3} * 33 \frac{\$}{\text{GJ}} = 12.355.200 \$$$

#### 4.1.3. Hidrógeno y amoníaco

Para el proceso de producción de hidrógeno gris, dos reacciones químicas son definidas. En la primera de ellas, el gas es combinado con agua para formar moléculas de monóxido de carbono e hidrógeno:



Tras lo cual, el monóxido de carbono es combinado con más agua con el fin de producir más moléculas de hidrógeno:



Este proceso indica que todo el carbono del gas metano insertado en el proceso es emitido en dióxido de carbono, provocando una gran huella de carbono. Para cada kilowatio hora de energía producido, son emitidos doscientos ochenta gramos de dióxido de carbono equivalente, o de nueve a doce toneladas de CO<sub>2</sub> por tonelada de hidrógeno producido. Además, se deben tener en cuenta los emitidos en la compresión, transporte e inserción en pila de combustible.

Para el caso del hidrógeno verde, esta huella de carbono inicial no es presentada, ya que el proceso de hidrólisis no presenta emisiones en caso de que la electricidad aplicada sea generada con medios renovables. No obstante, sólo el 5% del hidrógeno actual es producido mediante este proceso.

La tecnología de pilas de hidrógeno ha sido aplicada en varios barcos de tamaño mediano o pequeño. Uno de ellos, el MS Alsterwasser, de 25 metros de eslora y capacidad para 100 personas, está propulsado por dos células de combustible de 48 kW cada una, las cuales proveen de electricidad al motor eléctrico por el cual es propulsado. Cada pila pesa 500 kg, sumando una tonelada entre las dos, y su almacenaje de hidrógeno consiste en 12 tanques que cargan una suma de 50 kg a una presión de 350 bares. Esta cantidad es suficiente para suministrar una autonomía continua de alrededor de tres días.



MS ALSTERWASSER

En cuanto a la combustión de hidrógeno en motores de ciclo diésel u Otto, las tecnologías se encuentran en desarrollo, buscando la forma de desarrollar una tecnología que ayude a solucionar los problemas de almacenaje, coste de transporte y falta de infraestructura. No obstante, se encuentran en una posición notablemente menos desarrollada que las células de combustible.

Tomando como referencia la estimación anterior, encontramos que, en el caso del hidrógeno gris, llenar una vez estos tanques puede suponer unas emisiones de:

$$\begin{aligned}
 \text{Emisiones de carga pila de combustible} &= \frac{12 \text{ ton CO}_2}{\text{ton H}_2} * 0,05 \text{ ton H}_2 \\
 &= 600 \text{ kg CO}_2 \text{ emitidos} \\
 \text{Emisiones de carga combustión} &= \frac{12 \text{ ton CO}_2}{\text{ton H}_2} * 16.000 \text{ m}^3 \text{ H}_2 * 0,042 \frac{\text{ton}}{\text{m}^3} \\
 &= 8.064 \text{ ton CO}_2 \text{ emitidos}
 \end{aligned}$$

Aplicando estas mismas emisiones para el tanque destinado a la combustión del hidrógeno en motor, tal como se ha calculado previamente, y utilizando la densidad del hidrógeno:

Fuel type	Specific density [kg/m <sup>3</sup> ]	Gravimetric energy density [kWh/kg]	Volumetric energy density [kWh/m <sup>3</sup> ]	Storage pressure [MPa]	Storage temperature [°C]
Marine gas oil	900 kg/m <sup>3</sup>	12 kWh/kg	10800	0.1	20
Diesel	850 kg/m <sup>3</sup>	12.6 kWh/kg	10710	0.1	20
Kerosene	800 kg/m <sup>3</sup>	12 kWh/kg	9600	0.1	20
Ethanol	790 kg/m <sup>3</sup>	7.5 kWh/m <sup>3</sup>	5900	0.1	20
Gasoline	740 kg/m <sup>3</sup>	13 kWh/kg	9620	0.1	20
Methanol	790 kg/m <sup>3</sup>	6.2 kWh/kg	4900	0.1	20
LNG	424 kg/m <sup>3</sup>	13.9 kWh/kg	5900	0.1	-162
CH4 70 MPa	305 kg/m <sup>3</sup>	13.9 kWh/kg	4240	70	20
LNH3	717 kg/m <sup>3</sup>	5.2 kWh/kg	3730	1	-20
Liquid H2	70 kg/m <sup>3</sup>	33.6 kWh/kg	2350	1	-253
H2 20 MPa	14.5 kg/m <sup>3</sup>	33.6 kWh/kg	487	20	20
H2 35 MPa	24 kg/m <sup>3</sup>	33.6 kWh/kg	806	35	20
H2 70 MPa	42 kg/m <sup>3</sup>	33.6 kWh/kg	1411	70	20
H2 0.1 MPa	0.089kg/m <sup>3</sup>	33.6 kWh/kg	3	0.1	20

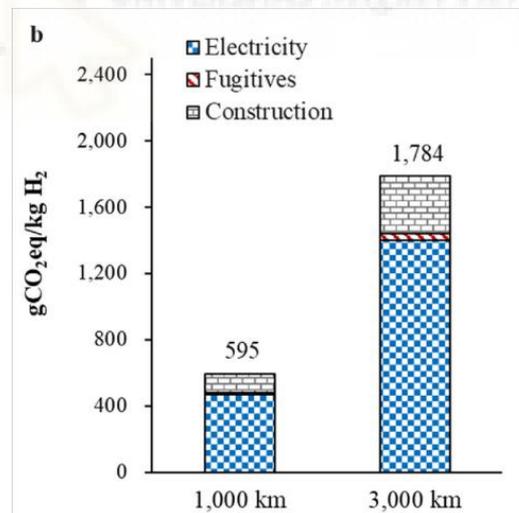
$$\begin{aligned}
 \text{Emisiones de carga H}_2 \text{ 35 MPa} &= \frac{12 \text{ ton CO}_2}{\text{ton H}_2} * 16.000 \text{ m}^3 \text{ H}_2 * 0,042 \frac{\text{ton}}{\text{m}^3} \\
 &= 8.064 \text{ ton CO}_2 \text{ emitidos}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Emisiones de carga H2 líquido} &= \frac{12 \text{ ton CO2}}{\text{ton H2}} * 16.000 \text{ m3 H2} * 0,07 \frac{\text{ton}}{\text{m3}} \\ &= 13.440 \text{ ton CO2 emitidos} \end{aligned}$$

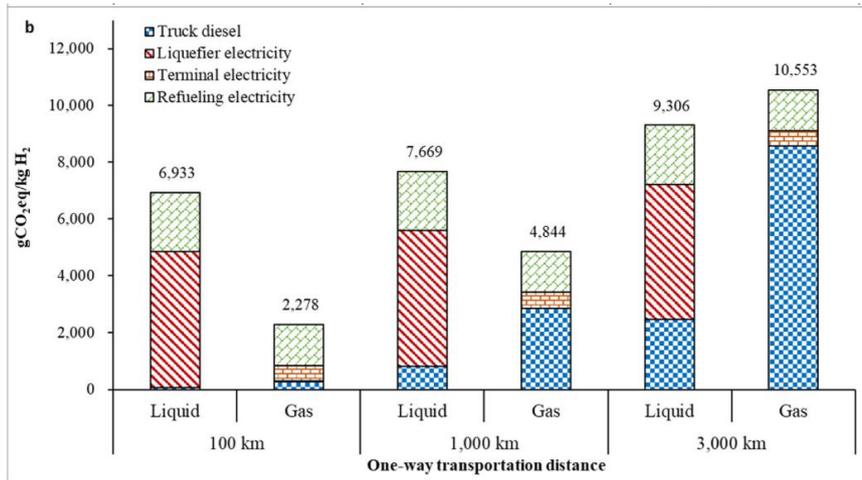
Para el caso del hidrógeno verde, producido mediante electrólisis suministrada por fuentes renovables, no encontramos ninguna emisión en la producción. Únicamente influye la carga, transporte y compresión.

Para utilizar el hidrógeno como combustible verde, es necesaria una inversión en el proceso de hidrólisis, ya que, actualmente, sólo el 5 % de este gas es producido mediante ese proceso. El resto corresponde a hidrógeno gris o azul, los cuales conllevan emisiones y generación de dióxido de carbono. Actualmente, la planta de hidrógeno verde más grande es capaz de producir ocho toneladas al día, contando con un total de 128 millones de toneladas al año de hidrógeno de todas las nomenclaturas, del cual el hidrógeno verde supone entre 3,8 y 6,4 millones de toneladas.

Las emisiones y costes más relevantes de este combustible son las referentes a su transporte:



Transporte por tubería de hidrógeno



Transporte mediante camión

Para suministrar el depósito en uso en combustión:

*Emisiones de transporte camión líquido 1000km =*

$$= \frac{7.669 \text{ gCO}_2}{\text{kg H}_2} * 16.000 \text{ m}^3 \text{ H}_2 * 42 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} = 5.153 \text{ ton CO}_2 \text{ emitidos}$$

*Emisiones de transporte camión gas 1000km =*

$$= \frac{4.844 \text{ gCO}_2}{\text{kg H}_2} * 16.000 \text{ m}^3 \text{ H}_2 * 42 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} = 3.255 \text{ ton CO}_2 \text{ emitidos}$$

*Emisiones de transporte tubería 1000km =*

$$= \frac{595 \text{ gCO}_2}{\text{kg H}_2} * 16.000 \text{ m}^3 \text{ H}_2 * 42 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} = 399,84 \text{ ton CO}_2 \text{ emitidos}$$

Para un uso en pilas de combustible:

$$\text{Emisiones de transporte camión líquido 1000km} = \frac{7.669 \text{ gCO}_2}{\text{kg H}_2} * 50 \text{ kg H}_2$$

$$= 383 \text{ kg CO}_2 \text{ emitidos}$$

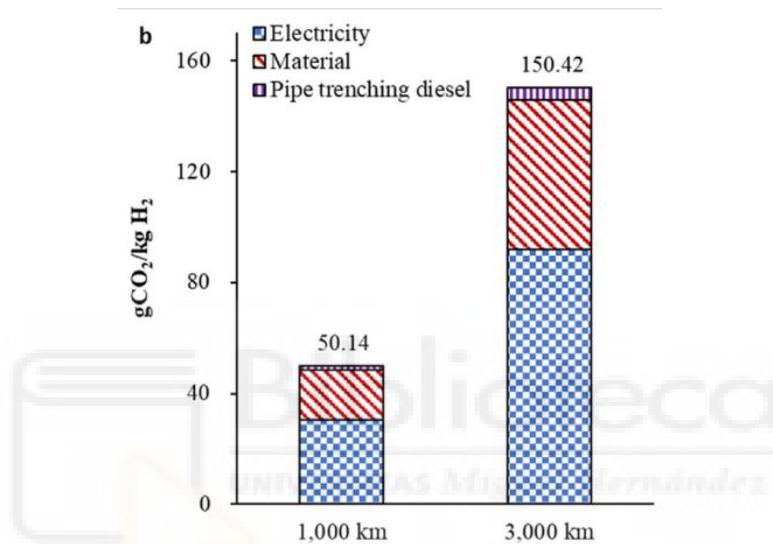
$$\text{Emisiones de transporte camión gas 1000km} = \frac{4.844 \text{ gCO}_2}{\text{kg H}_2} * 50 \text{ kg H}_2$$

$$= 242 \text{ kg CO}_2 \text{ emitidos}$$

$$\begin{aligned} \text{Emisiones de transporte tubería } 1000\text{km} &= \frac{595 \text{ gCO}_2}{\text{kg H}_2} * 50 \text{ kg H}_2 \\ &= 29 \text{ kg CO}_2 \text{ emitidos} \end{aligned}$$

Como podemos ver, la forma más sostenible de transportar el hidrógeno es mediante tubería, por encima del uso de camión, ya sea en forma líquida o gaseosa.

En cuanto a transporte mediante tuberías de amoniaco:



$$\begin{aligned} \text{Emisiones de transporte tubería NH}_3 \text{ } 1000\text{km en pila} &= \frac{50,14 \text{ gCO}_2}{\text{kg H}_2} * 50 \text{ kg H}_2 \\ &= 2,5 \text{ kg CO}_2 \text{ emitidos} \end{aligned}$$

*Emisiones de transporte tubería NH3 1000km en combustión*

$$= \frac{50,14 \text{ gCO}_2}{\text{kg H}_2} * 16.000 \text{ m}^3 \text{ H}_2 * 42 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} = 33.694 \text{ kg CO}_2 \text{ emitidos}$$

Sus emisiones de transporte son menores que en las tuberías de hidrógeno. El valor es nombrado como “H2” debido al uso del amoniaco como conversor a hidrógeno.

Pese al alto potencial descarbonizante del hidrógeno, su uso en barcos todavía avanza a pasos lentos. Únicamente ferris y catamaranes de pequeña capacidad están apostando por su uso, ya que su escasa infraestructura y sus altos costes de transporte no impulsa su

inversión. La demanda de buques de hidrógeno únicamente ha aumentado un 0,3 % en la franja entre 2021 y 2023.

No obstante, más allá del sector marítimo, encontramos inversiones en hidrógeno verde que podrían repercutir y facilitar su entrada al mundo de los portacontenedores. Empresas como Cepsa, Iberdrola, Enagás, Endesa, Naturgy, Fertiberia, ArcelorMittal, Repsol o DH2 Energy apuestan por esta fuente de energía, con inversiones de hasta 15.000.000 de euros y subvenciones de hasta 200 millones de euros, y proyectos de valles de hidrógeno y la creación de un corredor verde que conecte el norte y sur de Europa están siendo llevados a cabo.

El hidrógeno cuesta alrededor de 25\$ por kilogramo y su transporte también supone unos costes notables.

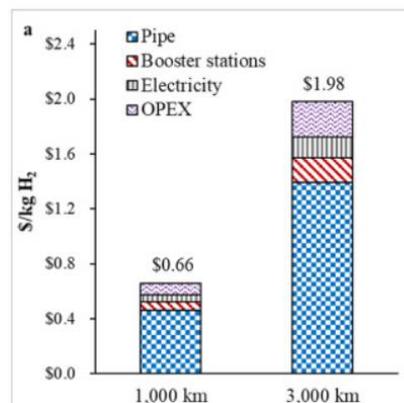
El precio de llenado de nuestro tanque de 16.000 m3 consistiría en:

$$\text{Precio llenado} = \frac{25\$}{\text{kg H}_2} * 16.000 \text{ m}^3 \text{ H}_2 * 42 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} = 16.800.000 \$$$

Mientras que para el uso en pilas:

$$\text{Precio llenado} = \frac{25\$}{\text{kg H}_2} * 50 \text{ kg} = 1.250 \$$$

De la misma forma que para las emisiones, podemos hallar su coste según el tipo de transporte:

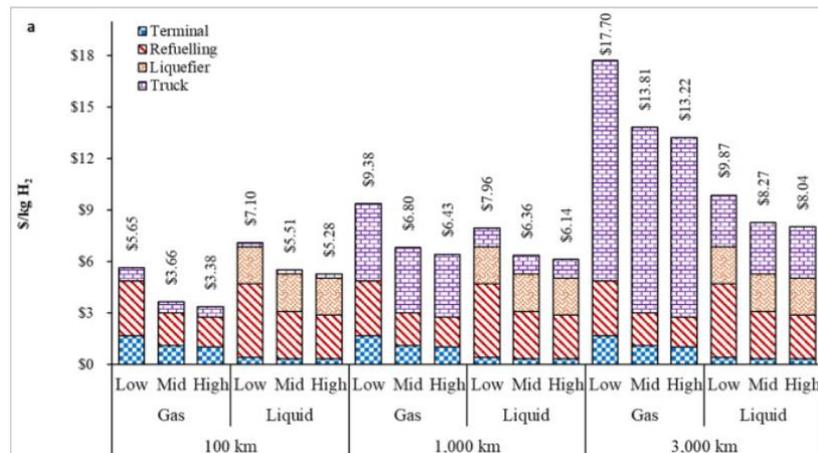


Transporte por tubería de hidrógeno

$$\text{Costes de transporte tubería H}_2 \text{ 1000km en pila} = \frac{0.66\$}{\text{kg H}_2} * 50 \text{ kg H}_2 = 33 \$$$

Costes de tubería H2 1000km en combustión =

$$= \frac{0.66\$}{kg H2} * 16.000 m3 H2 * 42 \frac{kg}{m3} = 443.520 \$$$



Transporte por camión (low, mid and high dependen de la demanda)

Para el uso en pilas:

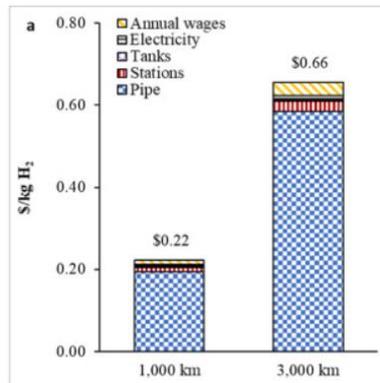
$$\text{Coste de transporte camión líquido 1000km} = \frac{6,36 \$}{kg H2} * 50 kg H2 = 318 \$$$

$$\text{Coste de transporte camión gas 1000km} = \frac{6,80 \$}{kg H2} * 50 kg H2 = 340 \$$$

Para el uso en combustión:

$$\begin{aligned} \text{Coste de transporte camión líquido 1000km} &= \frac{6,36 \$}{kg H2} * 16.000 m3 H2 * 42 \frac{kg}{m3} \\ &= 4.273.920 \$ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Coste de transporte camión gas 1000km} &= \frac{6,80 \$}{kg H2} * 16.000 m3 H2 * 42 \frac{kg}{m3} \\ &= 4.569.600 \$ \end{aligned}$$



Transporte por tubería de amoniaco

*Costes de transporte tubería NH3 1000km combustión =*

$$= \frac{0.22\$}{kg H2} * 16.000 m3 H2 * 42 \frac{kg}{m3} == 147.840 \$$$

$$Costes de transporte tubería NH3 1000km pila = \frac{0.22\$}{kg H2} * 50 kg H2 = 11 \$$$

#### 4.1.4. Electricidad

Actualmente, está siendo construido el que será el ferry de batería eléctrica más grande, el cual tendrá 130 metros de longitud y estará suministrada por baterías de hasta 40 MWh de potencia. Este sistema de baterías y suministro eléctrico será cuatro veces más grande que los usados convencionalmente en otro tipo de barcos eléctricos. Usará una configuración de propulsión waterjet de ocho e-motores diseñada por Wärsilä, con una autonomía estimada en cien kilómetros con carga completa.

Con el fin de compensar el elevado peso de las baterías, el barco estará confeccionado con aluminio.

Estará operado por la empresa Buquebus, y servirá de transporte para 2.100 pasajeros y 225 vehículos entre Argentina y Uruguay.



Barco eléctrico planificado para 2025 por la empresa Buquebus..

Las emisiones de producción relativas a este tipo de barco dependen en gran medida de la fuente de energía aplicada. En Argentina, nación correspondiente a la empresa Buquebus, de los 42.927 MW instalados en 2022, sólo el 11,79% tiene origen renovable, es decir, 5.062 MW.

De estos números, encontramos que las fuentes de generación más usadas son la hidroeléctrica, con un 25,24 %, y la quema de hidrocarburos, con un 58,88 %. Dentro de este 58,88 %, se engloba el ciclo combinado (31,45%), la turbina de gas (13,58%), el turbo vapor (9,9 %) y el motor diésel (3,95 %). Por último, encontramos la energía nuclear, a la que le corresponde un 4,09 %.

Para estimar el valor de emisiones conllevadas en el llenado de dichas baterías, usaremos el coeficiente de emisión de cada una de las fuentes de energía argentinas y lo promediaremos al valor de las baterías.

Las emisiones relativas al ciclo combinado dependen de su materia de entrada, siendo en el caso del gas natural unas 0,37 ton CO<sub>2</sub>e/MWh, y 0,95 con el uso de carbón. Por ello, promediamos en 0,66 las emisiones de este tipo de generación. La turbina de gas también varía según su combustible, siendo de nuevo el caso del gas natural de 0,84 ton CO<sub>2</sub>e/MWh, y 1,12 para el uso de gasóleo, por lo que de nuevo promediamos en 0,98 ton CO<sub>2</sub>e/MWh. La turbina de vapor tiene un valor de 0,9 ton CO<sub>2</sub>e/MWh, y el motor diésel de 0,68 ton CO<sub>2</sub>e/MWh.

Sabiendo que las baterías tienen una capacidad de 40 MWh, podemos promediar esta cantidad según los porcentajes de generación de electricidad:

Tipo de generación	% del total	MWh en baterías	Emisiones por MWh	Emisiones totales (ton CO2e/MWh)
Ciclo combinado	31,45	12,58	0,66	8,3
Turbina de gas	13,58	5,43	0,98	5,32
Turbina de vapor	9,9	3,96	0,9	3,56
Motor diésel	3,95	1,58	0,68	1,07
<b>TOTAL</b>	<b>58,88</b>	<b>40</b>		<b>18,25</b>

La demanda de barcos propulsados por baterías eléctricas ha aumentado un 10% en la franja entre 2021 y 2023. No obstante, estos motores estarán destinados únicamente a barcos de media y pequeña envergadura, ya que el peso de las baterías complica su transporte a bordo de un navío de gran tamaño.

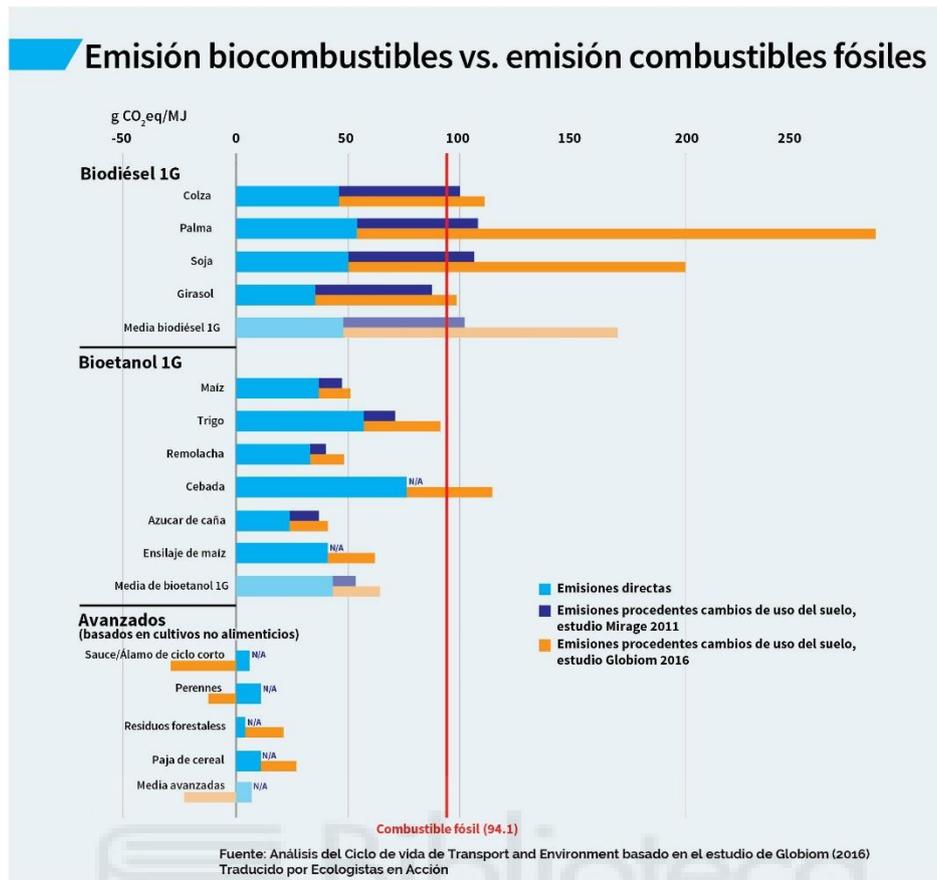
Actualmente, el precio del megavatio hora se encuentra a unos 26 €, por lo que el coste de llenado sería:

$$\text{Coste de llenado} = \frac{26 \text{ €}}{\text{MWh}} * 40 \text{ MWh} = 1.040 \text{ €}$$

#### 4.1.5. Biocombustibles

##### 4.1.5.1. Biodiésel

El biodiésel, pese a haber sido diseñado como una alternativa verde al diésel convencional, ha resultado ser un combustible contaminante lleno de controversia. Según Ecologistas en Acción, el uso de esta fuente de energía es un retroceso respecto a su contraparte fósil, según se puede apreciar en la siguiente imagen:



Emisiones totales de biodiésel y otros biocombustibles según su producción. El biodiésel de palma triplica a su contraparte fósil, mientras que la soja la duplica.

Según este gráfico de barras, el uso de biodiésel y bioetanol proveniente de cultivos energéticos, o biorresiduos de primera generación, supone unas altas emisiones, sobre todo en el caso del biodiésel, que supera a su contraparte fósil. El bioetanol, exceptuando el caso de la cebada, supone una leve mejora, mientras que los únicos que conllevan una mejora notable son los biocombustibles avanzados de segunda o tercera generación, ya que no suponen un uso de cultivos alimenticios. No obstante, son los biocombustibles de soja y palma los más usados en el mercado, con un 70 % del uso total.

Según la gráfica aportada por Ecologistas en Acción, basado en el estudio de Globiom, las emisiones medias del biodiésel están alrededor de 170 g CO<sub>2</sub>e/MJ.

En otro estudio, llamado **Producción e Impacto del Biodiésel: Una Revisión**, se listan las emisiones de este biocombustible, en un porcentaje comparado con el combustible fósil:

Agente contaminante de la atmósfera	Variación de emisiones	
	Durante la combustión (%)	Total (%)
CO	-46	-35
CH <sub>4</sub>	0	-3
N <sub>2</sub> O	0	-66
Hidrocarburos (sin incluir CH <sub>4</sub> )	-37	238
Hidrocarburos (no especificados)	0	-39
Hidrocarburos policíclicos aromáticos		-80
Hidrocarburos policíclicos aromáticos nitrogenados		-90
Benceno	0	-96
Formaldehído	0	-96
PM10	-68	-45
Partículas no especificadas	0	-25
SO <sub>x</sub>	-100	-8
NO <sub>x</sub>	9	13
HCL	0	14
HF	0	-16

En la imagen, se puede apreciar la reducción, en porcentaje, de la mayoría de contaminantes. No obstante, también es reseñable el gran aumento de hidrocarburos, pese a que, durante la combustión, prácticamente todas las emisiones sufren una reducción en comparación a su equivalente fósil.



La Biblioteca Nacional de Medicina de Estados Unidos elaboró una tabla con diferentes mezclas entre biodiésel, diésel y residuo de aceite de motor destilado (WDE):

Mixture ternary fuel blends for experimental fuel properties according to ASTM standards.

Run	WDEO	Petroleum diesel	Biodiesel	Density at 20 °C (g/cm <sup>3</sup> )	Viscosity at 40 °C (mm <sup>2</sup> /s)	Heating value (MJ/kg)	Flash point (°C)	Cetane number
1	0.00	0.00	1.00	0.8812	2.5991	39.61	146	51
2	1.00	0.00	0.00	0.8220	1.9934	41.90	58	43
3	0.00	1.00	0.00	0.8362	2.1633	42.63	54	41
4	0.50	0.00	0.50	0.8301	1.9926	42.60	60	42
5	0.50	0.50	0.00	0.8491	2.2955	41.03	103	47
6	0.00	0.50	0.50	0.8584	2.3655	41.13	101	46
7	0.66	0.17	0.17	0.8433	2.1392	42.46	77	44
8	0.17	0.66	0.17	0.8488	2.1823	42.56	73	43
9	0.33	0.34	0.33	0.8434	2.1945	41.12	84	44
10	0.17	0.17	0.66	0.8707	2.4156	40.99	124	47

En esta tabla, se hace mención al poder calorífico de dicha mezcla. En nuestro caso, usaremos la combinación de un tercio de biodiésel con un tercio de aceite de motor destilado y un tercio de diésel fósil, es decir, 41'12 MJ/kg.

En un portacontenedores de características similares al Maersk Triple E, un total de 16.000 metros cúbicos de diésel puede ser cargado. Dado que la densidad de nuestra mezcla es de 0'8434 g/cm<sup>3</sup> (843,4 kg/m<sup>3</sup>), podemos realizar el cálculo de emisiones total:

Variable	Valor
Emisiones biodiésel	170 g CO <sub>2</sub> e/MJ
Poder calorífico mezcla	41,12 MJ/kg
Capacidad tanque	16.000 m <sup>3</sup>
Densidad mezcla	843,4 kg/m <sup>3</sup>

$$\begin{aligned}
 \text{Emisiones totales} &= 170 \text{ g} \frac{\text{CO}_2\text{e}}{\text{MJ}} * 41,12 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}} * 16.000 \text{ m}^3 * 843,4 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \\
 &= 94.300 \text{ ton CO}_2 \text{ e}
 \end{aligned}$$

Las emisiones referentes a su transporte y carga (well-to-tank), son expresadas en la siguiente tabla:

Liquid Fuels	g CO <sub>2</sub> e/Litre	g CO <sub>2</sub> e/MJ (Net CV)
Pump Petrol (average biofuel blend) <sup>1</sup>	613.28	18.82
Pump Diesel (average biofuel blend) <sup>1</sup>	609.86	16.97
Bioethanol <sup>1</sup>	415.84	19.54
Biodiesel (RTFO average) <sup>1</sup>	363.33	10.97
Hydrogenated Vegetable Oil (HVO) <sup>1</sup>	351.78	10.25
Biodiesel (UCO) <sup>1</sup>	342.52	10.35

FUENTE: ZEMO PARTNERSHIP

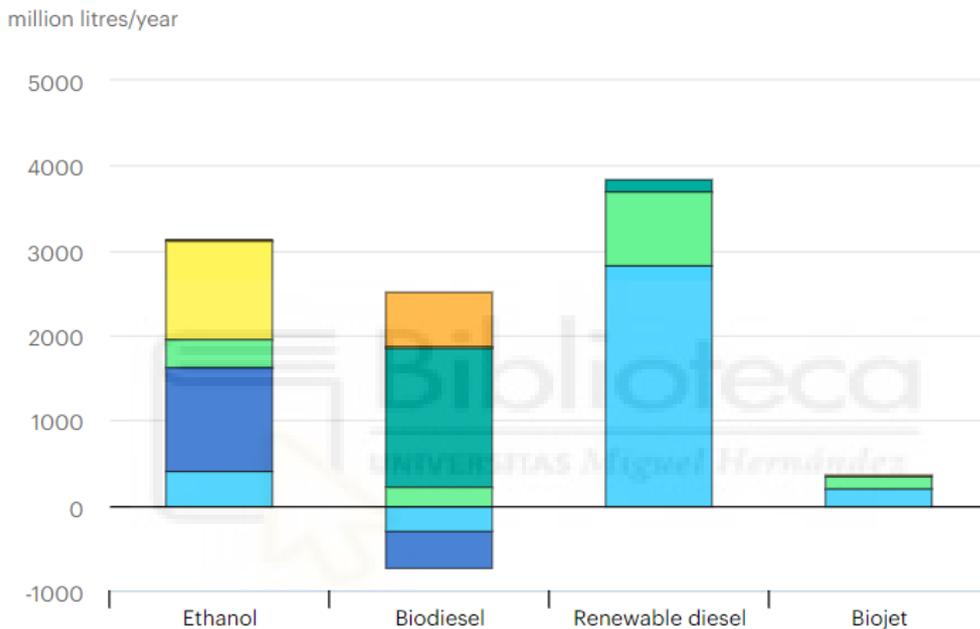
Dado que la densidad del biodiésel es de 0,8434 g/cm<sup>3</sup>, hallamos sus emisiones por kilogramo:

$$\text{g} \frac{\text{CO}_2\text{e}}{\text{kg}} = 363,33 \frac{\text{gCO}_2\text{e}}{\text{dm}^3} * \frac{1 \text{ cm}^3}{0,8434 \text{ g}} * \frac{1 \text{ dm}^3}{1000 \text{ cm}^3} * 1000 \frac{\text{g}}{\text{kg}} = 430,79 \frac{\text{kg CO}_2\text{e}}{\text{kg diesel}}$$

Para un tanque de 16.000 m<sup>3</sup>:

$$\begin{aligned}
 \text{Emisiones totales} &= 430,79 \frac{\text{kg CO}_2\text{e}}{\text{kg diesel}} * 16.000 \text{ m}^3 * 881 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \\
 &= 6.072.415 \text{ kg CO}_2\text{e} = 6.072 \text{ ton CO}_2\text{e}
 \end{aligned}$$

La demanda global de biodiésel aumentó alrededor de un 6%, o 9.100 millones de litros, entre el año 2021 y 2023. Para suplir esta demanda, se están impulsando normativas y ayudas para el diésel renovable, una alternativa más limpia.



IEA. Licence: CC BY 4.0

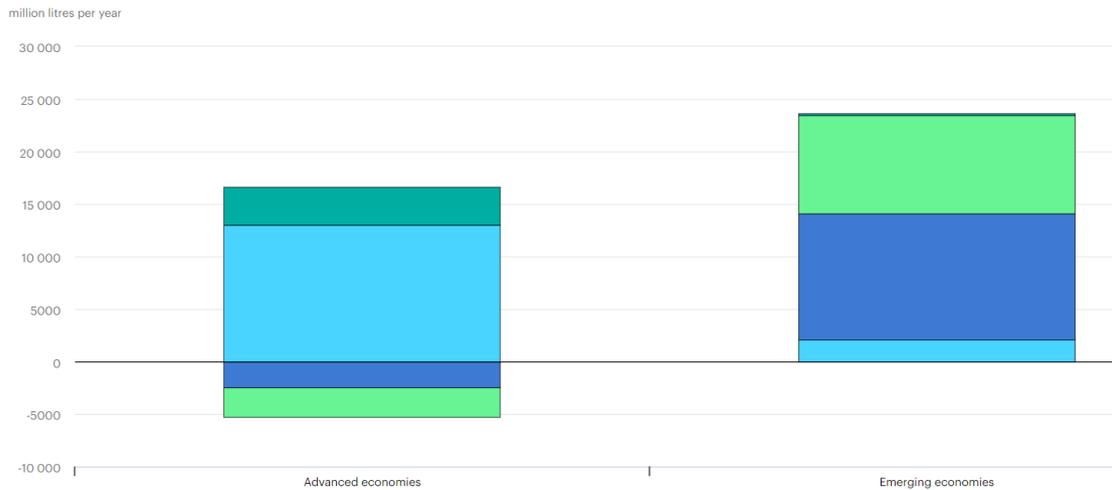
● United States ● Brazil ● Europe ● Indonesia ● India ● Rest of World

Crecimiento de la demanda de biocombustibles entre 2021 y 2022

El biodiésel ha perdido fuerza en muchas partes del mundo, aunque, en otras, sobre todo Indonesia, ha aumentado. Por otro lado, el diésel renovable y el etanol no sufrieron ninguna bajada de demanda en el año 2022.

En un rango de tiempo más amplio, encontramos:

Growth in biofuel demand in advanced and emerging economies by fuel, 2022-2027



Para el año 2027, se considera que la demanda de etanol y biodiesel disminuirán en los países más desarrollados, mientras que se elevará en gran medida en economías emergentes. Por otro lado, el diésel renovable aumenta en ambos mundos, aunque su tasa de crecimiento sea mucho mayor en países desarrollados.

Su precio se encuentra próximo a 1,64 €/litro. En nuestro tanque de 16.000 m<sup>3</sup>:

$$\text{Coste} = \frac{1.64 \text{ €}}{l} * 16.000.000 l = 26.240.000 \text{ €}$$

#### 4.1.5.2. Diésel renovable

Este combustible, pese a tener menores emisiones al medio ambiente que el biodiésel, comparte la problemática de los focos de producción. Si ha sido creado mediante cultivos energéticos de primera generación, su impacto ambiental será muy notable, mientras que, en caso de usar otro tipo de biorresiduos de segunda y tercera generación, su impacto será positivo.

Dado su carácter descarbonizante, este diésel suele ser producido con biorresiduos verdes, aunque en menor escala que el biodiésel. Sus características son iguales que las del diésel, por lo que se puede utilizar para llenar todo un depósito.

Debido a que su producción consiste en residuos, es considerado que las emisiones de todo el proceso son casi nulas o incluso negativas. No obstante, esto depende de las emisiones en el transporte.

Actualmente, la producción de diésel renovable anual consiste en 14,5 millones de metros cúbicos, equivalente a 39.700 metros cúbicos al día. Esta cantidad únicamente sería capaz de llenar nuestro tanque de 16.000 metros cúbicos dos veces. Por ello, es necesaria una expansión en la inversión de este tipo de biocombustible.

Cerca del 70% de este combustible fue producido con residuos orgánicos en 2021.

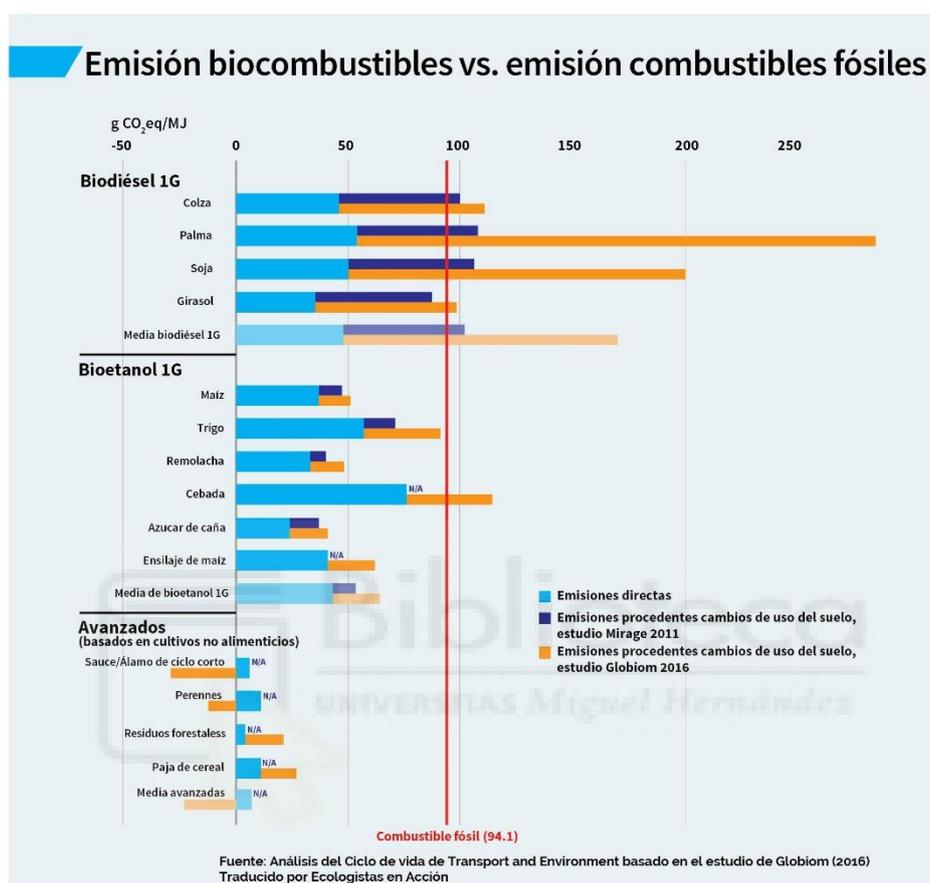
Se encuentra a aproximadamente 5,37 \$/galón.

$$Coste = \frac{5.37 \$}{galón} * \frac{1 galón}{0.0038 m^3} * 16.000 m^3 = 22.610.526 \$$$



### 4.1.5.3. Bioetanol

En la tabla de Ecologistas en Acción previamente mencionada, se hace referencia al etanol producido por biorresiduos de primer orden.



Se indica que las emisiones totales de este combustible son ligeramente inferiores a las del diésel fósil, exceptuando el producido mediante cebada, que las supera.

Este combustible tiene potencial como combustible para barcos, dado su alta densidad calorífica, su elevada producción a día de hoy y su compatibilidad con el biometanol, no obstante, la tecnología para su uso todavía no ha sido desarrollada. En un futuro, se espera que la demanda y consumo de este combustible aumenten.

Los costes rondan 0,5 \$/litro para biocombustibles de primera generación, y 1 \$/litro para los generados mediante material lignoceluloso.

## Lifecycle (Well-to-Wheels) Greenhouse Gas Emissions for Ethanol (grams of CO<sub>2</sub>-equivalent GHG per megajoule of energy)



**Corn Production = 22 g/MJ**

- Seed production
- Fertilizer production and use
- Chemical production and use
- Farm machinery energy use
- N<sub>2</sub>O/CO<sub>2</sub> emissions from soils
- Animal feed co-product credit (-12)
- Hypothetical land use change (7)

**Ethanol Production = 28 g/MJ**

- Energy use (natgas, electricity) by ethanol biorefinery
- Denaturant addition

**Ethanol Combustion = 0.3 g/MJ**

- Tailpipe CO<sub>2</sub> emissions are biogenic
- Minor tailpipe CH<sub>4</sub> and N<sub>2</sub>O emissions

**Corn Transport = 1.5 g/MJ**

- Energy use by trucks, trains, barges

**Ethanol Distribution = 1.5 g/MJ**

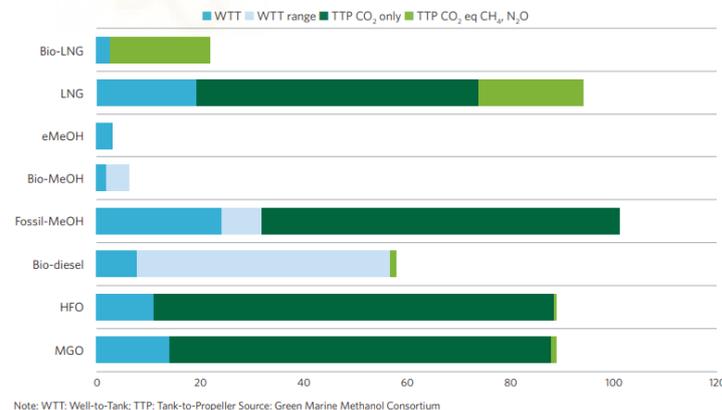
- Energy use by trucks, trains, barges
- Energy use by fuel blenders and retailers



Las emisiones por megajulio en el caso del bioetanol generado por cultivos energéticos consisten en casi la mitad que en la gasolina.

### 4.1.5.4. Metanol

Actualmente, se encuentran en uso más de dos docenas de barcos propulsados por metanol.

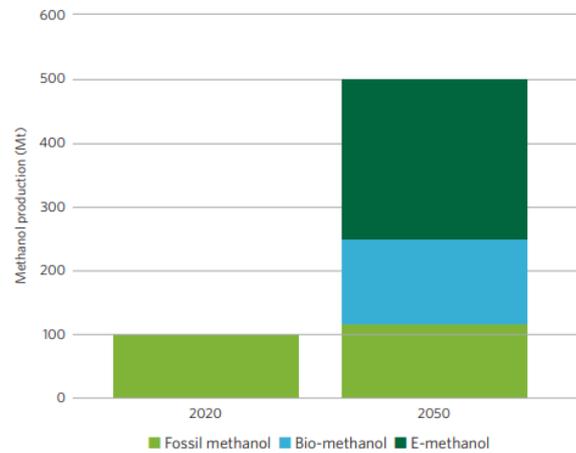


Emisiones totales de diferentes combustibles, en g CO<sub>2</sub>e/MJ

Fuente: Methanol Institute, *Marine Methanol, Future-Proof Shipping Fuel*

Las emisiones dependen mucho del tipo de metanol que se utilice. El metanol fósil, hecho mediante gas natural, posee unas emisiones de la magnitud del GNL. Por otro lado, el bio-metanol, fabricado con biorresiduos, y el e-metanol, sintetizado con hidrógeno y CO<sub>2</sub> capturado mediante una corriente de electricidad renovable, tienen unas emisiones muy bajas.

Actualmente, la mayor parte de metanol está producido con materiales fósiles, pero las alternativas se están desarrollando.



Producción de tipos de metanol en 2020 y expectativa para 2050.

El metanol puede usar la infraestructura existente para combustibles de origen fósil, tras unas pequeñas modificaciones.

Fuel type	LHV* [MJ/kg]	Volumetric energy density [GJ/m <sup>3</sup> ]	Storage pressure [bar]	Storage Temperature [°C]
MGO	42.7	36.6	1	20
LNG	50	23.4	1	-162
Methanol	19.9	15.8	1	20
Liquid ammonia	18.6	12.7	1/10	-34/20
Liquid hydrogen	120	8.5	1	-253
Compressed hydrogen	120	7.5	700	20

\*LHV: Lower heating value. Based on De Vries (2019)  
Source: IRENA

Utilizando los datos del metanol dados, calculamos las emisiones supuestas en una carga completa. Para el movimiento de un portacontenedores similar al Maersk Triple E, es usado un tanque de metanol de 16.000 metros cúbicos, el cual permitirá un viaje completo de Asia a Europa. Se usará una mezcla con diésel, no obstante, puede funcionar únicamente con metanol. Con esto:

Variable	Valor
Emisiones metanol fósil	110 g CO <sub>2</sub> e/MJ
Emisiones biometanol	9 g CO <sub>2</sub> e/MJ
Emisiones e-metanol	5 g CO <sub>2</sub> e/MJ
Poder calorífico mezcla	19,9 MJ/kg
Capacidad tanque	16.000 m <sup>3</sup>
Densidad mezcla	791,8 kg/m <sup>3</sup>

Para el caso de utilizar únicamente metanol como combustible, calculamos:

$$\begin{aligned}
 \text{Emisiones totales fósil} &= 110 \text{ g} \frac{\text{CO}_2\text{e}}{\text{MJ}} * 19,9 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}} * 16.000 \text{ m}^3 * 791,8 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \\
 &= 27.732 \text{ ton CO}_2 \text{ e}
 \end{aligned}$$

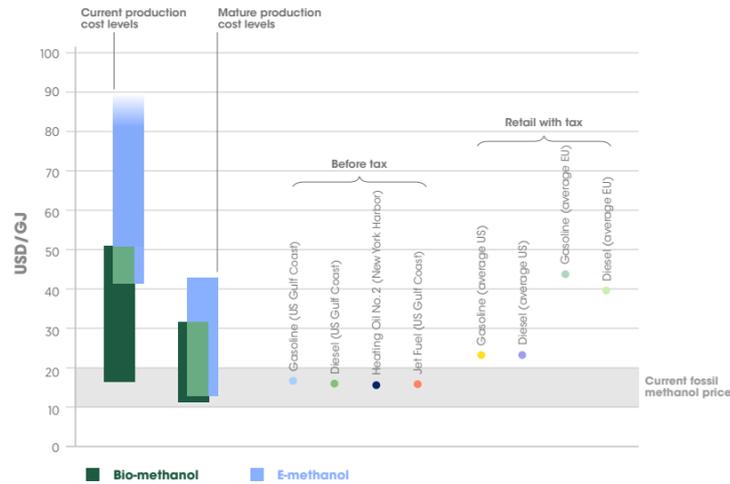
$$\begin{aligned}
 \text{Emisiones totales bio} &= 9 \text{ g} \frac{\text{CO}_2\text{e}}{\text{MJ}} * 19,9 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}} * 16.000 \text{ m}^3 * 791,8 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \\
 &= 2.268 \text{ ton CO}_2 \text{ e}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Emisiones totales e – metanol} &= 5 \text{ g} \frac{\text{CO}_2\text{e}}{\text{MJ}} * 19,9 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}} * 16.000 \text{ m}^3 * 791,8 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \\
 &= 1.260 \text{ ton CO}_2 \text{ e}
 \end{aligned}$$

El e-metanol es considerado uno de los combustibles del futuro en materia naval, gracias a que, al ser líquido a temperatura ambiente, es más sencillo de almacenar y transportar, a la vez que posee una huella de carbono muy baja.

Iberdrola y Foresa lideran el proyecto Green Umia, el cual posee un presupuesto de 40 millones de euros y proveerá de 2.900 toneladas al año de metanol verde. Además, Cepsa y C2X construirán en el puerto de Huelva una planta de metanol verde con una producción anual de 300.000 toneladas y una inversión de hasta 1.000 millones de euros. Gracias a construirla en suelo portuario, evitarán cualquier emisión difusa correspondiente al transporte.

Proyectos como estos están alzando la voz en numerosos lugares del mundo, lo que deja intuir que la producción de este combustible aumentará en gran medida en los próximos años. Se cree que, para 2050, la demanda de metanol podría triplicarse.



FUENTE: IRENA, INNOVATION OUTLOOK: RENEWABLE METHANOL

$$\begin{aligned} \text{Coste producción fósil min} &= 10 \frac{\$}{\text{GJ}} * 16.000 \text{ m}^3 * 0,0199 \frac{\text{GJ}}{\text{kg}} * 798 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \\ &= 2.540.832 \$ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Coste producción fósil max} &= 41 \frac{\$}{\text{GJ}} * 16.000 \text{ m}^3 * 0,0199 \frac{\text{GJ}}{\text{kg}} * 798 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \\ &= 10.417.411,2 \$ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Coste producción bio min} &= 17 \frac{\$}{\text{GJ}} * 16.000 \text{ m}^3 * 0,0199 \frac{\text{GJ}}{\text{kg}} * 798 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \\ &= 4.319.414,4 \$ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Coste producción bio max} &= 51 \frac{\$}{\text{GJ}} * 16.000 \text{ m}^3 * 0,0199 \frac{\text{GJ}}{\text{kg}} * 798 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \\ &= 12.958.243,2 \$ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Coste producción e min} &= 41 \frac{\$}{\text{GJ}} * 16.000 \text{ m}^3 * 0,0199 \frac{\text{GJ}}{\text{kg}} * 798 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \\ &= 10.417.411,2 \$ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Coste producción e max} &= 89 \frac{\$}{\text{GJ}} * 16.000 \text{ m}^3 * 0,0199 \frac{\text{GJ}}{\text{kg}} * 798 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \\ &= 22.613.404,8 \$ \end{aligned}$$

Igualmente, se consideran los siguientes rangos cuando la industria haya madurado:

$$\begin{aligned} \text{Coste producción bio min} &= 11 \frac{\$}{\text{GJ}} * 16.000 \text{ m}^3 * 0,0199 \frac{\text{GJ}}{\text{kg}} * 798 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \\ &= 2.794.915,2 \$ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Coste producción bio max} &= 32 \frac{\$}{\text{GJ}} * 16.000 \text{ m}^3 * 0,0199 \frac{\text{GJ}}{\text{kg}} * 798 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \\ &= 8.130.662,4 \$ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Coste producción e min} &= 13 \frac{\$}{\text{GJ}} * 16.000 \text{ m}^3 * 0,0199 \frac{\text{GJ}}{\text{kg}} * 798 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \\ &= 3.303.081,6 \$ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Coste producción e max} &= 43 \frac{\$}{\text{GJ}} * 16.000 \text{ m}^3 * 0,0199 \frac{\text{GJ}}{\text{kg}} * 798 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \\ &= 10.925.577,6 \$ \end{aligned}$$

En Europa, el precio de metanol por tonelada métrica ronda los 392 \$/ton. El biometanol rondará los 700-900 \$/ton, y el e-metanol llegará a los 1.200-1.600 \$/ton.

$$\text{Coste fósil} = 392 \frac{\$}{\text{ton}} * 16.000 \text{ m}^3 * 0,798 \frac{\text{ton}}{\text{m}^3} = 5.005.026$$

$$\text{Coste bio min} = 700 \frac{\$}{\text{ton}} * 16.000 \text{ m}^3 * 0,798 \frac{\text{ton}}{\text{m}^3} = 8.937.600$$

$$\text{Coste bio max} = 900 \frac{\$}{\text{ton}} * 16.000 \text{ m}^3 * 0,798 \frac{\text{ton}}{\text{m}^3} = 11.491.200$$

$$\text{Coste e min} = 1.200 \frac{\$}{\text{ton}} * 16.000 \text{ m}^3 * 0,798 \frac{\text{ton}}{\text{m}^3} = 15.321.600$$

$$\text{Coste e max} = 1.600 \frac{\$}{\text{ton}} * 16.000 \text{ m}^3 * 0,798 \frac{\text{ton}}{\text{m}^3} = 20.428.800$$

En cuanto a su uso en pilas, apreciamos que, gracias a su densidad energética, necesitan menos que la décima parte del hidrógeno puro para producir una misma cantidad de energía.

En el caso del barco MS Alsterwasser previamente mencionado, suministrado por hidrógeno puro para su uso en pila y motor eléctrico, el equivalente para los 50 kg de

carga de combustible sería de apenas cuatro kilogramos y medio. Lo que, llevado a los cálculos previos de costes y emisiones:

$$\text{Coste } e \text{ min} = 1.200 \frac{\$}{\text{ton}} * 0.0045 \text{ ton} = 5,4 \$$$

$$\text{Coste } e \text{ max} = 1.600 \frac{\$}{\text{ton}} * 0.0045 \text{ ton} = 7,2 \$$$

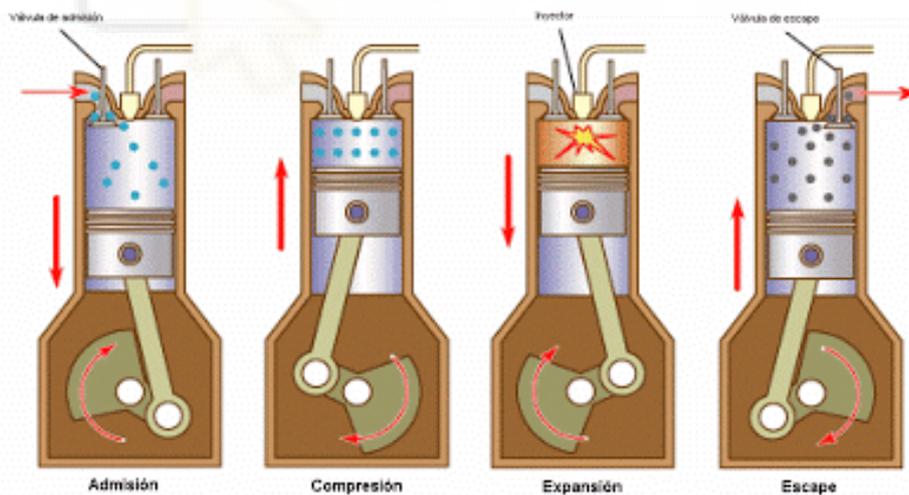
Es considerado el e-metanol por ser el más sostenible, ya que es lo que impera en estos casos.

$$\text{Emisiones totales } e - \text{ metanol} = 5 \text{ g} \frac{\text{CO}_2e}{\text{MJ}} * 19,9 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}} * 4,5 \text{ kg} = 447 \text{ g CO}_2e$$

## 4.2. Cálculo de autonomía

### 4.2.1. Combustión en motor

Se aplica un modelo de motor operante en ciclo diésel.



© 2007 Enciclopedia británica, Inc.

El ciclo diésel es el más utilizado por barcos, y en él pueden ser combustionados otras fuentes de energía tales como el GNL o el metanol.

El ciclo, expresado en el gráfico superior, consta de cuatro partes:

1-2: Succión del combustible. Proceso sin modificación de presión, pero aumento de volumen correspondiente a la bajada del pistón.

2-3: Las válvulas son cerradas y se realiza la compresión del aire, lo que aumenta la presión a la vez que disminuye el volumen debido al ascenso del pistón.

3-4: Se añade el combustible, y la combustión se produce a altas temperaturas. La presión se mantiene constante debido al aumento de volumen.

4-5: La expansión toma lugar, provocando el movimiento del pistón y la generación de potencia.

5-2: Se expulsa el gas combustionado.

Para el caso de los motores duales, tiene la característica de comprimir primero el combustible, como en el caso del ciclo diésel, para posteriormente ser combustionado mediante una chispa, al igual que los ciclo Otto.

Para modelizar y calcular los flujos utilizados en el motor y, con ello, la autonomía en un mismo depósito, se utiliza el software EES.

Las ecuaciones aplicadas son las siguientes:

$$y = 0,6$$

$$x = 0,4$$

$$\eta_m = 0,55$$

$$W_i = \frac{31000}{\eta_m} \text{ kW}$$

$$V = 16000 \text{ [m}^3\text{]}$$

Es denominado “y” a la correspondiente concentración de combustible en la mezcla con diésel, y “x” a la concentración de este combustible fósil.

$\eta_m$  es el rendimiento mecánico, que relaciona las pérdidas entre la potencia otorgada por el motor y la transmitida al eje. Es estimada en 0'55, al ser así generalmente en este tipo de motores. Dado que la potencia al eje del Maersk Triple E es de 31.000 kW, según sus características, la potencia del motor es hallada dividiendo este valor del eje entre dicho rendimiento, dando un valor de 56.300 kW.

Es usado un valor estándar de un depósito de combustible a bordo de 16.000 m<sup>3</sup>.

$$\rho_{\text{diesel}} = 850 \text{ kg/m}^3$$

$$V_{\text{comb}} = \frac{V}{2}$$

$$V_{\text{diesel}} = \frac{V}{2}$$

$$\rho_{\text{comb}} = \frac{m_{\text{tanque;comb}}}{V_{\text{comb}}}$$

$$\rho_{\text{diesel}} = \frac{m_{\text{tanque;diesel}}}{V_{\text{diesel}}}$$

La densidad del diésel consiste en 850 kg/m<sup>3</sup>.

Es considerado que el volumen de cada tanque será la mitad de la capacidad original, es decir, 8.000 m<sup>3</sup> cada uno. El fin de esta metodología es el análisis efectivo de la autonomía de cada combustible respecto a una misma base.

Aplicando la fórmula de la densidad correspondiente a cada combustible, hallamos la masa de cada tanque.

$$PC_d = 44 \text{ [MJ/kg]}$$

$$\eta_{T;\text{diesel}} = 0,4$$

$$\eta_{T;\text{diesel}} = \frac{W_{id}}{Q_{\text{diesel}}}$$

$$\eta_{T;\text{comb}} = \frac{W_{ic}}{Q_{\text{comb}}}$$

$$W_{id} + W_{ic} = W_i$$

$$Q_{\text{comb}} = m_c \cdot PC$$

$$Q_{\text{diesel}} = m_{cd} \cdot PC_d$$

$$Q_{\text{total}} = m_c \cdot PC \cdot y + m_{cd} \cdot PC_d \cdot x$$

$$\frac{m_c}{m_{cd}} = \frac{y}{x}$$



El poder calorífico del diésel es 44 MJ/kg, y su rendimiento térmico consiste en un 40%. Con esto, y los datos del combustible correspondiente, hallamos el calor transferido en el interior del motor de cada uno de los componentes mezclados y su potencia correspondiente.

Con el calor transferido hallado, usamos el poder calorífico del combustible correspondiente para hallar su flujo másico de entrada al motor.

$$\text{Autonomía}_{\text{comb}} = \frac{m_{\text{tanque;comb}}}{m_c \cdot \frac{3600}{1000}} \text{ h}$$

$$\text{Autonomía}_{\text{diesel}} = \frac{m_{\text{tanque;diesel}}}{m_{cd} \cdot \frac{3600}{1000}} \text{ h}$$

$$\text{Días}_{\text{comb}} = \frac{\text{Autonomía}_{\text{comb}}}{24}$$

$$\text{Días}_{\text{diesel}} = \frac{\text{Autonomía}_{\text{diesel}}}{24}$$

Hallado el flujo de combustible de entrada al motor por unidad de tiempo, realizamos la división del volumen de carga de dicho componente entre su flujo de uso, hallando con ello la autonomía en horas, y, dividiendo entre 24, en días.

El cálculo es realizado para seis proporciones de combinación diferentes, obteniendo los siguientes resultados. Para los casos de combustible mezclado, obtenemos dos tiempos de autonomía: uno referente al diésel, y otro al componente renovable, ya que se consideran dos tanques separados, de un volumen equivalente a su porcentaje de uso respecto al tanque de 16.000 m<sup>3</sup>. El fin de esta metodología es la comparación de autonomía y necesidades de carga entre combustibles, ya que, en un caso real, se modificarían los volúmenes para conseguir resultados óptimos según cada caso.

100% de uso de combustible alternativo:

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	$\eta_T$	PC [MJ/kg]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]	m [kg]	mc [g/s]	Qsum [kW]	Autonomía [h]	Días	
GNL	Run 1	0,4	55	431	6,896E+06	2562	140909	747,7	31,15
bioGNL	Run 2	0,4	55	431	6,896E+06	2562	140909	747,7	31,15
H <sub>2</sub>	Run 3	0,5	130	70,9	1,134E+06	867,1	112727	363,4	15,14
NH <sub>3</sub>	Run 4	0,36	18,8	626	1,002E+07	8328	156566	334,1	13,92
Biodiésel	Run 5	0,4	44	850	1,360E+07	3202	140909	1180	49,15
Diésel Ren.	Run 6	0,4	44	850	1,360E+07	3202	140909	1180	49,15
Etanol	Run 7	0,3	27	790	1,264E+07	6958	187879	504,6	21,02
Metanol	Run 8	0,4	22,7	790	1,264E+07	6207	140909	565,6	23,57

80% de combustible alternativo, 20 % de diésel:

	1.8	1	2	3	4	5	6	7	8
	$\eta_{T,comb}$	PC	$P_{comb}$	$Q_{comb}$	$Q_{diesel}$	Wic	Wid		
		[MJ/kg]							
GNL	Run 1	0,4	55	431	117424	23485	46970	9394	
bioGNL	Run 2	0,4	55	431	117424	23485	46970	9394	
H <sub>2</sub>	Run 3	0,5	130	70,9	105580	8934	52790	3573	
NH <sub>3</sub>	Run 4	0,36	18,8	626	94881	55516	34157	22206	
Biodiésel	Run 5	0,4	44	850	112727	28182	45091	11273	
Diésel Ren.	Run 6	0,4	44	850	112727	28182	45091	11273	
Etanol	Run 7	0,3	27	790	121745	49600	36524	19840	
Metanol	Run 8	0,4	22,7	790	94915	45994	37966	18398	

8	9	10	11	12	13	14	15
$m_{tanque,comb}$	$m_{tanque,diesel}$	mc	mcd	Autonomía <sub>comb</sub>	Autonomía <sub>diese</sub>	Días <sub>comb</sub>	Días <sub>diesel</sub>
		[kg/s]					
5,517E+06	2,720E+06	2135	533,7	717,8	1416	29,91	58,98
5,517E+06	2,720E+06	2135	533,7	717,8	1416	29,91	58,98
907520	2,720E+06	812,2	203	310,4	3721	12,93	155,1
8,013E+06	2,720E+06	5047	1262	441	598,8	18,38	24,95
1,088E+07	2,720E+06	2562	640,5	1180	1180	49,15	49,15
1,088E+07	2,720E+06	2562	640,5	1180	1180	49,15	49,15
1,011E+07	2,720E+06	4509	1127	622,9	670,3	25,96	27,93
1,011E+07	2,720E+06	4181	1045	671,8	722,8	27,99	30,12

60% de combustible alternativo, 40% diésel:

	1.8	1	2	3	4	5	6	7	8
	$\eta_{T,comb}$	PC	$P_{comb}$	$Q_{comb}$	$Q_{diesel}$	Wic	Wid		
		[MJ/kg]							
GNL	Run 1	0,4	55	431	91897	49012	36759	19605	
bioGNL	Run 2	0,4	55	431	91897	49012	36759	19605	
H <sub>2</sub>	Run 3	0,5	130	70,9	95490	21546	47745	8619	
NH <sub>3</sub>	Run 4	0,36	18,8	626	57274	89363	20618	35745	
Biodiésel	Run 5	0,4	44	850	84545	56364	33818	22545	
Diésel Ren.	Run 6	0,4	44	850	84545	56364	33818	22545	
Etanol	Run 7	0,3	27	790	76730	83361	23019	33345	
Metanol	Run 8	0,4	22,7	790	61473	79436	24589	31774	

8	9	10	11	12	13	14	15
$m_{tanque,comb}$	$m_{tanque,diesel}$	mc	mcd	Autonomía <sub>comb</sub>	Autonomía <sub>diese</sub>	Días <sub>comb</sub>	Días <sub>diesel</sub>
		[kg/s]					
3,448E+06	6,800E+06	1671	1114	573,2	1696	23,88	70,66
3,448E+06	6,800E+06	1671	1114	573,2	1696	23,88	70,66
567200	6,800E+06	734,5	489,7	214,5	3857	8,937	160,7
5,008E+06	6,800E+06	3046	2031	456,6	930	19,03	38,75
6,800E+06	6,800E+06	1921	1281	983	1475	40,96	61,44
6,800E+06	6,800E+06	1921	1281	983	1475	40,96	61,44
6,320E+06	6,800E+06	2842	1895	617,7	997	25,74	41,54
6,320E+06	6,800E+06	2708	1805	648,3	1046	27,01	43,59

50% de combustible alternativo, 50% diésel:

	1.8	1	2	3	4	5	6	7	8
		$\eta_{T,comb}$	PC [MJ/kg]	$P_{comb}$	$Q_{comb}$	$Q_{diesel}$	$W_{ic}$	$W_{id}$	
GNL	Run 1	0,4	55	431	78283	62626	31313	25051	
bioGNL	Run 2	0,4	55	431	78283	62626	31313	25051	
H <sub>2</sub>	Run 3	0,5	130	70,9	88708	30024	44354	12010	
NH <sub>3</sub>	Run 4	0,36	18,8	626	43485	101773	15655	40709	
Biodiésel	Run 5	0,4	44	850	70455	70455	28182	28182	
Diésel Ren.	Run 6	0,4	44	850	70455	70455	28182	28182	
Etanol	Run 7	0,3	27	790	59215	96498	17764	38599	
Metanol	Run 8	0,4	22,7	790	47956	92954	19182	37181	

8	9	10	11	12	13	14	15
$m_{tanque,comb}$	$m_{tanque,diesel}$	mc [kg/s]	mcd	Autonomía <sub>comb</sub>	Autonomía <sub>diesel</sub>	Días <sub>comb</sub>	Días <sub>diesel</sub>
3,448E+06	6,800E+06	1423	1423	672,9	1327	28,04	55,3
3,448E+06	6,800E+06	1423	1423	672,9	1327	28,04	55,3
567200	6,800E+06	682,4	682,4	230,9	2768	9,621	115,3
5,008E+06	6,800E+06	2313	2313	601,4	816,6	25,06	34,03
6,800E+06	6,800E+06	1601	1601	1180	1180	49,15	49,15
6,800E+06	6,800E+06	1601	1601	1180	1180	49,15	49,15
6,320E+06	6,800E+06	2193	2193	800,5	861,3	33,35	35,89
6,320E+06	6,800E+06	2113	2113	831	894,1	34,63	37,25

40% de combustible alternativo, 60% de diésel:

	1.8	1	2	3	4	5	6	7	8
		$\eta_{T,comb}$	PC [MJ/kg]	$P_{comb}$	$Q_{comb}$	$Q_{diesel}$	$W_{ic}$	$W_{id}$	
GNL	Run 1	0,4	55	431	64050	76860	25620	30744	
bioGNL	Run 2	0,4	55	431	64050	76860	25620	30744	
H <sub>2</sub>	Run 3	0,5	130	70,9	80167	40700	40084	16280	
NH <sub>3</sub>	Run 4	0,36	18,8	626	31948	112156	11501	44863	
Biodiésel	Run 5	0,4	44	850	56364	84545	22545	33818	
Diésel Ren.	Run 6	0,4	44	850	56364	84545	22545	33818	
Etanol	Run 7	0,3	27	790	44111	107826	13233	43130	
Metanol	Run 8	0,4	22,7	790	36061	104848	14425	41939	

8	9	10	11	12	13	14	15
$m_{\text{tanque,comb}}$	$m_{\text{tanque,diesel}}$	mc [kg/s]	mcd	Autonomía <sub>comb</sub>	Autonomía <sub>diese</sub>	Días <sub>comb</sub>	Días <sub>diesel</sub>
2,758E+06	8,160E+06	1165	1747	658	1298	27,42	54,07
2,758E+06	8,160E+06	1165	1747	658	1298	27,42	54,07
453760	8,160E+06	616,7	925	204,4	2450	8,516	102,1
4,006E+06	8,160E+06	1699	2549	654,9	889,2	27,29	37,05
5,440E+06	8,160E+06	1281	1921	1180	1180	49,15	49,15
5,440E+06	8,160E+06	1281	1921	1180	1180	49,15	49,15
5,056E+06	8,160E+06	1634	2451	859,7	924,9	35,82	38,54
5,056E+06	8,160E+06	1589	2383	884,1	951,2	36,84	39,63

20% de combustible alternativo, 80% de diésel:

1..8	1	2	3	4	5	6	7	
	$\eta_{T,comb}$	PC [MJ/kg]	$P_{comb}$	$Q_{comb}$	$Q_{diesel}$	Wic	Wid	
GNL	Run 1	0,4	55	431	33550	107359	13420	42944
bioGNL	Run 2	0,4	55	431	33550	107359	13420	42944
H <sub>2</sub>	Run 3	0,5	130	70,9	54116	73264	27058	29306
NH <sub>3</sub>	Run 4	0,36	18,8	626	13732	128551	4943	51420
Biodiésel	Run 5	0,4	44	850	28182	112727	11273	45091
Diésel Ren.	Run 6	0,4	44	850	28182	112727	11273	45091
Etanol	Run 7	0,3	27	790	19386	126369	5816	50548
Metanol	Run 8	0,4	22,7	790	16098	124811	6439	49925

8	9	10	11	12	13	14	15
$m_{\text{tanque,comb}}$	$m_{\text{tanque,diesel}}$	mc [kg/s]	mcd	Autonomía <sub>comb</sub>	Autonomía <sub>diese</sub>	Días <sub>comb</sub>	Días <sub>diesel</sub>
3,448E+06	6,800E+06	610	2440	1570	774,1	65,42	32,26
3,448E+06	6,800E+06	610	2440	1570	774,1	65,42	32,26
567200	6,800E+06	416,3	1665	378,5	1134	15,77	47,27
5,008E+06	6,800E+06	730,4	2922	1905	646,5	79,36	26,94
6,800E+06	6,800E+06	640,5	2562	2949	737,3	122,9	30,72
6,800E+06	6,800E+06	640,5	2562	2949	737,3	122,9	30,72
6,320E+06	6,800E+06	718	2872	2445	657,7	101,9	27,4
6,320E+06	6,800E+06	709,2	2837	2476	665,9	103,1	27,75

0% de combustible alternativo, 100% de diésel:

1..8	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	$\eta_{T,comb}$	PC [MJ/kg]	$P_{comb}$	$Q_{diesel}$	Wid	$m_{\text{tanque,diesel}}$	mcd	Autonomía <sub>diese</sub>	Días <sub>diesel</sub>	
GNL	Run 1	0,4	55	431	140909	56364	1,360E+07	3202	1180	49,15
bioGNL	Run 2	0,4	55	431	140909	56364	1,360E+07	3202	1180	49,15
H <sub>2</sub>	Run 3	0,5	130	70,9	140909	56364	1,360E+07	3202	1180	49,15
NH <sub>3</sub>	Run 4	0,36	18,8	626	140909	56364	1,360E+07	3202	1180	49,15
Biodiésel	Run 5	0,4	44	850	140909	56364	1,360E+07	3202	1180	49,15
Diésel Ren.	Run 6	0,4	44	850	140909	56364	1,360E+07	3202	1180	49,15
Etanol	Run 7	0,3	27	790	140909	56364	1,360E+07	3202	1180	49,15
Metanol	Run 8	0,4	22,7	790	140909	56364	1,360E+07	3202	1180	49,15

#### 4.2.2. Pilas de combustible

Para las pilas de combustible, aplicamos unos cálculos diferentes. Usando la capacidad de las baterías del buque eléctrico argentino, es decir, 40 MWh, y los siguientes datos referidos a la densidad energética de los combustibles:

Fuel type	Specific density [kg/m <sup>3</sup> ]	Gravimetric energy density [kWh/kg]	Volumetric energy density [kWh/m <sup>3</sup> ]	Storage pressure [MPa]	Storage temperature [°C]
Marine gas oil	900 kg/m <sup>3</sup>	12 kWh/kg	10800	0.1	20
Diesel	850 kg/m <sup>3</sup>	12.6 kWh/kg	10710	0.1	20
Kerosene	800 kg/m <sup>3</sup>	12 kWh/kg	9600	0.1	20
Ethanol	790 kg/m <sup>3</sup>	7.5 kWh/m <sup>3</sup>	5900	0.1	20
Gasoline	740 kg/m <sup>3</sup>	13 kWh/kg	9620	0.1	20
Methanol	790 kg/m <sup>3</sup>	6.2 kWh/kg	4900	0.1	20
LNG	424 kg/m <sup>3</sup>	13.9 kWh/kg	5900	0.1	-162
CH4 70 MPa	305 kg/m <sup>3</sup>	13.9 kWh/kg	4240	70	20
LNH3	717 kg/m <sup>3</sup>	5.2 kWh/kg	3730	1	-20
Liquid H2	70 kg/m <sup>3</sup>	33.6 kWh/kg	2350	1	-253
H2 20 MPa	14.5 kg/m <sup>3</sup>	33.6 kWh/kg	487	20	20
H2 35 MPa	24 kg/m <sup>3</sup>	33.6 kWh/kg	806	35	20
H2 70 MPa	42 kg/m <sup>3</sup>	33.6 kWh/kg	1411	70	20
H2 0.1 MPa	0.089kg/m <sup>3</sup>	33.6 kWh/kg	3	0.1	20

La eficiencia de las pilas de combustible suele estar en torno al 60%.

Para calcular la carga de combustible en buques, se aplica la siguiente fórmula, relacionando la energía contenida, la eficiencia y la capacidad de la batería:

$$V \text{ (m}^3\text{)} = \text{Capacidad batería (kWh)} / \text{Densidad energética volumétrica (kWh/m}^3\text{)}$$

Resultando en:

<b>COMBUSTIBLE</b>	<b>DENSIDAD ENERGÉTICA</b>	<b>VOLUMEN</b>	<b>VOLUMEN DE TANQUE PARA 8 HORAS (M3)</b>
Hidrógeno (35 MPa)	806	49,62	397
Hidrógeno licuado	2.350	17,02	136
Amoniaco	3.730	10,72	86
Etanol	5.900	6,78	54
Metanol	4.900	8,16	65
GNL	5.900	6,78	54

Vemos, con esto, que el hidrógeno puro posee una capacidad de almacenaje inferior al resto de alternativas. Por ello, están siendo fomentados los combustibles alternativos portadores de hidrógeno, más que el hidrógeno en sí.



## 5. CONCLUSIONES

Realizados los cálculos y análisis correspondientes, podemos clasificar y comparar los combustibles alternativos que están siendo introducidos en el sector marítimo.

Combustible		Autonomía (días, 50 % uso)	Autonomía (días, 100 % uso)	Emisiones (ton CO2e)	Coste	Previsión de coste
GNL		28	31	38.147	4.730.440	
bioGNL		28	31	1.554- 2.880	2.653.560- 12.509.640	
Metanol	Fósil	33	23	27.732	2.540.832- 5.081.664	
	bio			2.268	4.319.414- 12.958.243	2.794.915- 8.130.662
	e			1.260	10.417.411- 22.613.404	3.303.081- 10.925.577
Etanol		35	21	-	-	
Hidrógeno		10	15	8.463,8- 18.593	16.800.000	
Amoniaco		25	14	33 (transporte)	147.840 (transporte)	
Biodiésel		49	50	100.372	26.240.000	
Diésel Renovable		49	50	-	22.610.526	

Evaluando esta tabla, podemos deducir que, en materia de autonomía, el hidrógeno se queda atrás respecto a otras alternativas, dado su bajo índice de energía contenida por metro cúbico.

Los combustibles de precios más reducidos son aquellos que suponen un uso de fuentes de energía fósiles o equivalentes (como es el caso del biodiésel, alternativa igualmente contaminante), es decir, aquellos que suponen una mayor emisión de gases contaminantes. De forma opuesta, los precios más elevados los poseen el hidrógeno y el e-metanol, las dos alternativas que menos emisiones conllevan.

El etanol y el amoníaco no han sido incluidos en el estudio de costes y emisiones, dado que son tecnologías en fase muy temprana de desarrollo.

Por otro lado, el hidrógeno supone unas emisiones mayores a las esperadas, debido a la escasa infraestructura existente para su uso, lo que implica una mayor emisión de transporte, y la necesidad de una elevada compresión para su transporte.

Habiendo analizado las fases de desarrollo de cada uno de los combustibles, podemos resumirlas en la siguiente tabla:

Combustible		Consumo actual	Inversión
GNL		Medio	Muy creciente
bioGNL		Bajo. Combinación de alrededor del 20% junto a GNL fósil	Plantas de biometano muy crecientes. Puede utilizar la infraestructura desarrollada de GNL fósil
Metanol	Fósil	Medio. La gran mayoría de metanol utilizado es de este tipo	Creciente. Todas sus variantes son apreciadas por su uso como portador de hidrógeno para pilas.
	bio	Bajo	Creciente. Uso de materia orgánica como generador, lo que conlleva otras ventajas y sinergias
	e	Muy bajo	Creciente. Grandes proyectos de grandes empresas.
Etanol		Nulo en industria marítima. Se están valorando proyectos con bioetanol debido a su compatibilidad con el metanol	Decreciente en países desarrollados y creciente en países en vías de desarrollo. No obstante, podría aumentar dado su potencial no desarrollado como combustible naval
Hidrógeno		Bajo. Esencialmente es usado el hidrógeno gris	Creciente, principalmente para pilas de combustible.
Amoniaco		Nulo en sector naval.	Creciente, es valorado su uso como portador de hidrógeno para pilas.
Biodiésel		Elevado	Creciente en países en vías de desarrollo, decreciente en países desarrollados. Es una alternativa considerada muy contaminante.
Diésel Renovable		Bajo	Creciente, como sustitutivo al biodiésel.

Para el caso de las pilas de hidrógeno, por el momento su uso está reducido a embarcaciones de tamaño pequeño o mediano, dada la problemática relativa al tamaño de las baterías y coste de las fuentes de energía.

<b>COMBUSTIBLE</b>	<b>DENSIDAD ENERGÉTICA</b>	<b>VOLUMEN</b>	<b>VOLUMEN DE TANQUE PARA 8 HORAS (M3)</b>
Hidrógeno (35 MPa)	806	49,62	397
Hidrógeno licuado	2.350	17,02	136
Amoniaco	3.730	10,72	86
Etanol	5.900	6,78	54
Metanol	4.900	8,16	65
GNL	5.900	6,78	54

En este caso, se repite la problemática del hidrógeno puro y su escasa energía por unidad de volumen.

Analizados todos los parámetros a presente y futuro, podemos desarrollar los siguientes puntos:

- Para el caso de pilas de combustible, el metanol y el amoniaco pueden tener más valor que el hidrógeno puro.
- El biodiésel debe ser sustituido por diésel renovable, una alternativa más sostenible y, a largo plazo, más económica.
- El valor del bioGNL y biometanol radican en su potencial descarbonizador, no obstante, deben ser fomentados los proyectos que no requieran de cultivos energéticos, sino que apliquen residuos orgánicos. Su principal problemática es el uso de gran cantidad de materia, lo que podría indicar que, en un futuro, su producción no sea la suficiente.
- Pese a que los barcos desarrollados por GNL están encontrando múltiples proyectos, no deja de ser un combustible puente, el cual podría no cumplir las normativas europeas a medio plazo.

Por todo esto, y como modo de conclusión, es considerado que el amoniaco y metanol verdes deben ser desarrollados, no obstante, dado su alto precio y dificultades actuales, el uso de combustibles puente tales como el GNL, bioGNL o biometanol sea lo más adecuado.



## 6. BIBLIOGRAFÍA

Organización Marítima Internacional, Gases De Efecto Invernadero

UNCTAD (Conferencia De Las Naciones Unidas para Desarrollo y Comercio): Examen de Transporte Marítimo de 2022 y Examen de Transporte Marítimo de 2023

IEA (International Energy Agency): Global Gas Demand Set for Stronger Growth in 2024 Despite Heightened Geopolitical Uncertainty

CSIS (Center For Strategic And International Studies): Geopolitical Significance Of U.S. LNG

Germanischer Lloyd, Costs And Benefits Of LNG As Ship Fuel For Container Vessels, Key Results From A GL And MAN Joint Study

Wärtsilä: Hybrid Marine System

Acciona, El Hidrógeno Verde: La Energía Del Futuro Clave Para La Descarbonización.

ABS, Sustainability Whitepaper: Hydrogen As Marine Fuel, 2021

Biodiesel And Renewable Diesel, What's The Difference? Departament Of Agricultural And Consumer Economics, University Of Illinois

U.S Department Of Energy: Fuel Cells

GNL Global

Total Methane And CO<sub>2</sub> Emissions From Liquefied Natural Gas Carrier Ships: The First Primary Measurements.

Ship & Bunker: Benchmark Bunker Prices

Agencia Andaluza De La Energía. Consejería De Economía, Innovación Y Ciencia. Estudio Básico Del Biogás

EBA (European Biogas Association). New Record For Biomethane Production In Europe Shows EBA/GIE Biomethane Map 2022-2023

IEA (International Energy Agency): Indicative Shipping Fuel Cost Ranges.

Large-Scale Long-Distance Land-Based Hydrogen Transportation Systems: A Comparative Techno-Economic And Greenhouse Gas Emisión Assessment. Departamento De Ingeniería Mecánica, Universidad De Alberta.

E&M Combustión: Los Protagonistas Que Lideran Proyectos De Hidrógeno Verde En España.

Splash247: World's Largest Battery Vessel Gives Shipping A Glimpse Of Possible Electric Future

Aol, How Many Gallons Of Fuel Does A Container Ship Carry?

Zemo Partnership: Well-To-Tank

International Energy Agency: Transport Biofuels

Maritime Knowledge Centre, Bio-Ethanol As An Alternative Fuel For Vessels

Methanol Institute, Marine Methanol, Future-Proof Shipping Fuel

Irena, Innovation Outlook: Renewable Methanol

Statista: Monthly Methanol Spot Prices

S&P Global: Methanol, Chemical Economics Handbook

ENERGY.GOV, Office Of Energy And Renewable Energy, Fuel Cells