



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA Y REGULATORIA DEL GNL/BIO-GNL EN DISTINTOS TIPOS DE BUQUE Y TECNOLOGÍAS DE MOTOR

Autor: Juan Pérez Ariza

Director: Rafael Cossent Arín

Co-Director: Enrique Conde Rodríguez

Madrid

Julio de 2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **Viabilidad técnico económica y regulatoria del GNL/bio GNL en distintos tipos de buques y tecnologías de motor** de la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2025/26 es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Uso de Inteligencia Artificial¹

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

☒ He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, la Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

(indicar aquí el uso concreto que se ha hecho de la Inteligencia Artificial)

Se ha utilizado inteligencia artificial generativa únicamente como herramienta de apoyo en fases previas de elaboración del trabajo, principalmente para la generación de ideas, la organización de la estructura de la memoria y la síntesis inicial de posibles enfoques de redacción. El desarrollo, revisión crítica, selección de contenidos, cálculos, interpretación de resultados y redacción final han sido realizados de forma independiente por el autor.



Firmado (alumno): Juan Pérez Ariza

Fecha: 07/07/2026

¹ Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
Firmado digitalmente por COSSENT ARIN RAFAEL - 71434814B RAFAEL - 71434814B Fecha: 2026.07.07 20:52:56 +02'00'	
Fdo:	Fdo. ENRIQUE CONDE RODRIGUEZ
Fecha:	Fecha: 08/07/2026



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE GRADO

VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA Y REGULATORIA DEL GNL/BIO-GNL EN DISTINTOS TIPOS DE BUQUE Y TECNOLOGÍAS DE MOTOR

Autor: Juan Pérez Ariza

Director: Rafael Cossent Arín

Co-Director: Enrique Conde Rodríguez

Madrid

Agradecimientos

A mis padres y mi hermano.

VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA Y REGULATORIA DEL GNL/BIO GNL EN DISTINTOS TIPOS DE BUQUES Y TECNOLOGÍAS DE MOTOR

Autor: Pérez Ariza, Juan.

Director: Cossent Arín, Rafael.

Co-Director: Conde Rodríguez, Enrique

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este trabajo desarrolla una herramienta técnico-económica para optimizar la mezcla anual de combustibles en buques portacontenedores dual fuel GNL durante el periodo 2026–2050. El modelo minimiza el coste total descontado, incorporando coste de combustible, EU ETS y penalizaciones FuelEU Maritime. Los resultados muestran que FuelEU actúa como una medida fuertemente disuasoria: la solución óptima evita penalizaciones, mantiene el VLSFO en el mínimo técnico e introduce bio-GNL progresivamente a partir de 2040 para cumplir con los límites regulatorios.

Palabras clave: FuelEU Maritime, EU ETS, GNL, bio-GNL, portacontenedores, optimización, descarbonización marítima.

1. Introducción

El transporte marítimo internacional afronta un proceso de transformación profunda como consecuencia del endurecimiento de la regulación climática. En el ámbito europeo, dos instrumentos resultan especialmente relevantes para los armadores: FuelEU Maritime y la inclusión del transporte marítimo en el EU ETS. Mientras que el EU ETS introduce un coste económico asociado a las emisiones operacionales de gases de efecto invernadero, FuelEU Maritime exige una reducción progresiva de la intensidad Well-to-Wake de la energía utilizada a bordo.

En este contexto, los combustibles alternativos y de transición adquieren una importancia creciente. Entre ellos, el gas natural licuado, GNL, se ha consolidado como una opción relevante en determinados segmentos de la flota, especialmente en buques dual fuel. Sin embargo, su papel como combustible de transición depende de varios factores: el endurecimiento de los límites regulatorios, el *methane slip*, las emisiones Well-to-Tank asociadas a su cadena de suministro y la disponibilidad de alternativas renovables compatibles, como el bio-GNL.

El presente proyecto se centra en el análisis de buques portacontenedores dual fuel GNL, evaluando bajo qué condiciones resulta óptimo utilizar GNL fósil, bio-GNL y una fracción mínima de fuelóleo marítimo como combustible piloto. El objetivo no es diseñar un buque concreto, sino construir una herramienta de análisis que permita comparar estrategias de cumplimiento regulatorio y estimar su impacto económico durante el periodo 2026–2050.

2. Definición del proyecto

El proyecto consiste en desarrollar una herramienta de optimización técnico-económica que determine, para cada año del horizonte de análisis, la mezcla óptima de combustibles que minimiza el coste total descontado de operación. La herramienta considera tres combustibles: GNL fósil, bio-GNL y VLSFO como combustible piloto. La mezcla se define en términos energéticos, imponiendo una participación mínima del 5 % de fuelóleo marítimo para representar la necesidad de combustible líquido en motores dual fuel.

El análisis se aplica a cuatro combinaciones buque-ruta representativas del segmento portacontenedores: un portacontenedores oceánico, un *feeder*, un NeoPanamax y un portacontenedores regional mediterráneo. Estas combinaciones permiten capturar diferencias de tamaño, potencia instalada, distancia anual navegada y exposición al ámbito regulatorio europeo. Además, se estudian seis escenarios o sensibilidades: tres sensibilidades de precio basadas en CPS, STEPS y NZE, un caso de reducción de *methane slip*, una sensibilidad de factor Well-to-Tank alto del GNL fósil y una sensibilidad de factor Well-to-Tank bajo.

El objetivo del modelo es doble. En primer lugar, identificar la senda de mezcla óptima de combustibles bajo FuelEU Maritime y EU ETS. En segundo lugar, cuantificar el impacto económico de dicha estrategia mediante el coste de combustible, el coste regulatorio asociado al EU ETS, las posibles penalizaciones FuelEU y el valor actual neto del coste total.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

La herramienta desarrollada se estructura en cuatro bloques principales: datos de entrada, cálculo energético y ambiental, optimización económica y análisis de resultados. En el primer bloque se introducen las características de los combustibles, los factores de emisión, los precios proyectados, los parámetros de los buques, las rutas y los escenarios técnicos y económicos. En el segundo bloque se calcula la demanda energética anual de cada combinación buque-ruta, así como la intensidad Well-to-Wake de cada mezcla de combustibles.

A continuación, el modelo calcula el balance de conformidad FuelEU y las emisiones sujetas al EU ETS. FuelEU se formula como una penalización económica en caso de incumplimiento, mientras que el EU ETS se incorpora como un coste proporcional a las emisiones Tank-to-Wake cubiertas por el ámbito europeo. Finalmente, la herramienta minimiza el coste total descontado durante el periodo 2026–2050, incluyendo coste de combustible, coste EU ETS y penalización FuelEU.

La optimización se realiza anualmente mediante Solver de Excel, utilizando como variables de decisión los porcentajes energéticos de GNL fósil, bio-GNL y VLSFO. Las restricciones principales son que la suma de la mezcla sea igual al 100 %, que el VLSFO se mantenga al menos en el 5 % y que todos los porcentajes sean no negativos. La penalización FuelEU no se impone como restricción estricta, sino como parte de la función objetivo, lo que permite observar si al modelo le resulta más económico cumplir o asumir una sanción.

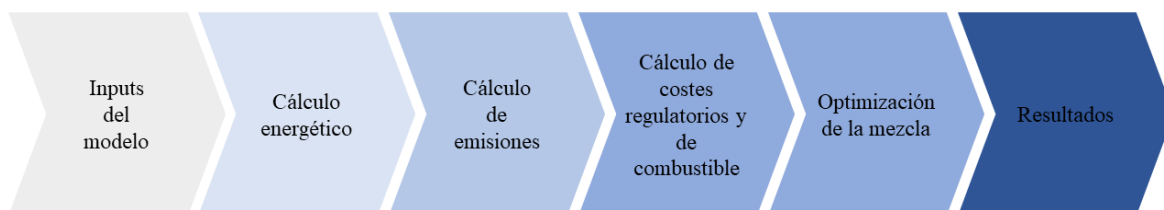


Ilustración 1 - Esquema general de funcionamiento de la herramienta

4. Resultados

Los resultados muestran, en primer lugar, que la mezcla óptima está dominada por el cumplimiento de FuelEU Maritime. En todos los casos analizados, la herramienta evita la penalización FuelEU, ya que resulta más económico introducir bio-GNL cuando es necesario que asumir el coste de incumplimiento. Esto confirma el carácter disuasorio de la regulación: FuelEU no se comporta como un coste recurrente con el que convivir, sino como un incentivo fuerte para reducir la intensidad climática de la mezcla energética.

En segundo lugar, el VLSFO permanece siempre en el mínimo técnico del 5 %. Este resultado se debe a que, bajo las hipótesis consideradas, el fuelóleo presenta un coste por unidad de energía superior al del GNL y una mayor carga contaminante. Por tanto, no existe incentivo económico ni regulatorio para aumentar su participación por encima del mínimo asociado al combustible piloto.

En tercer lugar, el GNL fósil desempeña un papel relevante como combustible de transición durante la primera parte del horizonte. En los escenarios principales, permite mantener el cumplimiento hasta aproximadamente 2040 sin necesidad de incorporar bio-GNL. Sin embargo, a medida que los límites FuelEU se endurecen, el GNL fósil deja de ser suficiente y el bio-GNL pasa a ser imprescindible para mantener la intensidad Well-to-Wake por debajo del límite regulatorio.

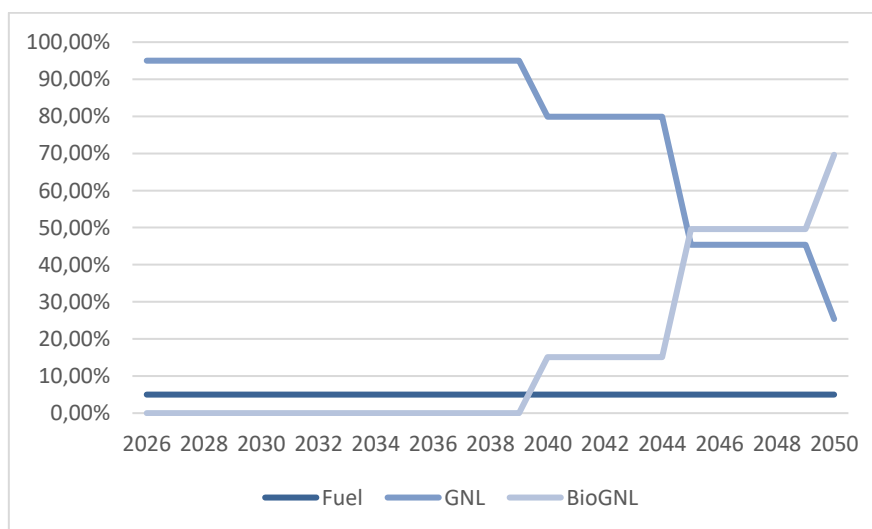


Ilustración 2 - Simulación del bucle completo de la etapa de frecuencias

5. Conclusiones

El trabajo permite extraer varias conclusiones principales.

Primero, FuelEU Maritime actúa como una regulación fuertemente disuasoria: bajo las hipótesis del modelo, la estrategia óptima evita siempre la penalización y ajusta la mezcla energética para cumplir con los límites de intensidad.

Segundo, el GNL fósil puede actuar como combustible de transición en buques dual fuel durante los primeros años del horizonte, pero su capacidad de cumplimiento se reduce a partir de 2040, cuando la entrada de bio-GNL se vuelve necesaria.

Tercero, la incertidumbre en la evolución de los precios de los combustibles afecta de forma significativa a los costes, pero no modifica materialmente la mezcla óptima. Esto indica que, en el modelo desarrollado, la composición de la mezcla está determinada principalmente por FuelEU, mientras que el coste total depende de la evolución de precios y del consumo energético del buque. Cuarto, la reducción del methane slip presenta un impacto económico limitado, mientras que el factor Well-to-Tank del GNL fósil tiene mayor influencia sobre la mezcla necesaria para cumplir.

Finalmente, el VLSFO queda limitado al mínimo técnico en el escenario optimizado. Aunque en la operación real pueden existir razones logísticas, de disponibilidad de GNL, autonomía o flexibilidad operativa que expliquen un mayor uso de fuelóleo, desde el punto de vista del modelo no resulta competitivo aumentar su participación. En conjunto, los resultados muestran que la descarbonización de buques dual fuel GNL dependerá de la combinación entre regulación, disponibilidad de bio-GNL, evolución de precios y reconocimiento de los factores de ciclo de vida en la normativa.

6. Referencias

[1] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, “Reglamento (UE) 2023/1805 relativo al uso de combustibles renovables y combustibles hipocarbónicos en el transporte marítimo,” Diario Oficial de la Unión Europea, L 234, pp. 48–100, 2023.

[2] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, “Directiva (UE) 2023/959 por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE en lo que respecta a la contribución del transporte marítimo al régimen de comercio de derechos de emisión,” Diario Oficial de la Unión Europea, 2023.

[3] DNV, Maritime Forecast to 2050: A deep dive into shipping’s decarbonization journey. Energy Transition Outlook 2025. DNV, 2025.

[4] International Energy Agency, Global Energy and Climate Model Documentation – 2025. Paris: IEA, 2025.

[5] European Commission, Directorate-General for Mobility and Transport, Guidelines for Reporting and Verification of Actual Methane Slip Tank-to-Wake Emission Factors. Brussels: European Commission, 2025.

[6] Transport & Environment, How much does LNG emit before it burns on a ship? Well-to-Tank Carbon Intensity of European LNG Imports. Brussels: Transport & Environment, 2024.

[7] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, “Directiva (UE) 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables,” Diario Oficial de la Unión Europea, L 328, pp. 82–209, 2018.

[8] International Maritime Organization, 2023 IMO Strategy on Reduction of GHG Emissions from Ships. London: IMO, 2023.

TECHNO-ECONOMIC AND REGULATORY FEASIBILITY OF LNG/BIO-LNG IN DIFFERENT SHIP TYPES AND ENGINE TECHNOLOGIES

Author: Pérez Ariza, Juan.

Supervisor: Cossent Arín, Rafael.

Co-Supervisor: Conde Rodríguez, Enrique

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project develops a techno-economic tool to optimize the annual fuel mix of LNG dual-fuel container ships over the period 2026–2050. The model minimizes the discounted total cost, incorporating fuel costs, EU ETS costs and FuelEU Maritime penalties. The results show that FuelEU acts as a strongly deterrent regulation: the optimal solution avoids penalties, keeps VLSFO at the technical minimum and progressively introduces bio-LNG from 2040 onwards to comply with regulatory limits.

Keywords: FuelEU Maritime, EU ETS, LNG, bio-LNG, container ships, optimization, maritime decarbonization.

1. Introduction

International maritime transport is undergoing a profound transformation as a result of increasingly stringent climate regulation. Within the European framework, two instruments are particularly relevant for shipowners: FuelEU Maritime and the inclusion of maritime transport in the EU ETS. While the EU ETS introduces an economic cost associated with operational greenhouse gas emissions, FuelEU Maritime requires a progressive reduction in the Well-to-Wake intensity of the energy used on board.

In this context, alternative and transitional fuels are becoming increasingly important. Among them, liquefied natural gas, LNG, has consolidated its position as a relevant option in certain fleet segments, particularly in dual-fuel vessels. However, its role as a transitional fuel depends on several factors: the tightening of regulatory limits, methane slip, the Well-to-Tank emissions associated with its supply chain and the availability of compatible renewable alternatives, such as bio-LNG.

This project focuses on the analysis of LNG dual-fuel container ships, assessing under which conditions it is optimal to use fossil LNG, bio-LNG and a minimum share of marine fuel oil as pilot fuel. The objective is not to design a specific vessel, but to develop an analytical tool that enables the comparison of regulatory compliance strategies and the estimation of their economic impact over the period 2026–2050.

2. Project definition

The project consists of developing a techno-economic optimization tool that determines, for each year of the analysis horizon, the optimal fuel mix that minimizes the discounted total operating cost. The tool considers three fuels: fossil LNG, bio-LNG and VLSFO as pilot fuel. The mix is defined in energy terms, imposing a minimum 5% share of marine fuel oil to represent the need for liquid pilot fuel in dual-fuel engines.

The analysis is applied to four representative ship-route combinations within the container ship segment: an ocean-going container ship, a feeder vessel, a NeoPanamax vessel and a regional Mediterranean container ship. These combinations make it possible to capture differences in size, installed power, annual sailing distance and exposure to the European regulatory scope. In addition, six scenarios or sensitivities are studied: three price sensitivities based on CPS, STEPS and NZE, a methane slip reduction case, a high Well-to-Tank fossil LNG sensitivity and a low Well-to-Tank fossil LNG sensitivity.

The objective of the model is twofold. First, to identify the optimal fuel mix pathway under FuelEU Maritime and the EU ETS. Second, to quantify the economic impact of this strategy through fuel costs, EU ETS regulatory costs, potential FuelEU penalties and the net present value of the total cost.

3. Description of the model and tool

Lorem ipsum dolor sit amet, consectetur adipiscing elit, sed do eiusmod tempor incididunt ut labore et dolore magna aliqua. Ut enim ad minim veniam, quis nostrud.

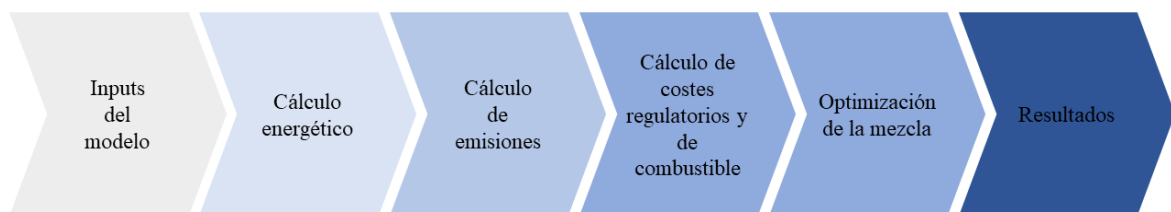


Ilustración 3 - Architecture of the optimization tool developed

4. Results

The results show, first, that the optimal fuel mix is dominated by compliance with FuelEU Maritime. In all cases analyzed, the tool avoids the FuelEU penalty, since it is more cost-effective to introduce bio-LNG when needed than to incur the cost of non-compliance. This confirms the deterrent nature of the regulation: FuelEU does not behave as a recurring cost to be accepted, but rather as a strong incentive to reduce the climate intensity of the energy mix.

Second, VLSFO always remains at the technical minimum of 5%. This result is explained by the fact that, under the assumptions considered, fuel oil has a higher cost per unit of energy than LNG and a higher environmental burden. Therefore, there is neither an economic nor a regulatory incentive to increase its share above the minimum associated with pilot fuel.

Third, fossil LNG plays a relevant role as a transitional fuel during the first part of the horizon. In the main scenarios, it allows compliance to be maintained until approximately 2040 without the need to introduce bio-LNG. However, as FuelEU limits become more stringent, fossil LNG is no longer sufficient on its own and bio-LNG becomes necessary to keep the Well-to-Wake intensity below the regulatory limit.

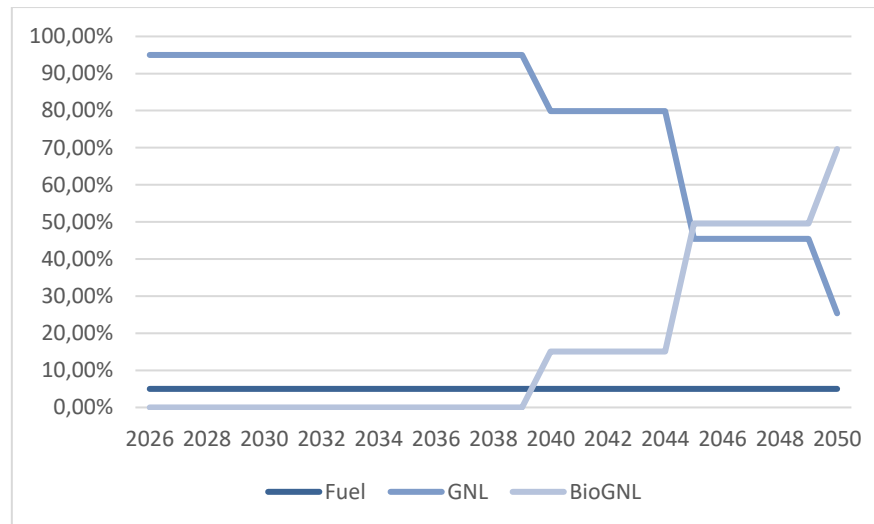


Ilustración 4 - Evolution of the optimal fuel mix in the base scenario

5. Conclusions

The project leads to several main conclusions.

First, FuelEU Maritime acts as a strongly deterrent regulation: under the model assumptions, the optimal strategy always avoids penalties and adjusts the energy mix to comply with intensity limits.

Second, fossil LNG can act as a transitional fuel in dual-fuel vessels during the first years of the horizon, but its ability to ensure compliance decreases from 2040 onwards, when the introduction of bio-LNG becomes necessary.

Third, uncertainty in fuel price evolution significantly affects costs, but does not materially change the optimal mix. This indicates that, in the developed model, the composition of the fuel mix is mainly determined by FuelEU, while the total cost depends on price evolution and the vessel's energy demand. Fourth, reducing methane slip has a limited economic impact, whereas the Well-to-Tank factor of fossil LNG has a greater influence on the mix required for compliance.

Finally, VLSFO remains limited to the technical minimum in the optimized scenario. Although in real operations there may be logistical reasons, LNG availability constraints, autonomy limitations or operational flexibility requirements that explain a higher use of fuel oil, from the perspective of the model it is not competitive to increase its share. Overall, the results show that the decarbonization of LNG dual-fuel vessels will depend on the combination of regulation, bio-LNG availability, price evolution and the recognition of life-cycle emission factors in regulation.

6. References

[1] European Parliament and Council of the European Union, "Regulation (EU) 2023/1805 on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport," *Official Journal of the European Union*, L 234, pp. 48–100, 2023.

[2] European Parliament and Council of the European Union, “Directive (EU) 2023/959 amending Directive 2003/87/EC as regards the contribution of maritime transport to the emissions trading system,” *Official Journal of the European Union*, 2023.

[3] DNV, *Maritime Forecast to 2050: A Deep Dive into Shipping’s Decarbonization Journey. Energy Transition Outlook 2025*. DNV, 2025.

[4] International Energy Agency, *Global Energy and Climate Model Documentation – 2025*. Paris: IEA, 2025.

[5] European Commission, Directorate-General for Mobility and Transport, *Guidelines for Reporting and Verification of Actual Methane Slip Tank-to-Wake Emission Factors*. Brussels: European Commission, 2025.

[6] Transport & Environment, *How Much Does LNG Emit Before It Burns on a Ship? Well-to-Tank Carbon Intensity of European LNG Imports*. Brussels: Transport & Environment, 2024.

[7] European Parliament and Council of the European Union, “Directive (EU) 2018/2001 on the promotion of the use of energy from renewable sources,” *Official Journal of the European Union*, L 328, pp. 82–209, 2018.

[8] International Maritime Organization, *2023 IMO Strategy on Reduction of GHG Emissions from Ships*. London: IMO, 2023.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	8
1.1 Contexto de descarbonización del transporte marítimo	8
1.2 Relevancia del GNL y del bio-GNL como combustibles de transición	10
1.3 Problema regulatorio y económico para los armadores.....	14
1.4 Objetivos del trabajo	17
1.5 Alcance del análisis	19
1.6 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible	20
1.7 Estructura de la memoria.....	22
Capítulo 2. Marco regulatorio aplicable al transporte marítimo.....	24
2.1 Estrategia climática internacional y europea	24
2.2 Comparación entre normativas.....	27
2.3 FuelEU Maritime.....	29
2.3.1 Ámbito de aplicación y cobertura de rutas	30
2.3.2 Intensidad de GEI Well-to-Wake y senda de reducción	31
2.3.3 Factores de emisión, GNL y methane slip.....	33
2.3.4 Balance de conformidad, pooling y mecanismos de flexibilidad	34
2.3.5 Penalización FuelEU y traducción al modelo.....	35
2.4 EU ETS aplicado al transporte marítimo.....	37
2.4.1 Ámbito de aplicación y cobertura de emisiones.....	37
2.4.2 Calendario de incorporación y gases incluidos	38
2.4.3 Coste de derechos de emisión y traducción al modelo.....	40
2.5 Interacción entre FuelEU Maritime y EU ETS	42
2.6 Marco IMO y otras medidas internacionales.....	45
2.6.1 EEDI, EEXI y CII	46
2.6.2 IMO Net-Zero Framework	47
2.7 Implicaciones regulatorias para buques propulsados por GNL	51
Capítulo 3. Metodología y herramienta de optimización desarrollada	56
3.1 Enfoque general de la herramienta	56
3.2 Función objetivo del modelo.....	58
3.3 Cálculo de balance de conformidad y penalización FuelEU	60

3.4	Cálculo de emisiones y coste EU ETS	63
3.5	Cálculo del coste de combustible	65
3.6	Cálculo del consumo energético anual	67
3.7	Restricciones del modelo	70
3.8	Cálculo de emisiones Well-to-Wake	72
3.9	Planteamiento del problema de optimización	75
3.10	Implementación en Excel y uso de Solver	76
3.11	Outputs de la Herramienta	78
Capítulo 4.	Caracterización de los datos de entrada	80
4.1	Introducción al capítulo y clasificación de los datos de entrada	80
4.2	Combustibles considerados	82
4.2.1	GNL fósil	83
4.2.2	Bio-GNL	83
4.2.3	Fuelóleo para uso marítimo como combustible piloto	84
4.3	Propiedades energéticas y factores de emisión	85
4.3.1	Poder calorífico inferior	86
4.3.2	Factores Well-to-Tank	87
4.3.3	Factores Tank-to-Wake	88
4.3.4	Methane slip por tecnología de motor	88
4.4	Buques seleccionados	89
4.5	Rutas seleccionadas	94
4.6	Combinaciones buque-ruta	97
4.7	Escenarios de precios de combustible	100
4.7.1	Datos de partida de la IEA	101
4.7.2	Precio del fuelóleo marítimo	102
4.7.3	Precio del GNL fósil	102
4.7.4	Precio del bio-GNL	103
4.7.5	Comparación de la evolución de precios	104
4.8	Hipótesis económicas comunes	106
4.9	Escenarios técnicos adicionales	108
Capítulo 5.	Análisis de resultados	112
5.1	Introducción al análisis de resultados	112

5.2 Evolución de la mezcla óptima de combustibles.....	113
5.3 Análisis de costes	118
5.3.1 Coste por combinación buque-ruta en la sensibilidad de precio STEPS.....	118
5.3.2 Sensibilidad del coste total a los precios de combustible.....	121
5.3.3 Sensibilidad del coste a variables técnicas	123
Capítulo 6. Conclusiones, trabajos futuros y limitaciones.....	125
6.1 Conclusiones del trabajo	125
6.2 Limitaciones metodológicas.....	127
6.3 Trabajos futuros.....	129
Capítulo 7. Bibliografía.....	131
ANEXO 135	
Resultados optimización escenario STEPS.....	135
Portacontenedores oceánico	135
Portacontenedores feeder.....	138
Portacontenedores neo panamax	141
Portacontenedores regional	144
Resultados optimización escenario CPS	147
Portacontenedores oceánico	147
Portacontenedores feeder.....	150
Portacontenedores neo panamax	153
Portacontenedores regional	156
Resultados optimización escenario NZE	159
Portacontenedores oceánico	159
Portacontenedores feeder.....	162
Portacontenedores neo panamax	165
Portacontenedores regional	168
Resultados optimización escenario Reducción Slip.....	171
Portacontenedores oceánico	171
Portacontenedores feeder.....	174
Portacontenedores neo panamax	177
Portacontenedores regional	180
Resultados optimización escenario Aumento factor WtT GNL	183

<i>Portacontenedores oceánico</i>	<i>183</i>
<i>Portacontenedores feeder.....</i>	<i>186</i>
<i>Portacontenedores neo panamax</i>	<i>189</i>
<i>Portacontenedores regional</i>	<i>192</i>
Resultados optimización escenario Disminución factor WtT GNL.....	195
<i>Portacontenedores oceánico</i>	<i>195</i>
<i>Portacontenedores feeder.....</i>	<i>198</i>
<i>Portacontenedores neo panamax</i>	<i>201</i>
<i>Portacontenedores regional</i>	<i>204</i>

Índice de figuras

Figura 1. ODSs alineados con el trabajo	21
Figura 2. Senda de reducción de la intensidad de gases de efecto invernadero en FuelEU Maritime	32
Figura 3. Senda de reducción de la intensidad de gases de efecto invernadero en OMI Net-Zero.....	49
Figura 4. Esquema general de funcionamiento de la herramienta.....	57
Figura 5. Evolución del precio de los combustibles en el escenario STEPS.....	104
Figura 6. Evolución del precio de los combustibles en el escenario CPS	105
Figura 7. Evolución del precio de los combustibles en el escenario NZE	105
Figura 8. Evolución de la mezcla óptima de combustibles en la sensibilidad al precio y en el escenario de reducción de methane slip	115
Figura 9. Evolución de la mezcla óptima de combustibles en el escenario de WtT alto del GNL fósil.....	116
Figura 10. Evolución de la mezcla óptima de combustibles en el escenario de WtT bajo del GNL fósil.....	117
Figura 11. Evolución anual del coste de combustible, coste regulatorio y coste total en la sensibilidad STEPS para el portacontenedores oceánico	119

Índice de tablas

Tabla 1. Comparación entre FuelEU Maritime, EU ETS e IMO Net-Zero Framework	29
Tabla 2. Cobertura de FuelEU Maritime según el tipo de trayecto	31
Tabla 3. Valores por defecto de methane slip para motores de GNL según FuelEU Maritime	33
Tabla 4. Cobertura del EU ETS marítimo según el tipo de trayecto	38
Tabla 5. Calendario de incorporación progresiva del transporte marítimo al EU ETS	39
Tabla 6. Comparación entre FuelEU Maritime y EU ETS marítimo	43
Tabla 7. Principales medidas IMO de eficiencia e intensidad de carbono	47
Tabla 8. Variables regulatorias que condicionan la competitividad del GNL y del bio-GNL	54
Tabla 9. Clasificación de los datos de entrada de la herramienta	82
Tabla 10. Combustibles considerados en la herramienta	85
Tabla 11. Propiedades energéticas de los combustibles considerados	86
Tabla 12. Factores de emisión utilizados en la herramienta	88
Tabla 13. Valores de methane slip considerados según tecnología de motor	89
Tabla 14. Caracterización técnica de los buques analizados	92
Tabla 15. Parámetros operativos y de capacidad de los buques analizados	93
Tabla 16. Características operativas de las rutas analizadas	95
Tabla 17. Combinaciones buque-ruta analizadas	98
Tabla 18. Exposición regulatoria efectiva de las combinaciones analizadas	99
Tabla 19. Metodología de construcción de los precios de combustible	101
Tabla 20. Datos de precios de crudo y gas natural extraídos de la IEA	102
Tabla 21. Precios asumidos para el bio-GNL por escenario	103
Tabla 22. Hipótesis económicas comunes del modelo	108
Tabla 23. Escenarios técnicos adicionales considerados	110
Tabla 24. Matriz completa de escenarios analizados	111
Tabla 25. VAN total por combinación buque-ruta en la sensibilidad STEPS	120

Tabla 26. Peso medio del coste de combustible sobre el coste total en la sensibilidad STEPS	120
Tabla 27. VAN total del portacontenedores oceánico según sensibilidad de precio.....	122
Tabla 28. VAN del portacontenedores oceánico según sensibilidad técnica del factor WtT del GNL fósil.....	124

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 CONTEXTO DE DESCARBONIZACIÓN DEL TRANSPORTE MARÍTIMO

El transporte marítimo constituye uno de los pilares fundamentales del comercio internacional y del sistema logístico europeo. Su importancia se explica tanto por el volumen de mercancías transportadas como por su papel en la conectividad entre regiones, cadenas de suministro y economías. En el caso de la Unión Europea, el transporte marítimo representa aproximadamente el 75 % del comercio exterior y el 31 % del comercio interior en términos de volumen, además de movilizar anualmente a cientos de millones de pasajeros en puertos de los Estados miembros [1]. Esta relevancia económica convierte al sector marítimo en una actividad estratégica, pero también en un ámbito especialmente sensible a cualquier cambio regulatorio, tecnológico o económico que afecte a sus costes operativos y a su competitividad.

Desde el punto de vista medioambiental, el transporte marítimo presenta una doble realidad. Por un lado, es uno de los modos de transporte más eficientes en términos de emisiones por tonelada-kilómetro, especialmente en comparación con el transporte por carretera o aéreo. Por otro lado, debido al enorme volumen de actividad del sector, sus emisiones absolutas son significativas. En el ámbito europeo, el tráfico de buques con origen o destino en puertos del Espacio Económico Europeo representa alrededor del 11 % de las emisiones de CO₂ del transporte de la Unión Europea y entre el 3 % y el 4 % de las emisiones totales de CO₂ de la Unión [1]. Además, se espera que estas emisiones aumenten en ausencia de nuevas medidas, lo que ha llevado a las instituciones europeas e internacionales a acelerar la introducción de instrumentos regulatorios específicos para el sector marítimo.

La descarbonización del transporte marítimo presenta una dificultad particular frente a otros sectores. Los buques tienen vidas útiles largas, requieren inversiones de capital elevadas y

operan en mercados globales altamente competitivos. Esto implica que las decisiones de diseño, motorización y combustible adoptadas en el presente pueden condicionar la competitividad económica y ambiental de un activo durante varias décadas. Al mismo tiempo, la sustitución de combustibles convencionales por combustibles de menor intensidad de carbono exige resolver retos técnicos, regulatorios y de disponibilidad de suministro. No basta con que exista una alternativa con menores emisiones; debe ser compatible con la tecnología del buque, estar disponible en los puertos relevantes, cumplir los criterios regulatorios aplicables y ser económicamente viable frente al coste de seguir utilizando combustibles fósiles y asumir las penalizaciones correspondientes.

En este contexto, la política climática europea ha introducido un conjunto de mecanismos orientados a reducir las emisiones del transporte marítimo y a incentivar el uso de combustibles renovables e hipocarbónicos. Entre ellos destacan la inclusión progresiva del transporte marítimo en el régimen europeo de comercio de derechos de emisión, EU ETS, y el Reglamento FuelEU Maritime, que establece límites decrecientes a la intensidad de gases de efecto invernadero de la energía utilizada a bordo de los buques. FuelEU Maritime tiene como finalidad aumentar el uso de combustibles renovables, combustibles hipocarbónicos y fuentes de energía alternativas en el transporte marítimo, contribuyendo al objetivo europeo de neutralidad climática en 2050 y evitando al mismo tiempo distorsiones en el mercado interior [1].

La consecuencia práctica de este nuevo marco regulatorio es que las emisiones dejan de ser únicamente una variable ambiental y pasan a tener un impacto económico directo sobre la operación de los buques. El consumo de combustibles fósiles genera costes no solo por el precio del propio combustible, sino también por la necesidad de adquirir derechos de emisión bajo el EU ETS y, en caso de incumplimiento de los límites de intensidad establecidos por FuelEU Maritime, por la aplicación de penalizaciones económicas. Por ello, la estrategia óptima de combustible de un buque no puede analizarse únicamente desde la perspectiva técnica o energética, sino que debe evaluarse de forma integrada, considerando simultáneamente precio de combustibles, emisiones Well-to-Wake, emisiones sujetas a EU ETS, *methane slip*, rutas operadas y evolución temporal de los límites regulatorios.

La transición hacia combustibles de menor intensidad de carbono no tiene una solución única. Informes recientes del sector apuntan a que la descarbonización marítima requerirá una combinación de combustibles alternativos, mejoras de eficiencia energética, tecnologías de captura de carbono a bordo, optimización operativa y desarrollo de infraestructuras de suministro [2]. En particular, el uso de combustibles compatibles con motores duales de GNL, como el bio-GNL, constituye una alternativa relevante para determinados segmentos de flota, ya que permite aprovechar parte de la infraestructura y tecnología existente, reduciendo al mismo tiempo la intensidad de emisiones siempre que el combustible cumpla los criterios de sostenibilidad requeridos. No obstante, su competitividad dependerá de factores como su precio relativo frente al GNL fósil, su disponibilidad, los factores de emisión reconocidos por la regulación y el impacto del methane slip en motores de gas.

A partir de esta problemática, el presente trabajo se centra en el desarrollo de una herramienta técnico-económica que permite evaluar la estrategia óptima de mezcla de combustibles en buques portacontenedores propulsados por tecnología dual fuel GNL. El análisis considera la operación de distintas combinaciones buque-ruta y calcula, para el periodo 2026–2050, la mezcla óptima entre GNL fósil, bio-GNL y fuelóleo piloto que minimiza el coste total descontado asociado al combustible, al EU ETS y a las penalizaciones de FuelEU Maritime. De este modo, el trabajo busca aportar una visión cuantitativa sobre cómo la regulación climática puede condicionar la toma de decisiones operativas en el transporte marítimo y sobre qué variables resultan más determinantes en la competitividad futura del GNL y del bio-GNL como alternativas de transición.

1.2 RELEVANCIA DEL GNL Y DEL BIO-GNL COMO COMBUSTIBLES DE TRANSICIÓN

En el proceso de descarbonización del transporte marítimo, el gas natural licuado, GNL, ha adquirido relevancia como una alternativa de transición frente a los combustibles marítimos convencionales derivados del petróleo, como el fuelóleo pesado, los fuelóleos de bajo contenido en azufre y los gasóleos o diésels marinos. Su interés se debe principalmente a

que permite reducir determinadas emisiones atmosféricas locales y, en función del tipo de motor y de las hipótesis de ciclo de vida consideradas, puede presentar una menor intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero que los combustibles derivados del petróleo. Además, el GNL cuenta ya con un grado de madurez tecnológica superior al de otras alternativas emergentes, como el amoníaco, el hidrógeno o algunos combustibles sintéticos, tanto en términos de motores disponibles como de experiencia operativa e infraestructura de suministro.

Esta madurez relativa es especialmente relevante en un sector como el marítimo, donde los buques tienen vidas útiles largas y las decisiones de inversión deben ser compatibles con horizontes temporales de varias décadas. Según DNV, la transición tecnológica hacia combustibles alternativos está avanzando de forma significativa, liderada en gran medida por el crecimiento de buques con capacidad dual fuel GNL. El informe de DNV muestra que la transición tecnológica ya se refleja con claridad en la cartera de pedidos, aunque todavía de forma limitada en la flota en operación. Según datos de agosto de 2025, **2.851 buques en operación**, equivalentes al **2,4 % de la flota mundial** por número de buques y al **8,9 % por arqueo bruto**, tenían capacidad para operar con combustibles alternativos. En cambio, en la cartera de pedidos esta proporción aumentaba hasta **1.941 buques**, equivalentes al **26,5 % por número de buques** y al **51,1 % por arqueo bruto** [2]. Dentro de esta transición, el GNL es la tecnología dominante: **DNV identifica 1.539 buques GNL-capable en operación y 966 adicionales en cartera de pedidos** [2]. No obstante, estos datos también muestran que la mayor parte de la flota existente sigue dependiendo de combustibles convencionales derivados del petróleo, ya que el **91,1 % del arqueo bruto operativo** solo puede utilizar combustibles líquidos tradicionales, como HFO, LSFO o MGO, salvo que se empleen combustibles *drop-in* o se acometan conversiones tecnológicas [2]. En el caso concreto de los portacontenedores, esta tendencia hacia el GNL es especialmente visible, con **359 portacontenedores GNL-capable en cartera de pedidos** y una presencia creciente de soluciones dual fuel en los buques de mayor tamaño [2].

No obstante, el GNL fósil no puede considerarse una solución final de descarbonización. Aunque puede reducir las emisiones de CO₂ en la combustión respecto a determinados

combustibles líquidos convencionales, su impacto climático depende de forma crítica de las emisiones asociadas a la cadena de suministro, especialmente en la fase Well-to-Tank, y de las emisiones de metano no quemado durante la operación del motor. Este último fenómeno, conocido como *methane slip*, es particularmente relevante porque el metano tiene un potencial de calentamiento global superior al del CO₂. Por ello, la ventaja ambiental del GNL depende en gran medida del tipo de motor empleado, de la calidad de la combustión y de los factores de emisión reconocidos por la normativa aplicable.

En este contexto, el bio-GNL aparece como una alternativa especialmente interesante para buques ya diseñados o adaptados para operar con GNL. El bio-GNL se obtiene a partir de biometano licuado, que a su vez puede producirse mediante la purificación de biogás generado a partir de residuos orgánicos, estiércoles, lodos de depuradora u otras materias primas renovables. Desde el punto de vista técnico, su principal ventaja es que puede utilizarse en motores e infraestructuras compatibles con GNL, lo que permite reducir la intensidad de emisiones sin exigir necesariamente un cambio completo de tecnología de propulsión. DNV describe el bio-GNL como resultado de licuar biometano, de forma análoga a como el GNL se obtiene al licuar metano fósil [2]. No obstante, en la práctica su suministro puede apoyarse en esquemas de **licuefacción virtual**, en los que el biometano se inyecta en la red gasista y se asigna posteriormente una cantidad equivalente de GNL mediante balance de masas o certificados de origen. Esto permite aprovechar la infraestructura existente de gas natural y facilita su incorporación en el transporte marítimo sin requerir una cadena logística completamente segregada.

La ventaja ambiental del bio-GNL depende, sin embargo, de la ruta de producción considerada. El análisis Well-to-Tank del consorcio JEC muestra que las rutas de biometano comprimido o licuado pueden presentar resultados muy favorables en términos de emisiones, especialmente cuando se producen a partir de residuos ganaderos, debido al crédito asociado a evitar emisiones de metano que se habrían producido durante la gestión convencional del estiércol [3]. Al mismo tiempo, el propio informe destaca que existe una elevada variabilidad entre rutas de producción, por lo que el resultado final depende de forma significativa de la

materia prima, del proceso de conversión, del consumo energético de la planta y del tratamiento metodológico de los coproductos y emisiones evitadas [3].

Desde el punto de vista regulatorio, esta diferencia entre GNL fósil y bio-GNL es fundamental. FuelEU Maritime no evalúa únicamente las emisiones directas de combustión, sino la intensidad de gases de efecto invernadero de la energía utilizada a bordo con un enfoque Well-to-Wake. Por tanto, combustibles químicamente similares pueden tener efectos regulatorios muy distintos si su origen y ruta de producción implican factores Well-to-Tank diferentes. El Reglamento FuelEU Maritime incorpora tablas de factores de emisión y contempla explícitamente el biometano licuado como carburante, estableciendo que sus valores deben determinarse de acuerdo con los procesos y metodologías recogidos en la Directiva de Energías Renovables [1].

Esta característica convierte al bio-GNL en una opción relevante para estrategias de cumplimiento normativo. En lugar de sustituir completamente la arquitectura energética del buque, una compañía podría mantener una base tecnológica GNL e incrementar progresivamente el porcentaje de bio-GNL en la mezcla de combustible para reducir la intensidad Well-to-Wake y cumplir los límites decrecientes de FuelEU Maritime. Este enfoque resulta especialmente atractivo porque permite analizar la descarbonización como una decisión gradual de mezcla, en la que el porcentaje óptimo de bio-GNL depende del equilibrio entre el coste adicional del combustible renovable y el coste evitado en penalizaciones regulatorias.

Sin embargo, el uso de bio-GNL también plantea limitaciones importantes. En primer lugar, su disponibilidad futura es incierta, ya que el biometano tendrá demanda en múltiples sectores difíciles de electrificar. En segundo lugar, su coste es actualmente superior al del GNL fósil, lo que obliga a evaluar si la reducción de sanciones y derechos de emisión compensa el mayor coste de adquisición. En tercer lugar, el beneficio ambiental y económico puede verse afectado por el *methane slip*, ya que las emisiones de metano durante la operación siguen produciéndose aunque el origen del combustible sea renovable. Por ello, la competitividad del bio-GNL no puede determinarse únicamente comparando precios de

combustible, sino que requiere un modelo que integre emisiones Well-to-Wake, factores de motor, normativa aplicable y costes asociados.

Por estos motivos, el presente trabajo se centra en el análisis de mezclas de GNL fósil, bio-GNL y VLSFO en buques portacontenedores con tecnología dual fuel. Esta elección permite estudiar una vía de transición realista para activos compatibles con GNL, evaluando en qué medida el bio-GNL puede actuar como palanca de cumplimiento de FuelEU Maritime y cómo cambian las decisiones óptimas bajo distintos escenarios de precios, *methane slip* y factores Well-to-Tank del GNL fósil. De esta forma, el GNL se analiza no como una solución definitiva de descarbonización, sino como una plataforma tecnológica de transición cuya viabilidad futura dependerá de su combinación con combustibles renovables y de la evolución del marco regulatorio.

1.3 PROBLEMA REGULATORIO Y ECONÓMICO PARA LOS ARMADORES

La descarbonización del transporte marítimo no plantea únicamente un reto tecnológico, sino también un problema económico y regulatorio para los armadores y operadores de buques. Tradicionalmente, la selección de combustible se ha basado principalmente en criterios de coste, disponibilidad, seguridad operativa y compatibilidad técnica con el sistema de propulsión. Sin embargo, la introducción de nuevas normativas climáticas está modificando esta lógica de decisión. A partir de ahora, el coste real de operar un buque no dependerá únicamente del precio del combustible consumido, sino también de las emisiones asociadas a dicho combustible y de la capacidad del buque para cumplir con los límites regulatorios aplicables.

En el ámbito europeo, este cambio se materializa principalmente a través de dos instrumentos complementarios: el EU ETS y FuelEU Maritime. El primero introduce un coste explícito para las emisiones de gases de efecto invernadero sujetas al régimen de comercio de derechos de emisión, mientras que el segundo establece límites decrecientes a la intensidad media anual de gases de efecto invernadero de la energía utilizada a bordo. De

esta forma, los armadores se enfrentan simultáneamente a una regulación basada en emisiones absolutas y a una regulación basada en intensidad de carbono. Esta combinación obliga a evaluar las decisiones de combustible desde una perspectiva integrada, ya que una alternativa puede reducir el coste asociado a FuelEU Maritime, pero no necesariamente minimizar el coste total si su precio es elevado o si las emisiones sujetas al EU ETS siguen siendo significativas.

El incumplimiento de FuelEU Maritime genera una sanción económica. El propio Reglamento establece que los buques que no cumplan los límites de intensidad media anual deben estar sujetos a una sanción correctora con efecto disuasorio, asociada al grado de incumplimiento y diseñada para eliminar cualquier ventaja económica derivada de no cumplir [1]. Además, dicha sanción debe basarse en la cantidad y el coste de los combustibles renovables e hipocarbónicos que el buque debería haber utilizado para cumplir los requisitos regulatorios [1]. Esta diferencia es relevante porque el EU ETS y FuelEU Maritime generan incentivos distintos. El EU ETS incentiva la reducción de las emisiones operacionales totales: si un buque consume menos combustible, mejora su eficiencia operativa o reduce su actividad cubierta por el sistema, disminuye el número de toneladas de CO₂eq por las que debe entregar derechos. FuelEU Maritime, en cambio, actúa principalmente sobre la **intensidad de emisiones de la energía utilizada**, expresada en gCO₂eq/MJ. Por ello, reducir el consumo total de combustible puede disminuir el importe absoluto de una eventual penalización, pero no permite evitar el incumplimiento si se sigue utilizando una mezcla con una intensidad superior al límite regulatorio. En la práctica, el cumplimiento de FuelEU exige reducir la intensidad de la mezcla energética, normalmente mediante la incorporación de combustibles de menor intensidad Well-to-Wake o mediante tecnologías que reduzcan factores como el *methane slip*.

En el Capítulo 2. Se profundizará en el detalle de estas normativas, así como en las diferencias entre las mismas.

Para los armadores, la cuestión clave pasa a ser determinar si resulta económicamente óptimo cumplir con la normativa mediante el uso de combustibles alternativos o, por el

contrario, asumir total o parcialmente las penalizaciones. Esta decisión no es trivial, ya que depende de múltiples variables: el precio relativo entre combustibles fósiles y renovables, la evolución del precio de los derechos de emisión, la intensidad Well-to-Wake reconocida para cada combustible, el tipo de motor instalado, el nivel de *methane slip*, el porcentaje de navegación sujeto a normativa europea y la evolución temporal de los límites regulatorios. Por tanto, la estrategia óptima puede variar significativamente entre buques con diferentes características técnicas y entre rutas con distinto grado de exposición a la regulación europea.

En el caso de buques dual fuel de GNL, este problema es especialmente relevante. El GNL fósil puede presentar ventajas frente a combustibles convencionales en términos de emisiones directas de CO₂, pero dichas ventajas pueden verse reducidas o incluso compensadas cuando se consideran las emisiones Well-to-Tank y el metano no quemado. Al mismo tiempo, el bio-GNL puede reducir de forma significativa la intensidad de emisiones reconocida por FuelEU Maritime, pero normalmente presenta un coste superior al del GNL fósil. Por ello, la decisión óptima no consiste simplemente en sustituir un combustible por otro, sino en determinar qué porcentaje de bio-GNL permite reducir la intensidad regulatoria al menor coste total posible.

La incertidumbre regulatoria añade complejidad al problema. A nivel internacional, la Organización Marítima Internacional ha avanzado en el desarrollo del IMO Net-Zero Framework, que combina un estándar global de intensidad de combustible con un mecanismo global de precio sobre emisiones de gases de efecto invernadero. No obstante, aunque el IMO Net-Zero Framework fue aprobado en MEPC 83 en abril de 2025 como propuesta de nuevo capítulo de MARPOL Annex VI, su adopción formal no quedó cerrada. Incluso recientes análisis sectoriales son escépticos respecto a la viabilidad de su implantación [4], [5].

Esta combinación de factores justifica la necesidad de una herramienta técnico-económica específica. El objetivo no es únicamente calcular emisiones, sino traducir las obligaciones regulatorias en costes comparables y analizar, año a año, qué mezcla de combustibles minimiza el coste total descontado para cada combinación buque-ruta. Informes recientes

del sector destacan que las estrategias de cumplimiento deben evaluarse considerando simultáneamente precios de combustible, desarrollo tecnológico, disponibilidad de combustibles, parámetros operativos y regulación aplicable [2]. En esta línea, el presente trabajo aborda el problema desde una perspectiva cuantitativa, evaluando cómo FuelEU Maritime y EU ETS condicionan la viabilidad económica del GNL fósil, del bio-GNL y del fuelóleo piloto en distintos escenarios de precio, methane slip y factores Well-to-Tank.

1.4 OBJETIVOS DEL TRABAJO

El objetivo principal de este Trabajo de Fin de Máster es desarrollar y aplicar una herramienta técnico-económica que permita determinar la estrategia óptima de mezcla de combustibles en buques portacontenedores propulsados por tecnología dual fuel GNL, considerando de forma conjunta el coste de combustible, el coste asociado al EU ETS y las penalizaciones derivadas del incumplimiento de FuelEU Maritime [1], [4]. La herramienta se plantea con un horizonte temporal de análisis 2026–2050 y permite evaluar cómo la evolución regulatoria y económica condiciona la competitividad del GNL fósil, del bio-GNL y del fuelóleo utilizado como combustible piloto.

A partir de este objetivo general, el trabajo busca, en primer lugar, modelizar el comportamiento energético y ambiental de distintas combinaciones buque-ruta. Para ello, se consideran cuatro casos representativos de buques portacontenedores con diferentes potencias instaladas, capacidades de carga, tipos de motor, consumos específicos, factores de carga, velocidades medias y niveles de *methane slip*. Estos buques se asocian a rutas con diferentes distancias anuales y distinto grado de exposición a la normativa europea, diferenciando entre trayectos intraeuropeos, trayectos entre la Unión Europea y terceros países, y trayectos extracomunitarios [1], [4].

En segundo lugar, el trabajo tiene como objetivo formular el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero de acuerdo con el enfoque Well-to-Wake empleado por FuelEU Maritime [1]. Esto implica integrar las emisiones asociadas a la producción, transporte y distribución de los combustibles, las emisiones generadas durante su uso a bordo y el efecto

del metano no quemado en motores de GNL. De esta forma, el modelo permite calcular la intensidad anual de emisiones de cada buque en función de la mezcla de combustibles empleada y compararla con los límites regulatorios aplicables en cada año del periodo analizado.

En tercer lugar, se pretende cuantificar el impacto económico de la regulación climática sobre la operación de los buques. Para ello, la herramienta calcula, año a año, el coste de adquisición de combustibles, el coste asociado a la compra de derechos de emisión bajo el EU ETS y, en su caso, la penalización derivada del incumplimiento de FuelEU Maritime [1], [4]. Estos costes se integran en una función objetivo basada en el coste total descontado, utilizando una tasa de descuento del 6 %, valor adoptado por considerarse representativo de los criterios habituales de evaluación económica empleados por navieras en decisiones de inversión y operación a largo plazo.

En cuarto lugar, el trabajo busca identificar la mezcla óptima de combustibles para cada combinación buque-ruta y escenario analizado. La optimización se realiza considerando como variables de decisión los porcentajes energéticos de GNL fósil, bio-GNL y fuelóleo, respetando las restricciones técnicas establecidas, entre ellas la necesidad de mantener un porcentaje mínimo de fuelóleo como combustible piloto. El resultado de la optimización permite evaluar si resulta más conveniente cumplir los límites de FuelEU Maritime mediante el uso progresivo de bio-GNL o asumir total o parcialmente las penalizaciones regulatorias.

Por último, el trabajo pretende analizar la sensibilidad de los resultados ante las principales incertidumbres que afectan a la viabilidad futura del GNL y del bio-GNL. Para ello, se estudian tres sensibilidades; una al precio, basada en los escenarios STEPS, CPS y NZE de la IEA [7]; otra al *methane slip*, con reducción del 75 % del respecto a los valores por defecto de FuelEU Maritime, representativo de una posible acreditación de menores emisiones reales mediante banco de pruebas o mediciones directas [8]; otra sensibilidad al factor WtT del GNL fósil con un valor inferior de 15,0 gCO₂eq/MJ y, por otro, un valor superior de 24,4 gCO₂eq/MJ, frente al valor base de 18,5 gCO₂eq/MJ recogido en FuelEU Maritime [1]. El valor superior permite analizar el impacto que tendría una revisión al alza del factor *upstream*

del GNL fósil, en línea con estudios recientes que cuestionan que el valor regulatorio actual refleje completamente la intensidad real del GNL importado por Europa [9].

En conjunto, el trabajo busca aportar una visión cuantitativa y aplicada sobre el papel que pueden desempeñar el GNL y el bio-GNL como combustibles de transición en el transporte marítimo de contenedores. Más allá de calcular emisiones o costes de forma aislada, la herramienta desarrollada permite integrar tecnología, operación, regulación y escenarios económicos en un mismo marco de decisión, proporcionando conclusiones útiles para armadores, operadores marítimos y agentes interesados en la descarbonización del sector.

1.5 ALCANCE DEL ANÁLISIS

El alcance del presente trabajo se limita al análisis técnico-económico de estrategias de mezcla de combustibles en buques portacontenedores propulsados por tecnología dual fuel GNL, considerando como marco regulatorio cuantitativo FuelEU Maritime y EU ETS. El estudio se desarrolla para el periodo 2026–2050, con el objetivo de evaluar cómo la evolución de los límites de intensidad de gases de efecto invernadero, los precios de combustibles y los factores de emisión condicionan la decisión óptima entre GNL fósil, bio-GNL y fuelóleo utilizado como combustible piloto.

Quedan fuera del alcance del modelo determinados elementos que, aunque relevantes para la descarbonización marítima, introducirían una complejidad adicional no necesaria para los objetivos del trabajo. En particular, no se modelizan inversiones de capital asociadas a nuevas construcciones, reconversiones de buques, modificaciones de motores o desarrollo de infraestructura portuaria. Tampoco se incluyen estrategias operativas como reducción de velocidad, optimización de rutas, electrificación en puerto, captura de carbono a bordo o asistencia eólica. Asimismo, el IMO Net-Zero Framework se analiza únicamente como parte del contexto regulatorio internacional, pero no se incorpora al modelo económico debido a la incertidumbre existente sobre su adopción definitiva y sus guías de implementación [5]. De este modo, el alcance cuantitativo se mantiene centrado en instrumentos ya definidos y aplicables en el ámbito europeo.

En consecuencia, el trabajo no pretende ofrecer una solución universal de descarbonización para el conjunto del transporte marítimo, sino evaluar de forma rigurosa una estrategia concreta: el uso progresivo de bio-GNL en buques portacontenedores dual fuel GNL como vía de cumplimiento de FuelEU Maritime y reducción de exposición económica al EU ETS. Esta delimitación permite profundizar en el comportamiento del modelo, interpretar con claridad los resultados y extraer conclusiones específicas sobre las variables que condicionan la competitividad futura del GNL y del bio-GNL en distintas tipologías de buque y ruta.

1.6 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

El presente trabajo se alinea con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible, ODS, definidos por Naciones Unidas. Aunque el objetivo principal del TFM es técnico-económico, la herramienta desarrollada contribuye a evaluar decisiones de combustible y tecnología con impacto directo sobre la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el transporte marítimo [10].

La contribución más directa se produce sobre el **ODS 13: Acción por el clima**. El trabajo cuantifica la intensidad de emisiones Well-to-Wake de distintas mezclas de combustible en buques portacontenedores dual fuel GNL y traduce dicha intensidad en costes regulatorios bajo FuelEU Maritime y EU ETS. De este modo, permite identificar en qué condiciones la incorporación de bio-GNL y la reducción del *methane slip* pueden disminuir la intensidad climática de la operación marítima y reducir la exposición a penalizaciones regulatorias.

El TFM también se relaciona con el **ODS 7: Energía asequible y no contaminante**, al analizar el papel de un combustible renovable compatible con la infraestructura GNL existente. La herramienta no se limita a comparar emisiones, sino que incorpora precios de combustibles, costes ETS y penalizaciones FuelEU, permitiendo valorar la viabilidad económica de introducir bio-GNL en diferentes escenarios. Así, el trabajo contribuye a estudiar la transición hacia vectores energéticos de menor intensidad climática sin perder de vista su coste relativo para el operador.

Asimismo, el trabajo guarda relación con el **ODS 9: Industria, innovación e infraestructura**. El análisis conecta la regulación climática con decisiones tecnológicas en buques dual fuel, especialmente en lo relativo al tipo de motor y al nivel de methane slip. La comparación entre configuraciones con distintos valores de emisiones de metano no quemado permite evaluar la importancia de la innovación tecnológica y de la certificación de menores factores reales de emisión en la competitividad futura del GNL y del bio-GNL.

Por último, existe una contribución indirecta al **ODS 14: Vida submarina**. Aunque la herramienta se centra en emisiones de gases de efecto invernadero y no modeliza impactos ecológicos marinos específicos, la reducción de emisiones climáticas en el transporte marítimo contribuye a mitigar presiones globales sobre los océanos, como la acidificación asociada al aumento de CO₂ atmosférico. Además, la transición hacia combustibles con menor intensidad ambiental puede generar co-beneficios sobre la calidad del aire en zonas costeras y portuarias.



Figura 1. ODSs alineados con el trabajo

En conjunto, la alineación con los ODS refuerza la relevancia del trabajo más allá del análisis económico. La herramienta desarrollada permite evaluar estrategias de transición energética marítima desde una perspectiva integrada, combinando cumplimiento regulatorio, coste económico y reducción de emisiones.

1.7 ESTRUCTURA DE LA MEMORIA

La memoria se organiza en ocho capítulos principales, además de la bibliografía y los anexos. La estructura seguida responde a la necesidad de avanzar desde el contexto general de descarbonización marítima hasta la descripción detallada de la herramienta desarrollada, la presentación de resultados y la extracción de conclusiones.

El **Capítulo 1** introduce el contexto general del trabajo. En primer lugar, se presenta la relevancia del transporte marítimo dentro del comercio internacional y el reto que supone su descarbonización. A continuación, se justifica el interés del GNL y del bio-GNL como combustibles de transición, especialmente en buques con tecnología dual fuel. Posteriormente, se expone el problema regulatorio y económico al que se enfrentan los armadores como consecuencia de la aplicación de FuelEU Maritime y EU ETS. Finalmente, se definen los objetivos del trabajo, el alcance del análisis y la estructura de la memoria.

El **Capítulo 2** desarrolla el marco regulatorio aplicable al transporte marítimo. El análisis se centra principalmente en FuelEU Maritime y EU ETS, al ser las dos normativas incorporadas de forma cuantitativa en la herramienta. Se explica el ámbito de aplicación de cada una, su metodología de cálculo, los mecanismos de cumplimiento y las implicaciones económicas para los buques analizados. Además, se incluye una revisión de otras iniciativas regulatorias relevantes, como CII, EEDI y el IMO Net-Zero Framework, con el objetivo de contextualizar la evolución futura de la regulación marítima internacional. No obstante, estas últimas no se incorporan al modelo económico, al no constituir el foco principal del trabajo o presentar todavía incertidumbre en su aplicación futura.

El **Capítulo 3** constituye uno de los bloques centrales de la memoria, ya que describe la metodología y la herramienta desarrollada. En este capítulo se explica la lógica general del modelo, los datos de entrada utilizados, el cálculo del consumo energético anual, la formulación de las mezclas de combustible, el cálculo de emisiones, la modelización de los costes regulatorios y la construcción de la función objetivo. También se detallan las

restricciones técnicas consideradas y el procedimiento de optimización empleado para determinar, año a año, la mezcla de combustibles que minimiza el coste total descontado.

El **Capítulo 4** recoge los principales datos de entrada empleados en la herramienta de optimización, excluyendo los parámetros estrictamente normativos ya desarrollados en el Capítulo 2. En primer lugar, se presentan los combustibles considerados en el análisis, junto con sus propiedades energéticas, factores de emisión y precios proyectados. A continuación, se caracterizan los buques y rutas seleccionados, así como las combinaciones buque-ruta que constituyen los casos de estudio. Finalmente, se describen los escenarios de precios, las hipótesis económicas comunes y los escenarios técnicos adicionales de sensibilidad, incluyendo la reducción del *methane slip* y la variación del factor Well-to-Tank del combustible fósil principal.

El **Capítulo 5** presenta los resultados obtenidos a partir de la herramienta de optimización. En él se analiza la evolución de la mezcla óptima de combustibles, el efecto de las distintas sensibilidades técnicas y económicas, y la estructura de costes resultante para las combinaciones buque-ruta consideradas. El análisis se centra en los patrones más relevantes, mientras que los resultados detallados de cada caso se recogen en los anexos.

El **Capítulo 6** recoge las principales conclusiones del trabajo, poniendo en relación los resultados obtenidos con los objetivos planteados inicialmente. Además, se identifican las principales limitaciones del modelo desarrollado y se proponen posibles líneas de trabajo futuro, como la incorporación de mecanismos de *pooling* y *borrowing*, la modelización del futuro marco IMO Net-Zero y la ampliación del análisis a otras tecnologías de propulsión.

La memoria se completa con la **bibliografía**, en la que se recogen las fuentes normativas, técnicas y sectoriales utilizadas, y con los **anexos**, destinados a incluir información detallada sobre los resultados obtenidos para los 24 casos de estudio.

Capítulo 2. MARCO REGULATORIO APLICABLE AL TRANSPORTE MARÍTIMO

2.1 ESTRATEGIA CLIMÁTICA INTERNACIONAL Y EUROPEA

La reducción de emisiones del transporte marítimo se enmarca dentro de un proceso regulatorio más amplio orientado a la descarbonización de la economía global. El Acuerdo de París y los compromisos climáticos posteriores han impulsado a gobiernos e instituciones internacionales a establecer objetivos de reducción de gases de efecto invernadero cada vez más exigentes. Aunque el transporte marítimo es uno de los modos de transporte más eficientes en términos de emisiones por tonelada-kilómetro, su elevada contribución al comercio mundial hace que sus emisiones absolutas sean relevantes. Por ello, el sector marítimo ha pasado a ocupar una posición central dentro de las políticas climáticas internacionales y europeas.

A escala internacional, la Organización Marítima Internacional, OMI, ha desarrollado durante los últimos años una estrategia específica para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes del transporte marítimo internacional. La versión revisada de esta estrategia, adoptada en 2023, establece como ambición común alcanzar emisiones netas nulas de gases de efecto invernadero procedentes del transporte marítimo internacional “en torno a 2050”, junto con puntos de control intermedios para 2030 y 2040 [9]. En concreto, la OMI plantea reducir las emisiones totales del transporte marítimo internacional en al menos un 20 %, aspirando al 30 %, en 2030, y en al menos un 70 %, aspirando al 80 %, en 2040, siempre en comparación con los niveles de 2008 [11]. Estos objetivos reflejan un cambio relevante en la regulación marítima internacional, al pasar de medidas centradas principalmente en eficiencia energética a una visión más amplia basada en la reducción progresiva de emisiones absolutas y en el uso de combustibles de menor intensidad

climática. La página oficial de la IMO recoge estos hitos de 2030 y 2040 y el objetivo de alcanzar *net-zero* “*by or around 2050*”.

La estrategia de la OMI se ha desarrollado tradicionalmente mediante instrumentos técnicos y operativos, como el Energy Efficiency Design Index, EEDI, el Energy Efficiency Existing Ship Index, EEXI, y el Carbon Intensity Indicator, CII. Estas medidas buscan mejorar la eficiencia energética de los buques nuevos y existentes, así como monitorizar su desempeño operacional. Sin embargo, la magnitud del reto climático ha llevado a la OMI a avanzar hacia mecanismos de mayor alcance, capaces de incentivar directamente la reducción de la intensidad de gases de efecto invernadero de los combustibles utilizados. En esta línea se sitúa el IMO Net-Zero Framework, concebido como un marco global que combina un estándar de intensidad de combustible con un mecanismo económico asociado a las emisiones de gases de efecto invernadero [5].

No obstante, el IMO Net-Zero Framework se encuentra todavía en una situación de elevada incertidumbre regulatoria. Aunque fue aprobado en MEPC 83 en abril de 2025 como propuesta de nuevo capítulo del Anexo VI de MARPOL, su adopción formal no quedó cerrada. Tras la sesión extraordinaria de octubre de 2025, la OMI acordó aplazar las discusiones durante un año y continuar trabajando para alcanzar consenso entre los Estados miembros [5]. Además, el debate posterior no se limita ya a la adopción directa del texto inicialmente aprobado, sino que existen varias alternativas de enmienda sobre la mesa de cara a la siguiente fase del proceso, incluyendo opciones que mantienen la arquitectura original, refuerzan el componente de gravamen, suavizan la entrada inicial o rediseñan de forma más profunda la trayectoria de cumplimiento [6]. Esta diversidad de propuestas refleja la falta de consenso sobre el diseño final del mecanismo y refuerza la percepción sectorial de que será difícil alcanzar un acuerdo en los términos originalmente planteados. Por tanto, aunque el marco OMI constituye una referencia esencial para comprender la dirección futura de la regulación marítima internacional, todavía presenta un grado de incertidumbre elevado para ser incorporado como elemento central en un modelo económico de optimización hasta 2050. Esta es una de las razones por las que el presente trabajo lo analiza como contexto regulatorio, pero no lo incluye en los cálculos de penalización.

En paralelo al avance de la regulación internacional, la Unión Europea ha adoptado un enfoque más inmediato y vinculante para acelerar la descarbonización del transporte marítimo. La política climática europea se articula en torno al objetivo de alcanzar la neutralidad climática en 2050 y reducir las emisiones netas de gases de efecto invernadero en al menos un 55 % en 2030 respecto a los niveles de 1990 [1]. Dentro de este marco, el paquete regulatorio europeo ha incorporado medidas específicas para el transporte marítimo, entre las que destacan la extensión del EU ETS al sector y la aprobación del Reglamento FuelEU Maritime. Ambas normas buscan internalizar progresivamente el coste climático de la operación marítima y promover el uso de combustibles renovables e hipocarbónicos.

El EU ETS introduce un coste directo sobre las emisiones sujetas al régimen europeo de comercio de derechos de emisión. En el caso del transporte marítimo, su aplicación implica que las compañías navieras deben entregar derechos por las emisiones cubiertas por el sistema, con una entrada gradual desde 2024 y cobertura completa a partir de 2026 para los gases y porcentajes incluidos en la normativa [4]. Esta medida afecta principalmente al coste asociado a las emisiones absolutas generadas durante la operación del buque, por lo que incentiva tanto la mejora de eficiencia energética como la reducción del consumo de combustibles fósiles.

FuelEU Maritime, por su parte, adopta un enfoque complementario. En lugar de centrarse únicamente en las emisiones absolutas, establece límites decrecientes a la intensidad media anual de gases de efecto invernadero de la energía utilizada a bordo por los buques. Además, utiliza un enfoque Well-to-Wake, incorporando tanto las emisiones asociadas a la producción y suministro del combustible como las emisiones generadas durante su uso a bordo [1]. Esto resulta especialmente relevante para el análisis de combustibles como el GNL y el bio-GNL, ya que su impacto regulatorio depende no solo de las emisiones de combustión, sino también de las emisiones upstream y del methane slip producido en el motor.

La coexistencia de ambos instrumentos europeos genera un entorno regulatorio en el que las decisiones de combustible adquieren una dimensión económica directa. El EU ETS penaliza

las emisiones cubiertas mediante la obligación de adquirir derechos, mientras que FuelEU Maritime penaliza el incumplimiento de una intensidad máxima de gases de efecto invernadero. En consecuencia, una estrategia de cumplimiento óptima debe evaluar simultáneamente el coste del combustible, la exposición al EU ETS y el posible déficit de cumplimiento bajo FuelEU. Esta interacción es precisamente el núcleo del presente trabajo, que desarrolla una herramienta capaz de traducir el marco regulatorio europeo en costes anuales y optimizar la mezcla de combustibles para distintas combinaciones buque-ruta.

Por tanto, el marco climático aplicable al transporte marítimo puede entenderse en dos niveles. Por un lado, existe una estrategia internacional liderada por la OMI, con objetivos ambiciosos de reducción de emisiones y un futuro marco global todavía en proceso de consolidación. Por otro lado, la Unión Europea ya ha desplegado instrumentos regulatorios concretos y cuantificables, aplicables a los buques que operan en rutas vinculadas a puertos europeos. Esta diferencia de madurez regulatoria justifica que el presente trabajo incluya el IMO Net-Zero Framework dentro del análisis normativo, pero centre la modelización económica en FuelEU Maritime y EU ETS.

A continuación, en este capítulo se dará una comparativa superficial entre las tres normativas estudiadas, para posteriormente entrar en el detalle de cada una de las mismas.

2.2 COMPARACIÓN ENTRE NORMATIVAS

La comparación entre FuelEU Maritime, EU ETS y el IMO Net-Zero Framework permite entender por qué el presente trabajo modeliza cuantitativamente la normativa europea, pero no incorpora todavía el marco global de la OMI. FuelEU Maritime e IMO Net-Zero comparten la intención de reducir la intensidad climática de los combustibles marítimos y acelerar la transición hacia alternativas de menor emisión. Sin embargo, difieren en su ámbito geográfico, grado de certidumbre regulatoria y nivel de desarrollo metodológico.

Aspecto	FuelEU Maritime	EU ETS	IMO Net-Zero Framework
Ámbito geográfico	Unión Europea y viajes vinculados a puertos UE	Unión Europea y viajes vinculados a puertos UE	Global, bajo MARPOL Annex VI
Estado regulatorio	Aprobado y aplicable	Aprobado y aplicable	Aprobado en MEPC 83, pendiente de adopción formal
Inicio previsto/aplicación	Aplicable desde 2025	Aplicable al transporte marítimo desde 2024, con aplicación completa desde 2026	Discusiones aplazadas hasta 2026; entrada en vigor tras adopción y aceptación tácita
Métrica principal	Intensidad GEI de la energía utilizada a bordo	Emisiones operacionales cubiertas	Intensidad GEI del combustible / energía utilizada
Unidad principal	gCO ₂ eq/MJ	tCO ₂ eq	gCO ₂ eq/MJ
Enfoque de emisiones	Well-to-Wake	Tank-to-Wake	Orientado a ciclo de vida / Well-to-Wake, pendiente de guías definitivas
Mecanismo económico	Penalización por déficit de conformidad	Compra y entrega de derechos de emisión	Penalizaciones Tier 1 y Tier 2

Lógica regulatoria	Incentiva reducir la intensidad de la mezcla energética	Incentiva reducir las emisiones operacionales totales	Incentiva reducir la intensidad del combustible a escala global
Certidumbre de límites y fórmulas	Alta: límites y penalizaciones definidos en el Reglamento	Alta en alcance y metodología; incertidumbre asociada al precio futuro del EUA	Menor: requiere desarrollo normativo y guías de implementación. Límites <i>compliance</i> y <i>base</i>
Papel en este TFM	Se modeliza cuantitativamente	Se modeliza cuantitativamente	Se analiza como contexto regulatorio futuro

Tabla 1. Comparación entre FuelEU Maritime, EU ETS e IMO Net-Zero Framework

En síntesis, FuelEU Maritime y EU ETS marítimo tienen un ámbito de aplicación muy similar, pero regulan realidades distintas. FuelEU se basa en la intensidad Well-to-Wake de la energía utilizada y, por tanto, incentiva principalmente el cambio hacia combustibles de menor intensidad climática. Reducir el consumo puede disminuir el importe absoluto de una penalización, pero no elimina el incumplimiento si la mezcla sigue superando el límite de gCO₂eq/MJ. El EU ETS, en cambio, grava las emisiones operacionales Tank-to-Wake cubiertas, por lo que su coste depende directamente de la cantidad total de combustible consumido y de las emisiones generadas. El IMO Net-Zero Framework comparte con FuelEU la lógica de intensidad de combustible, pero se diferencia por su ámbito global y por la incertidumbre actual sobre su adopción y diseño final.

2.3 FUELEU MARITIME

FuelEU Maritime es el principal instrumento regulatorio europeo destinado a incentivar el uso de combustibles renovables e hipocarbónicos en el transporte marítimo. A diferencia de

otros mecanismos basados en emisiones absolutas, como el EU ETS, FuelEU Maritime establece límites a la intensidad media anual de gases de efecto invernadero de la energía utilizada a bordo por los buques. Su objetivo es reducir progresivamente la intensidad climática del consumo energético marítimo, impulsando la sustitución de combustibles fósiles por combustibles de menor intensidad de emisiones y evitando, al mismo tiempo, distorsiones competitivas dentro del mercado marítimo europeo [1].

El Reglamento es especialmente relevante para este trabajo porque traduce la elección de combustible en una obligación económica directa. En la medida en que la mezcla energética utilizada por un buque supere el límite de intensidad permitido, se genera un déficit de conformidad que puede dar lugar a una sanción FuelEU. Por tanto, el cumplimiento de la normativa no depende únicamente del consumo total de combustible, sino también de la composición de la mezcla y de la intensidad Well-to-Wake de cada combustible. Esta lógica convierte a FuelEU Maritime en el elemento central para evaluar la conveniencia económica de introducir bio-GNL en buques dual fuel GNL.

2.3.1 ÁMBITO DE APLICACIÓN Y COBERTURA DE RUTAS

FuelEU Maritime se aplica a buques de arqueo bruto superior a 5.000 toneladas destinados al transporte de pasajeros o mercancías con fines comerciales, independientemente de su pabellón, siempre que realicen escalas en puertos bajo jurisdicción de un Estado miembro de la Unión Europea [1]. El Reglamento excluye determinados tipos de buques, como buques de guerra, unidades navales auxiliares, buques pesqueros, buques no propulsados por medios mecánicos y buques de propiedad o uso estatal destinados exclusivamente a fines no comerciales [1].

La cobertura de la energía consumida depende del tipo de trayecto realizado. En los viajes entre dos puertos bajo jurisdicción de Estados miembros, FuelEU Maritime aplica sobre la totalidad de la energía utilizada. En los viajes entre un puerto de la Unión Europea y un puerto situado en un tercer país, aplica sobre el 50 % de la energía consumida. Además, el Reglamento cubre la energía utilizada durante la estancia del buque en puerto bajo jurisdicción de un Estado miembro [1].

Esta diferenciación es fundamental para el presente trabajo, ya que las rutas analizadas presentan distintos grados de exposición a la normativa europea. Una ruta de corta distancia predominantemente intraeuropea estará mucho más expuesta a FuelEU Maritime que una ruta intercontinental con una elevada proporción de navegación extraeuropea. Por este motivo, en la herramienta desarrollada se distingue entre tres tipos de tramo: UE–UE, UE–Extra UE y Extra UE–Extra UE. La energía consumida en los tramos UE–UE se considera cubierta al 100 %, la energía de los tramos UE–Extra UE al 50 % y la correspondiente a tramos Extra UE–Extra UE queda fuera del alcance de FuelEU Maritime.

Tipo de trayecto	Cobertura FuelEU
Estancia en puerto UE	100% de la energía utilizada
Viaje UE-UE	100% de la energía utilizada
Viaje UE-Extra UE	50% de la energía utilizada
Viaje Extra UE-Extra UE	0% de la energía utilizada

Tabla 2. Cobertura de FuelEU Maritime según el tipo de trayecto

2.3.2 INTENSIDAD DE GEI WELL-TO-WAKE Y SENDA DE REDUCCIÓN

El núcleo de FuelEU Maritime es el límite a la intensidad media anual de gases de efecto invernadero de la energía utilizada a bordo por un buque. Esta intensidad se expresa en gramos de CO₂ equivalente por megajulio, gCO₂eq/MJ, y se calcula con un enfoque Well-to-Wake, es decir, incorporando tanto las emisiones asociadas a la producción, transporte y distribución del combustible como las emisiones generadas durante su uso a bordo [1].

El Reglamento fija un valor de referencia de 91,16 gCO₂eq/MJ, que se reduce progresivamente a lo largo del tiempo. La senda comienza con una reducción del 2 % desde 2025 y alcanza una reducción del 80 % desde 2050 [1], avanzando cada 5 años. Esta evolución genera una presión creciente sobre los buques, ya que una mezcla energética que

cumple en los primeros años puede dejar de hacerlo a medida que los límites se vuelven más estrictos.

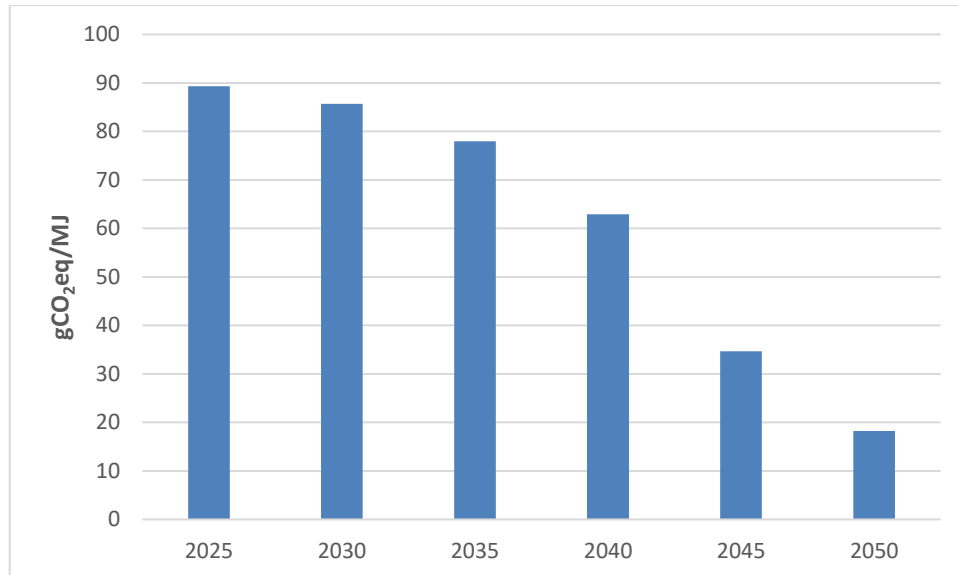


Figura 2. Senda de reducción de la intensidad de gases de efecto invernadero en FuelEU Maritime

La intensidad de emisiones se obtiene agregando las contribuciones Well-to-Tank y Tank-to-Wake de los combustibles empleados. De forma simplificada, el Reglamento formula la intensidad como la suma de ambas componentes, ajustada en su caso por factores como el uso de tecnologías eólicas. En este trabajo no se consideran tecnologías de asistencia eólica, por lo que el análisis se centra en la contribución de los combustibles: GNL fósil, bio-GNL y fuelóleo piloto.

La componente Well-to-Tank recoge las emisiones aguas arriba del combustible, incluyendo producción, acondicionamiento, transporte y distribución. La componente Tank-to-Wake recoge las emisiones generadas durante el uso a bordo, incluyendo CO₂, CH₄ y N₂O [1]. Esta metodología es especialmente importante para combustibles gaseosos basados en metano, como el GNL fósil, el bio-GNL procedente de biometano o incluso combustibles sintéticos equivalentes como el e-GNL. En todos estos casos, el impacto climático no depende únicamente del CO₂ emitido durante la combustión, sino también de las emisiones asociadas

a la cadena de suministro, del origen del carbono contenido en el combustible y del metano no quemado liberado en el motor.

2.3.3 FACTORES DE EMISIÓN, GNL Y METHANE SLIP

FuelEU Maritime incorpora factores de emisión por defecto para diferentes combustibles y tecnologías de motor. En el caso del GNL fósil, el Reglamento establece un factor Well-to-Tank base de 18,5 gCO₂eq/MJ [1]. Este valor es el utilizado como caso central en el presente trabajo. No obstante, dado que existe incertidumbre sobre la intensidad real de las emisiones upstream del GNL importado por Europa, el modelo incorpora escenarios alternativos con valores de 15,0 y 24,4 gCO₂eq/MJ, que se describen posteriormente en el capítulo de escenarios.

Además de las emisiones Well-to-Tank, el uso de GNL está condicionado por el *methane slip*. Este concepto hace referencia a la fracción de metano que no se quema durante la combustión y se libera directamente a la atmósfera. Su relevancia climática es elevada, ya que el metano tiene un potencial de calentamiento global superior al del CO₂. Por ello, FuelEU Maritime incorpora valores de *Cslip* diferenciados según el tipo de motor [1].

Tecnología de motor GNL	<i>Cslip</i> FuelEU [% masa combustible]
Dual fuel GNL, ciclo Otto, baja velocidad	1,70%
Dual fuel GNL, ciclo Otto, media velocidad	3,10%
Dual fuel GNL, alta presión, ciclo diésel	0,20%

Tabla 3. Valores por defecto de methane slip para motores de GNL según FuelEU Maritime

Esta tabla es importante para la memoria porque permite justificar por qué buques que utilizan el mismo combustible pueden presentar intensidades de emisiones diferentes. En particular, los motores Otto de media velocidad presentan un *methane slip* superior al de motores de alta presión y ciclo diésel. En consecuencia, la competitividad ambiental y

económica del GNL no depende únicamente del precio del combustible, sino también de la tecnología de motor instalada.

Estos factores *methane slip* por defecto son los correspondientes a la operación en media carga del motor y pueden ser verse reducidos si el operador realiza un estudio en banco de pruebas del mismo frente a la curva de carga del motor. Ese escenario es el correspondiente a la sensibilidad al factor *methane slip* que se estudia en el presente trabajo.[8].

2.3.4 BALANCE DE CONFORMIDAD, POOLING Y MECANISMOS DE FLEXIBILIDAD

El cumplimiento de FuelEU Maritime se determina mediante el balance de conformidad. Este balance mide el exceso o defecto de cumplimiento de un buque respecto al límite de intensidad media anual de gases de efecto invernadero aplicable en cada periodo de notificación [1]. Si el balance es positivo, el buque presenta un excedente de conformidad; si es negativo, presenta un déficit de conformidad.

El Anexo IV del Reglamento define el balance de conformidad relativo a la intensidad de gases de efecto invernadero mediante la siguiente expresión [1]:

$$CB = (GHGIE_{target} - GHGIE_{actual}) * E$$

Ecuación 1. Balance de conformidad de FuelEU Maritime

Donde CB es el balance de conformidad, $GHGIE_{target}$ es el límite de intensidad aplicable en el año correspondiente, $GHGIE_{actual}$ es la intensidad media anual real del buque y E representa la energía total utilizada a bordo dentro del alcance de la normativa. De esta forma, el balance combina dos elementos: la diferencia entre la intensidad permitida y la intensidad real, y la magnitud del consumo energético sujeto a FuelEU Maritime. Ese factor E es el que está sujeto a la ruta, por lo tanto, la ruta influye en la magnitud en valor absoluto de CB , pero no en el signo de la misma.

FueleEU Maritime incorpora varios mecanismos de flexibilidad. En primer lugar, si un buque obtiene un excedente de conformidad en un periodo de notificación, la empresa puede acumularlo para el mismo buque en el periodo siguiente, previa aprobación del verificador y registro en la base de datos FueleEU [1]. En segundo lugar, si el buque presenta un déficit, puede tomar prestado un anticipo del excedente de conformidad del periodo siguiente, aunque este préstamo se deduce posteriormente multiplicado por 1,1 y está sujeto a limitaciones cuantitativas y temporales [1].

Además, el Reglamento permite la agrupación de balances de conformidad, mecanismo conocido como *pooling*. Mediante este mecanismo, los balances de dos o más buques pueden agruparse a efectos de cumplimiento, siempre que el balance agregado sea positivo y se cumplan las condiciones establecidas por el Reglamento [1]. Esto permite que buques con excedente compensen el déficit de otros buques dentro de una misma agrupación, generando una herramienta de gestión de cumplimiento a nivel de flota o incluso una forma de monetizar el exceso de cumplimiento, vendiendo el excedente a otros operadores.

En el presente trabajo, sin embargo, el análisis se realiza a nivel de combinación buque-ruta individual. Por tanto, no se modeliza el *pooling* entre buques ni la acumulación o préstamo interanual de excedentes. Esta decisión permite aislar el comportamiento económico de cada caso de estudio y evaluar directamente qué mezcla de combustibles permite minimizar el coste total para cada buque y ruta. No obstante, estos mecanismos se reconocen como elementos relevantes para estrategias reales de cumplimiento a nivel de flota.

2.3.5 PENALIZACIÓN FUELEU Y TRADUCCIÓN AL MODELO

Cuando un buque presenta un déficit de conformidad y no lo compensa mediante los mecanismos de flexibilidad previstos, debe abonar una sanción FueleEU. El Reglamento establece que dicha sanción debe tener efecto disuasorio, ser proporcional al grado de incumplimiento y eliminar cualquier ventaja económica derivada de no cumplir con el límite de intensidad [1].

El Anexo IV define la sanción asociada al déficit de intensidad de gases de efecto invernadero mediante la siguiente expresión [1]:

$$Penalty_{FuelEU}[\text{€}] = \begin{cases} \frac{|CB|}{GHGIE_{actual} * 41000} * 2400, & \text{si } CB < 0 \\ 0, & \text{si } CB \leq 0 \end{cases}$$

Ecuación 2. Penalización económica por déficit de conformidad FuelEU

Donde CB es el balance de conformidad en valor absoluto, $GHGIE_{actual}$ es la intensidad media anual real del buque, 41.000 MJ representa la energía equivalente de una tonelada métrica de fuelóleo con muy bajo contenido de azufre, y 2.400 EUR es el importe de referencia por tonelada métrica equivalente de dicho combustible [1].

Esta formulación convierte el incumplimiento de intensidad en un coste económico. Por tanto, el operador debe comparar el coste de reducir la intensidad de la mezcla, por ejemplo, mediante la incorporación de bio-GNL, con el coste de asumir la sanción. En términos económicos, FuelEU Maritime actúa como un incentivo a la sustitución progresiva de combustibles fósiles por combustibles de menor intensidad Well-to-Wake.

En la herramienta desarrollada, esta lógica se incorpora calculando para cada año la intensidad Well-to-Wake resultante de la mezcla de GNL fósil, bio-GNL y fuelóleo piloto. Si la intensidad calculada se sitúa por debajo del límite FuelEU correspondiente, la sanción es nula. Si la intensidad supera el límite, se calcula el déficit de conformidad y se aplica la fórmula de penalización. De este modo, la penalización FuelEU entra en la función objetivo junto con el coste de combustible y el coste asociado al EU ETS.

La optimización compara, año a año, dos alternativas implícitas: cumplir con FuelEU Maritime incrementando la proporción de bio-GNL, o aceptar un déficit de conformidad y pagar la sanción correspondiente. La mezcla óptima será aquella que minimice el coste total descontado del periodo 2026–2050. Esta formulación es especialmente útil porque permite identificar en qué condiciones el bio-GNL resulta económicamente competitivo como

herramienta de cumplimiento y en qué condiciones la penalización puede ser menos costosa que la sustitución de combustible.

2.4 EU ETS APLICADO AL TRANSPORTE MARÍTIMO

El régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea, conocido como EU ETS, constituye uno de los principales instrumentos de la política climática europea. Su funcionamiento se basa en el principio de “cap-and-trade”: se establece un límite máximo de emisiones para los sectores cubiertos por el sistema y las empresas deben entregar derechos de emisión equivalentes a las emisiones generadas. En el caso del transporte marítimo, la inclusión en el EU ETS supone que las emisiones asociadas a la operación de los buques pasan a tener un coste económico directo, determinado por el precio de mercado de los derechos de emisión.

Desde enero de 2024, el EU ETS se ha extendido al transporte marítimo, cubriendo inicialmente las emisiones de CO₂ de los grandes buques, de 5.000 GT o más, que entren en puertos de la Unión Europea, independientemente del pabellón bajo el que naveguen [4]. Esta ampliación supone un cambio relevante para las compañías navieras, ya que introduce un coste regulatorio ligado a las emisiones absolutas generadas durante la operación del buque. A diferencia de FuelEU Maritime, que limita la intensidad media de gases de efecto invernadero de la energía utilizada a bordo, el EU ETS actúa sobre las toneladas emitidas dentro del ámbito de aplicación del sistema.

2.4.1 ÁMBITO DE APLICACIÓN Y COBERTURA DE EMISIONES

El ámbito de aplicación del EU ETS marítimo depende del tipo de viaje realizado. El sistema cubre el 100 % de las emisiones generadas en viajes entre dos puertos del Espacio Económico Europeo, así como el 100 % de las emisiones producidas durante la estancia del buque en puerto. En el caso de viajes entre un puerto del Espacio Económico Europeo y un puerto situado fuera de dicho ámbito, el EU ETS cubre el 50 % de las emisiones. Los viajes realizados íntegramente entre puertos no pertenecientes al Espacio Económico Europeo quedan fuera del sistema [4].

Tipo de trayecto	Cobertura EU ETS
Estancia en puerto UE	100% de las emisiones
Viaje UE-UE	100% de las emisiones
Viaje UE-Extra UE	50% de las emisiones
Viaje Extra UE-Extra UE	0% de las emisiones

Tabla 4. Cobertura del EU ETS marítimo según el tipo de trayecto

Esta lógica de cobertura es similar a la de FuelEU Maritime en lo que respecta a los porcentajes aplicados a los distintos tipos de trayecto, pero existe una diferencia fundamental: mientras FuelEU aplica dichos porcentajes sobre la energía utilizada a bordo para calcular la intensidad regulatoria, el EU ETS los aplica sobre las emisiones absolutas que deben ser cubiertas mediante derechos de emisión.

En el presente trabajo, esta diferenciación se incorpora mediante el cálculo de las emisiones sujetas al EU ETS en función de la proporción de cada ruta que corresponde a trayectos UE–UE, UE–Extra UE y Extra UE–Extra UE. De esta forma, una ruta con mayor componente intraeuropeo tendrá una exposición superior al EU ETS que una ruta intercontinental con mayor proporción de navegación extracomunitaria. Esta exposición regulatoria es relevante porque afecta directamente al coste total anual de operación del buque.

2.4.2 CALENDARIO DE INCORPORACIÓN Y GASES INCLUIDOS

La incorporación del transporte marítimo al EU ETS se realiza de forma progresiva. Las compañías navieras no están obligadas a entregar derechos por el 100 % de sus emisiones desde el primer año, sino que existe un periodo transitorio. Para las emisiones generadas en 2024, las compañías deben entregar derechos equivalentes al 40 % de las emisiones notificadas; para las emisiones de 2025, el porcentaje aumenta al 70 %; y, a partir de las emisiones de 2026, el sistema cubre el 100 % de las emisiones sujetas al EU ETS [4]. La

primera obligación de entrega de derechos se produce en septiembre de 2025, correspondiente a las emisiones generadas durante 2024 [4].

Año de emisiones	Porcentaje de emisiones que debe cubrirse con derechos
2024	40%
2025	70%
2026 en adelante	100%

Tabla 5. Calendario de incorporación progresiva del transporte marítimo al EU ETS

En cuanto a los gases incluidos, el EU ETS marítimo cubre inicialmente las emisiones de CO₂. No obstante, desde el 1 de enero de 2026 se incorporan también las emisiones de metano, CH₄, y óxido nitroso, N₂O, expresadas en CO₂ equivalente [4]. Esta ampliación resulta especialmente importante para el análisis de buques propulsados por GNL, ya que el uso de este combustible puede generar emisiones de metano no quemado durante la combustión. Por tanto, a partir de 2026, el *methane slip* no solo afecta al cumplimiento de FuelEU Maritime, sino también al coste asociado al EU ETS en la medida en que las emisiones de CH₄ estén dentro del alcance del sistema.

El horizonte temporal del presente trabajo comienza en 2026, por lo que el análisis económico se realiza considerando la aplicación completa del EU ETS sobre las emisiones cubiertas por el sistema. Esto permite centrar la modelización en el régimen estabilizado, evitando que los resultados estén condicionados por el periodo transitorio inicial de 2024 y 2025. De este modo, para cada año del periodo 2026–2050, la herramienta calcula las emisiones sujetas al EU ETS y las transforma en un coste económico mediante el precio proyectado de los derechos de emisión.

2.4.3 COSTE DE DERECHOS DE EMISIÓN Y TRADUCCIÓN AL MODELO

En el EU ETS, las compañías navieras deben adquirir y entregar derechos de emisión equivalentes a las emisiones cubiertas por el sistema. Cada derecho permite emitir una tonelada de CO₂, o una tonelada de CO₂ equivalente cuando se consideran otros gases de efecto invernadero. Por tanto, el coste ETS de un buque depende de dos elementos principales: las emisiones sujetas al sistema y el precio de mercado de los derechos de emisión. La Comisión Europea señala que el precio de los derechos se determina en el mercado europeo de carbono, por lo que está sujeto a variaciones temporales asociadas a la oferta, la demanda, las expectativas regulatorias y la evolución de los mercados energéticos [4].

En el presente trabajo se ha adoptado un precio constante de **80 €/tCO₂eq** para todo el periodo 2026–2050. Este valor no pretende constituir una previsión del precio futuro de los derechos de emisión, sino una hipótesis simplificadora de modelización. La elección se basa en que 80 €/tCO₂eq representa un valor redondeado y cercano a los niveles recientes del mercado europeo de carbono en el momento de elaboración del trabajo [12]. La decisión de mantener constante el precio del ETS permite centrar el análisis de sensibilidad en las variables principales del estudio: los precios de combustibles, el *methane slip* y el factor Well-to-Tank del GNL fósil. Además, como se comprobará en el análisis de resultados, variaciones significativas del precio ETS, por ejemplo, entre 80 y 150 €/tCO₂eq, tienen un impacto más moderado sobre la mezcla óptima que los cambios en los precios relativos de los combustibles o el endurecimiento progresivo de los límites FuelEU. Por tanto, la hipótesis de precio ETS constante simplifica el modelo sin alterar las conclusiones principales del trabajo. En términos simplificados, el coste anual asociado al EU ETS puede expresarse como:

$$Coste_{ETS,t} = Emisiones_{ETS,t} * P_{EU A}$$

Ecuación 3. Coste anual asociado al EU ETS marítimo

Donde $Coste_{ETS,t}$ representa el coste asociado al EU ETS en el año t , $Emisiones_{ETS,t}$ son las emisiones sujetas al sistema en dicho año, expresadas en toneladas de CO₂ equivalente, y $P_{EU A}$ es el precio asumido del derecho de emisión, fijado en este trabajo en **80 €/tCO₂eq.**

En la herramienta desarrollada, las emisiones sujetas al EU ETS se calculan aplicando la cobertura correspondiente a cada tipo de trayecto. Así, las emisiones generadas en navegación UE–UE se incluyen al 100 %, las emisiones asociadas a navegación UE–Extra UE se incluyen al 50 % y las emisiones correspondientes a navegación Extra UE–Extra UE no se incorporan al coste ETS. Esta metodología permite reflejar de forma diferenciada el impacto regulatorio de cada ruta y comparar buques con distintos perfiles de exposición europea.

El coste ETS actúa de forma distinta a la penalización FuelEU. Mientras FuelEU solo genera sanción cuando la intensidad Well-to-Wake del buque supera el límite regulatorio aplicable, el EU ETS genera coste por cada tonelada emitida dentro del alcance del sistema. Por tanto, incluso una mezcla de combustibles que cumpla FuelEU Maritime puede seguir generando un coste ETS significativo si mantiene emisiones absolutas elevadas. Esta diferencia es clave para el modelo, ya que obliga a analizar conjuntamente intensidad de emisiones, consumo total de energía, cobertura de ruta y coste de los derechos.

En el caso de los combustibles analizados, En el caso del bio-GNL, el modelo considera nulas las emisiones de CO₂ sujetas al EU ETS siempre que el combustible cumpla los criterios de sostenibilidad aplicables. Sin embargo, no se eliminan las emisiones de CH₄ y N₂O asociadas a su uso a bordo, incluyendo el methane slip, dado que desde 2026 estos gases forman parte del alcance del EU ETS marítimo y la neutralización del carbono biogénico aplica únicamente al CO₂. Además, su principal efecto dentro del modelo se produce a través de la reducción de la intensidad Well-to-Wake y, por tanto, de la penalización FuelEU. El GNL fósil, por su parte, puede presentar menores emisiones directas de CO₂ que combustibles líquidos convencionales, pero sigue generando emisiones sujetas al EU ETS y, desde 2026, puede verse afectado también por la inclusión de CH₄ y N₂O. El fuelóleo

piloto se mantiene como una necesidad técnica mínima en la mezcla, pero contribuye tanto a las emisiones sujetas al ETS como a la intensidad regulatoria calculada bajo FuelEU.

En consecuencia, la incorporación del EU ETS al modelo permite capturar el impacto económico de las emisiones absolutas, complementando el enfoque de intensidad de FuelEU Maritime. Esta combinación es fundamental para evaluar correctamente la estrategia óptima de mezcla de combustibles, ya que el menor coste total no depende únicamente de evitar sanciones FuelEU, sino también de reducir la exposición económica a los derechos de emisión.

2.5 INTERACCIÓN ENTRE FUELEU MARITIME Y EU ETS

FuelEU Maritime y EU ETS actúan de forma complementaria sobre la descarbonización del transporte marítimo, pero lo hacen mediante lógicas regulatorias distintas. Mientras que FuelEU Maritime limita la **intensidad media anual de gases de efecto invernadero de la energía utilizada a bordo**, expresada en gCO₂eq/MJ y calculada con enfoque Well-to-Wake, el EU ETS introduce un coste económico sobre las **emisiones operacionales Tank-to-Wake cubiertas por el sistema**, expresadas en toneladas de CO₂ equivalente [1], [4]. Esta diferencia es clave para entender por qué ambos instrumentos deben modelizarse de forma conjunta.

FuelEU Maritime incentiva principalmente la sustitución de combustibles de elevada intensidad climática por combustibles renovables o hipocarbónicos. Un buque puede evitar la penalización FuelEU si su mezcla energética anual presenta una intensidad Well-to-Wake inferior al límite regulatorio aplicable. Por tanto, la variable crítica no es únicamente cuánto combustible consume el buque, sino qué intensidad de emisiones tiene cada unidad de energía consumida. En este sentido, el bio-GNL puede desempeñar un papel relevante, ya que permite reducir la intensidad media de la mezcla sin modificar necesariamente la tecnología de propulsión.

El EU ETS, en cambio, introduce un coste por cada tonelada de emisiones operacionales cubierta por el sistema. A diferencia de FuelEU Maritime, no existe un umbral de intensidad por debajo del cual el coste desaparezca. Si el buque genera emisiones TtW sujetas al EU ETS, debe entregar derechos de emisión por ellas. Por tanto, incluso una mezcla que cumpla FuelEU Maritime puede seguir soportando un coste ETS significativo si mantiene emisiones operacionales dentro del ámbito de aplicación del sistema. Esta diferencia hace que la estrategia óptima de combustible no pueda determinarse únicamente minimizando la intensidad regulatoria, sino que debe considerar también el volumen total de emisiones TtW cubiertas y el precio asumido de los derechos.

Aspecto	FuelEU Maritime	EU ETS
Variable regulada	Intensidad de GEI de la energía utilizada	Emisiones operacionales cubiertas
Unidad principal	gCO ₂ eq/MJ	tCO ₂ eq
Enfoque de emisiones	Well-to-Wake	Tank-to-Wake
Mecanismo económico	Penalización por déficit de conformidad	Compra y entrega de derechos de emisión
Aplicación por rutas	Sobre la energía cubierta	Sobre las emisiones TtW cubiertas
Efecto sobre el modelo	Incentiva reducir la intensidad de la mezcla	Penaliza las emisiones operacionales generadas
Principal variable de decisión afectada	Porcentaje de bio-GNL en la mezcla	Emisiones sujetas y precio EUA asumido

Tabla 6. Comparación entre FuelEU Maritime y EU ETS marítimo

La interacción entre ambas normativas genera situaciones en las que una misma decisión de combustible tiene efectos distintos sobre cada componente regulatorio. Por ejemplo, aumentar el porcentaje de bio-GNL en la mezcla puede reducir la intensidad Well-to-Wake y, por tanto, evitar o disminuir una penalización FuelEU. Sin embargo, su efecto sobre el EU ETS depende del tratamiento regulatorio de sus emisiones Tank-to-Wake. En este trabajo se considera que el CO₂ biogénico asociado al bio-GNL sostenible es nulo a efectos del EU ETS, pero se mantienen las emisiones de CH₄ y N₂O asociadas a su uso a bordo, incluyendo el *methane slip*, dado que desde 2026 estos gases forman parte del alcance del EU ETS marítimo [4].

En el caso del GNL fósil, la interacción también es relevante. Desde la perspectiva de FuelEU Maritime, su intensidad Well-to-Wake depende tanto del factor Well-to-Tank reconocido por la normativa como de las emisiones Tank-to-Wake, incluyendo el *methane slip*. Desde la perspectiva del EU ETS, el GNL fósil genera emisiones operacionales sujetas al sistema en función de la cobertura de la ruta y de los gases incluidos. Por tanto, una reducción del *methane slip* puede mejorar simultáneamente el comportamiento del buque bajo FuelEU y reducir parcialmente su exposición al EU ETS, especialmente a partir de la inclusión de CH₄ en 2026.

Desde el punto de vista del modelo desarrollado, ambos instrumentos se integran en una única función objetivo. Para cada año, combinación buque-ruta y escenario, la herramienta calcula el coste de combustible, el coste asociado al EU ETS y la penalización FuelEU en caso de incumplimiento. La mezcla óptima será aquella que minimice la suma descontada de estos tres componentes. De esta forma, el modelo no busca únicamente cumplir FuelEU Maritime, sino minimizar el coste económico total de operación bajo el marco regulatorio europeo considerado.

Esta formulación permite capturar posibles compensaciones entre costes. En determinados años, puede resultar óptimo introducir bio-GNL para evitar una penalización FuelEU si el coste adicional del combustible renovable es inferior a la sanción evitada. En otros casos, si el bio-GNL es demasiado caro o si la reducción de intensidad no compensa económicamente,

el modelo puede aceptar cierto déficit de conformidad y asumir la penalización. Del mismo modo, una ruta con mayor exposición europea tendrá un mayor peso relativo de los costes regulatorios que una ruta con predominio de tramos extracomunitarios.

En consecuencia, la interacción entre FuelEU Maritime y EU ETS constituye el núcleo económico del presente trabajo. FuelEU Maritime condiciona la intensidad admisible de la mezcla energética desde una perspectiva Well-to-Wake, mientras que el EU ETS incorpora el coste de las emisiones operacionales Tank-to-Wake cubiertas por el sistema. Analizar ambos instrumentos de forma conjunta permite evaluar con mayor realismo la competitividad del GNL fósil, del bio-GNL y del fuelóleo piloto en buques portacontenedores dual fuel, así como identificar las variables que más influyen en la estrategia óptima de cumplimiento.

2.6 MARCO IMO Y OTRAS MEDIDAS INTERNACIONALES

Además de la regulación europea, el transporte marítimo está sujeto a un marco internacional desarrollado principalmente por la Organización Marítima Internacional, OMI. Este marco busca establecer medidas globales que permitan reducir las emisiones de gases de efecto invernadero del transporte marítimo internacional, evitando al mismo tiempo una fragmentación regulatoria excesiva entre regiones. La relevancia de la OMI se explica por el carácter global del sector marítimo, en el que los buques operan habitualmente entre múltiples jurisdicciones y bajo pabellones de distintos Estados.

La estrategia climática de la OMI ha evolucionado de forma progresiva. Inicialmente, las medidas se centraron en mejorar la eficiencia energética de los buques mediante índices técnicos y operacionales. Posteriormente, la ambición regulatoria se ha desplazado hacia mecanismos más amplios, orientados no solo a reducir la intensidad energética, sino también a incentivar el uso de combustibles de menor intensidad de gases de efecto invernadero. En este contexto se sitúa el IMO Net-Zero Framework, que representa el intento más avanzado de establecer un marco global de descarbonización marítima basado en la intensidad de los combustibles y en un mecanismo económico asociado a las emisiones.

No obstante, el grado de madurez regulatoria de las medidas internacionales no es homogéneo. Mientras que instrumentos como EEDI, EEXI y CII ya forman parte del marco obligatorio de MARPOL Annex VI, el IMO Net-Zero Framework continúa pendiente de adopción formal y de desarrollo de guías de implementación. Por este motivo, el presente trabajo diferencia entre las medidas internacionales ya vigentes, que se describen como contexto técnico-regulatorio, y el futuro marco IMO Net-Zero, que se analiza por su relevancia estratégica pero no se incorpora al modelo económico de optimización.

2.6.1 EEDI, EEXI y CII

La OMI ha introducido varias medidas técnicas y operacionales para reducir la intensidad de carbono del transporte marítimo. Entre ellas destacan el Energy Efficiency Design Index, EEDI, el Energy Efficiency Existing Ship Index, EEXI, y el Carbon Intensity Indicator, CII. Estos instrumentos forman parte de la evolución regulatoria de MARPOL Annex VI y buscan mejorar el desempeño energético de los buques tanto desde la fase de diseño como durante su operación.

El **EEDI** es un índice aplicable a buques nuevos que mide la eficiencia energética de diseño del buque. Su objetivo es garantizar que las nuevas construcciones cumplan un nivel mínimo de eficiencia energética, expresado en términos de emisiones de CO₂ por capacidad de transporte y distancia navegada. Las guías de cálculo de EEDI definen una metodología específica que combina factores como potencia instalada, consumo específico, factor de emisión del combustible, capacidad del buque y velocidad de referencia [13].

El **EEXI**, por su parte, extiende la lógica de eficiencia técnica a buques existentes. Su finalidad es evaluar si un buque en operación cumple un nivel mínimo de eficiencia energética equivalente al requerido para nuevas construcciones, considerando sus características técnicas. Junto con el CII, el EEXI forma parte de las medidas de corto plazo de la OMI que entraron en vigor el 1 de noviembre de 2022, con requisitos de certificación aplicables desde el 1 de enero de 2023 [14].

El **CII** introduce una dimensión operacional. A diferencia de EEDI y EEXI, que se centran en la eficiencia técnica o de diseño, el CII evalúa anualmente la intensidad operacional de carbono de los buques. La OMI explica que el CII refleja la eficiencia operacional del buque y se basa en el consumo de combustible reportado mediante el sistema IMO DCS, siendo obligatorio para buques de 5.000 GT o más [15]. El resultado se traduce en una calificación anual de la A a la E, donde A representa un desempeño superior y E un desempeño inferior.

Instrumento	Tipo de medida	Buques afectados	Enfoque principal
EEDI	Técnica	Buques nuevos	Eficiencia energética de diseño
EEXI	Técnica	Buques existentes	Eficiencia energética técnica
CII	Operacional	Buques en operación ≥ 5.000 GT	Intensidad operacional de carbono

Tabla 7. Principales medidas IMO de eficiencia e intensidad de carbono

Estas medidas son relevantes porque reflejan la evolución del sector hacia una regulación cada vez más orientada a la eficiencia y la reducción de emisiones. Sin embargo, no constituyen el foco cuantitativo del presente trabajo. El modelo desarrollado no evalúa la calificación CII de los buques ni calcula índices EEDI o EEXI, ya que el objetivo principal es optimizar la mezcla de combustibles bajo FuelEU Maritime y EU ETS. Por tanto, EEDI, EEXI y CII se incluyen como parte del marco normativo internacional, pero quedan fuera del alcance de la herramienta.

2.6.2 IMO NET-ZERO FRAMEWORK

El IMO Net-Zero Framework constituye la propuesta más relevante de la OMI para avanzar hacia una regulación global de las emisiones de gases de efecto invernadero del transporte

marítimo internacional. Este marco se alinea con la estrategia de la OMI de 2023, que establece como ambición alcanzar emisiones netas nulas del transporte marítimo internacional en torno a 2050, con puntos de control intermedios de reducción de emisiones de al menos el 20 %, aspirando al 30 %, en 2030, y de al menos el 70 %, aspirando al 80 %, en 2040, siempre frente a niveles de 2008 [11].

Desde el punto de vista conceptual, el IMO Net-Zero Framework presenta similitudes con FuelEU Maritime, ya que ambos mecanismos se apoyan en una métrica de intensidad de emisiones asociada a la energía utilizada. Sin embargo, existen diferencias relevantes. FuelEU Maritime es una regulación europea ya aprobada y con límites definidos hasta 2050, mientras que el marco IMO busca una aplicación global, pero todavía requiere adopción formal y desarrollo normativo adicional. La propia OMI indica que, aunque el texto fue aprobado en abril de 2025, las discusiones sobre su adopción formal se aplazaron hasta 2026; una vez adoptadas las normas, estas entrarían en vigor tras el procedimiento de aceptación tácita correspondiente [5].

Dentro del estándar global de combustible, el IMO Net-Zero Framework introduce una métrica denominada **GHG Fuel Intensity**, GFI, expresada en $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$ y calculada con enfoque Well-to-Wake. Esta intensidad se compara anualmente con dos trayectorias de referencia: un **Base Target**, menos exigente, y un **Direct Compliance Target**, más estricto. Ambas trayectorias se definen como reducciones respecto a una intensidad de referencia de 2008 de **93,3 $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$** [5]. Estas reducciones solo están definidas hasta 2035.

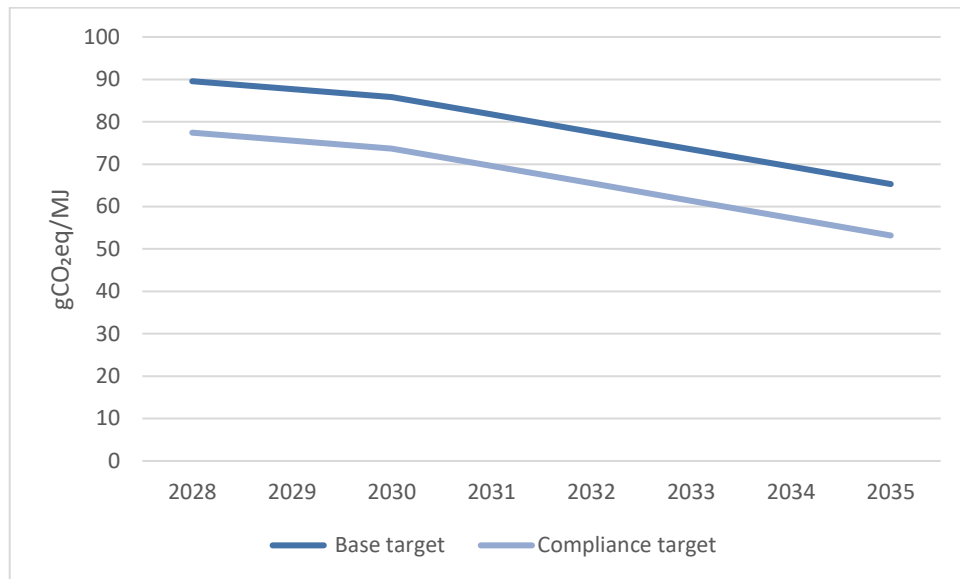


Figura 3. Senda de reducción de la intensidad de gases de efecto invernadero en OMI Net-Zero

El sistema de cumplimiento se articula mediante **Surplus Units** y **Remedial Units**. Si el buque alcanza una intensidad inferior al Direct Compliance Target, genera unidades excedentarias que pueden utilizarse o transferirse. Si la intensidad del buque queda entre el Direct Compliance Target y el Base Target, se genera un déficit de **Tier 1**, que debe compensarse mediante Remedial Units con un precio inicial de **100 USD/tCO₂eq**. En cambio, si la intensidad supera también el Base Target, el buque genera tanto un déficit de Tier 1 como un déficit adicional de **Tier 2**, este último asociado a un precio inicial de **380 USD/tCO₂eq** [5].

Esta estructura crea un mecanismo de cumplimiento por tramos: los buques con mejor desempeño que el objetivo directo pueden generar excedentes, los buques que cumplen únicamente el objetivo base afrontan un coste limitado de Tier 1, y los buques que no alcanzan el objetivo base soportan un coste más elevado por la parte de emisiones situada por encima de dicho umbral.

DNV destaca que el IMO Net-Zero Framework podría convertirse en una de las regulaciones globales más relevantes para la descarbonización marítima, al combinar requisitos técnicos

de intensidad Well-to-Wake con un mecanismo económico global [2]. No obstante, también señala que quedan elementos pendientes de clarificación, como la metodología final de cálculo de la intensidad de gases de efecto invernadero de los combustibles, las guías de análisis de ciclo de vida, los valores Well-to-Tank de combustibles como el GNL fósil y el funcionamiento de los mecanismos de recompensa o penalización [2].

Sin embargo, tras el aplazamiento de la adopción formal del IMO Net-Zero Framework, el debate regulatorio se ha reabierto parcialmente de cara a MEPC 85 y a la continuación de la sesión extraordinaria MEPC.ES.2. Recientes estudios identifican cuatro alternativas principales de enmienda a MARPOL Annex VI que podrían ser consideradas: mantener el NZF as is, introducir un esquema NZF as *levy*, adoptar una versión de *softer start, harder finish*, o avanzar hacia un rediseño de tipo LISCRC concept [6]. La existencia de estas alternativas muestra que el debate no se limita a una adopción automática del texto inicialmente aprobado, sino que sigue abierta la discusión sobre el nivel de ambición, el papel del mecanismo económico y la senda de cumplimiento.

Además, el análisis sectorial reciente apunta a que la adopción de cualquiera de estas opciones no está garantizada. Tras el fracaso de la sesión MEPC.ES.2 de octubre de 2025 para cerrar la adopción del marco, la existencia de varias alternativas pre-circuladas para MEPC 85 refleja la falta de consenso sobre la arquitectura final del mecanismo. En este contexto, el sentir en parte del sector es que alcanzar un acuerdo será difícil, ya sea porque no se consiga la mayoría necesaria para adoptar una de las propuestas, o porque se reabran las negociaciones para rediseñar el marco [6].

Por este motivo, el presente trabajo no incorpora el IMO Net-Zero Framework dentro de la optimización económica. Incluirlo exigiría asumir valores futuros de límites, precios o mecanismos de cumplimiento que todavía no están definitivamente consolidados, lo que introduciría un grado elevado de especulación en los resultados. En cambio, el análisis cuantitativo se centra en FuelEU Maritime y EU ETS, que presentan reglas, fórmulas y horizontes temporales suficientemente definidos para ser modelizados. El IMO Net-Zero Framework se mantiene, por tanto, como referencia para contextualizar la evolución futura

de la regulación internacional y para interpretar posibles cambios en la competitividad del GNL y del bio-GNL a medio y largo plazo.

2.7 IMPLICACIONES REGULATORIAS PARA BUQUES PROPULSADOS POR GNL

La aplicación conjunta de FuelEU Maritime y EU ETS tiene implicaciones especialmente relevantes para los buques propulsados por GNL. Aunque el GNL fósil puede presentar ventajas frente a combustibles líquidos convencionales en términos de emisiones locales y emisiones directas de CO₂, su evaluación regulatoria depende de un conjunto más amplio de factores. En particular, bajo FuelEU Maritime no se consideran únicamente las emisiones Tank-to-Wake, sino la intensidad de gases de efecto invernadero en términos Well-to-Wake, incorporando también las emisiones asociadas a la producción, transporte y distribución del combustible [1]. Por tanto, la competitividad regulatoria del GNL no depende solo de su comportamiento durante la combustión, sino también del factor Well-to-Tank reconocido por la normativa.

El valor Well-to-Tank del GNL fósil es una variable crítica en este análisis. FuelEU Maritime establece un valor por defecto de 18,5 gCO₂eq/MJ para el GNL fósil [1]. Sin embargo, estudios recientes han cuestionado que este valor refleje completamente la intensidad real del GNL importado por Europa, estimando valores superiores cuando se consideran las emisiones *upstream* asociadas a determinados orígenes de suministro [9]. Esta incertidumbre justifica la inclusión de escenarios alternativos de factor Well-to-Tank en el presente trabajo, ya que una revisión al alza del valor regulatorio del GNL fósil empeoraría su posición relativa frente al bio-GNL y aumentaría la proporción de combustible renovable necesaria para cumplir FuelEU Maritime.

Además del factor Well-to-Tank, el *methane slip* constituye uno de los elementos más importantes para evaluar el uso de GNL en transporte marítimo. El methane slip corresponde a la fracción de metano no quemado que se libera a la atmósfera durante la operación del motor. Dado que el metano tiene un elevado potencial de calentamiento global, pequeñas

variaciones en el nivel de slip pueden alterar significativamente la intensidad climática del GNL. FuelEU Maritime recoge valores por defecto de Cslip diferenciados por tecnología de motor, lo que implica que dos buques que consumen el mismo combustible pueden presentar resultados regulatorios distintos si emplean arquitecturas de motor diferentes [1].

Esta sensibilidad tecnológica es particularmente relevante para los motores dual fuel. Los motores de ciclo Otto de media velocidad presentan valores de methane slip superiores a los motores de alta presión y ciclo diésel, lo que penaliza su intensidad Well-to-Wake bajo FuelEU Maritime. En consecuencia, la selección de tecnología de motor condiciona la estrategia óptima de mezcla de combustibles. Un buque con mayor methane slip requerirá, en igualdad de condiciones, una mayor proporción de bio-GNL para alcanzar una misma intensidad de emisiones que otro buque con menor slip. Esta diferencia será uno de los elementos analizados en los casos de estudio.

La posibilidad de acreditar valores reales de *methane slip* inferiores a los factores por defecto añade una dimensión adicional al análisis. La Comisión Europea ha desarrollado guías para la notificación y verificación de factores reales de *methane slip* bajo FuelEU Maritime, permitiendo el uso de valores certificados cuando existan ensayos en banco de pruebas o mediciones directas verificadas [8]. Por ello, este trabajo incorpora un escenario en el que el *methane slip* se reduce un 75 % respecto a los valores por defecto, representando una situación en la que un operador pudiera demostrar un mejor comportamiento real del motor. Este escenario permite evaluar el impacto económico de la certificación de menores emisiones de metano sobre la mezcla óptima y sobre el coste total.

El bio-GNL aparece en este contexto como una alternativa especialmente relevante. Desde el punto de vista técnico, puede utilizarse en motores e infraestructuras compatibles con GNL, lo que permite reducir la intensidad climática de la mezcla sin necesidad de sustituir completamente la arquitectura de propulsión. Desde la perspectiva de FuelEU Maritime, su principal ventaja es la reducción de la intensidad Well-to-Wake frente al GNL fósil, siempre que cumpla los criterios de sostenibilidad y reducción de emisiones aplicables [1]. Por tanto,

el bio-GNL puede actuar como una palanca de cumplimiento regulatorio, permitiendo disminuir o eliminar el déficit de conformidad FueIEU.

En relación con el EU ETS, el tratamiento del bio-GNL es distinto al de FueIEU Maritime. El EU ETS se centra en las emisiones operacionales Tank-to-Wake cubiertas por el sistema. En el caso de combustibles sostenibles de origen biogénico, las emisiones de CO₂ pueden recibir factor cero si se cumplen los criterios de sostenibilidad y ahorro de emisiones establecidos en la normativa aplicable. No obstante, esta neutralización afecta al CO₂ biogénico, pero no elimina necesariamente las emisiones de CH₄ y N₂O asociadas al uso a bordo del combustible. La documentación de la Comisión Europea sobre EU ETS marítimo recoge que desde 2026 el sistema incluye CH₄ y N₂O, además de CO₂, y que la posibilidad de zero-rating de combustibles de biomasa está condicionada al cumplimiento de los criterios regulatorios correspondientes [4], [16].

Esta distinción es importante para el modelo. El bio-GNL puede reducir de forma muy significativa la exposición al EU ETS al considerarse nulas sus emisiones de CO₂ biogénico, pero el methane slip y las emisiones de N₂O siguen siendo relevantes si entran dentro del alcance del sistema. Por tanto, incluso cuando se utiliza bio-GNL, la tecnología de motor continúa afectando al resultado económico y ambiental, especialmente en escenarios con valores elevados de slip. Esta interacción refuerza la necesidad de analizar conjuntamente combustible, motor, ruta y normativa.

Las rutas también condicionan el impacto regulatorio del GNL y del bio-GNL. Tanto FueIEU Maritime como EU ETS aplican una cobertura completa a los trayectos intraeuropeos y una cobertura parcial a los trayectos entre la Unión Europea y terceros países. Por tanto, un mismo buque puede tener incentivos regulatorios distintos dependiendo de la ruta operada. En rutas con alta proporción UE-UE, el coste de incumplimiento FueIEU y el coste ETS tendrán mayor peso relativo, lo que puede favorecer una introducción más temprana o intensa de bio-GNL. En rutas con mayor componente extracomunitario, la exposición regulatoria es menor y el diferencial de coste entre GNL fósil y bio-GNL puede tener mayor influencia en la decisión óptima.

Variable	Relevancia regulatoria	Efecto esperado sobre la mezcla óptima
Factor WtT del GNL	Afecta a la intensidad Well-to-Wake bajo FuelEU	Un valor mayor reduce la competitividad del GNL fósil y favorece el bio-GNL
<i>Methane slip</i>	Afecta a FuelEU y, desde 2026, al EU ETS por inclusión de CH ₄	Un slip mayor aumenta la intensidad climática y favorece mezclas con más bio-GNL o motores de menor slip
Precio del bio-GNL	Determina el coste de cumplir mediante combustible renovable	Un precio mayor puede hacer más atractivo asumir penalización FuelEU
Cobertura de la ruta	Define qué proporción de energía/emisiones queda sujeta a regulación europea	Mayor exposición UE incrementa el peso de FuelEU y EU ETS en el coste total
Precio del derecho EUA	Convierte emisiones TtW cubiertas en coste económico	Un precio mayor penaliza combustibles con mayores emisiones operacionales

Tabla 8. Variables regulatorias que condicionan la competitividad del GNL y del bio-GNL

En conjunto, las implicaciones regulatorias para buques propulsados por GNL son complejas y dependen de la interacción entre factores técnicos, ambientales y económicos. El GNL fósil puede actuar como combustible de transición, pero su viabilidad futura se ve condicionada por su intensidad Well-to-Tank, por el methane slip y por la evolución de los límites de FuelEU Maritime. El bio-GNL, por su parte, permite reducir la intensidad de la

mezcla y puede mejorar la posición del buque frente a FuelEU y EU ETS, pero su competitividad depende de su precio, disponibilidad y reconocimiento regulatorio.

Esta es precisamente la razón por la que el presente trabajo desarrolla una herramienta de optimización. La decisión relevante no consiste únicamente en comparar emisiones unitarias de combustibles, sino en determinar, para cada año, buque, ruta y escenario, qué combinación de GNL fósil, bio-GNL y fuelóleo minimiza el coste total bajo el marco regulatorio considerado. De este modo, el análisis permite evaluar de forma cuantitativa hasta qué punto el bio-GNL puede complementar al GNL fósil como vía de transición en buques portacontenedores dual fuel.

Capítulo 3. METODOLOGÍA Y HERRAMIENTA DE OPTIMIZACIÓN DESARROLLADA

3.1 ENFOQUE GENERAL DE LA HERRAMIENTA

Una vez definidos el marco regulatorio y los datos de entrada del análisis, este capítulo presenta la metodología empleada para construir la herramienta de cálculo y optimización. La herramienta ha sido desarrollada en Excel y tiene como objetivo determinar, para cada combinación buque-ruta y escenario, la mezcla energética anual de combustibles que minimiza el coste total del periodo 2026–2050.

El modelo considera tres combustibles: GNL fósil, bio-GNL y fuelóleo marítimo utilizado como combustible piloto. La variable principal de decisión es el porcentaje energético anual asignado a cada uno de ellos. A partir de esta mezcla, la herramienta calcula el consumo de combustible, las emisiones Well-to-Wake, el balance de conformidad bajo FuelEU Maritime, el coste asociado al EU ETS y el coste directo de combustible. Posteriormente, estos componentes se integran en una función objetivo que minimiza el coste total descontado del periodo de análisis.

La herramienta se aplica de forma independiente a cada una de las cuatro combinaciones buque-ruta definidas en el Capítulo 3. Para cada combinación se evalúan seis escenarios: tres escenarios de precios de combustibles, CPS, STEPS y NZE, y tres escenarios técnicos adicionales asociados a la reducción del *methane slip* y a la variación del factor Well-to-Tank del GNL fósil. En total, el modelo resuelve **24 casos de optimización**, permitiendo comparar cómo cambia la estrategia óptima de mezcla en función del tipo de buque, ruta, entorno de precios y parámetros técnicos.

El enfoque del modelo es anual. Para cada año entre 2026 y 2050, la herramienta calcula los consumos, emisiones y costes correspondientes a la mezcla de combustibles seleccionada.

Aunque los resultados se obtienen año a año, la optimización se realiza considerando el conjunto del periodo, de forma que la solución óptima minimiza el coste acumulado descontado y no únicamente el coste de un año aislado. Esta aproximación permite capturar la evolución progresiva de los límites FuelEU, de los precios de combustibles y de la presión regulatoria a lo largo del tiempo.

La lógica de cálculo de la herramienta puede resumirse en cinco etapas. Primero, se introducen los datos de entrada relativos a combustibles, buques, rutas, precios e hipótesis comunes. Segundo, se calcula la demanda energética anual de cada buque en función de sus características técnicas y de la ruta asignada. Tercero, se evalúan las emisiones asociadas a cada mezcla, diferenciando entre emisiones Well-to-Wake para FuelEU y emisiones Tank-to-Wake cubiertas por el EU ETS. Cuarto, se calculan los costes de combustible, derechos de emisión y posibles penalizaciones FuelEU. Finalmente, se optimiza la mezcla anual de combustibles para minimizar el coste total descontado.

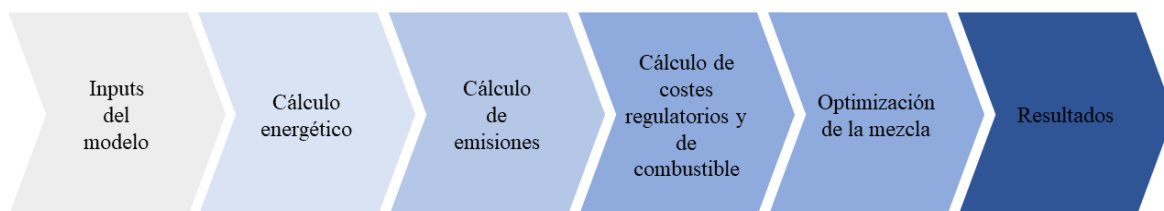


Figura 4. Esquema general de funcionamiento de la herramienta

Desde el punto de vista metodológico, la herramienta no busca simular todos los aspectos operativos de una naviera, sino aislar el efecto económico de la elección de combustible bajo el marco regulatorio europeo considerado. Por ello, el modelo se centra en los costes variables directamente asociados al consumo energético y al cumplimiento regulatorio, sin incorporar costes de inversión, infraestructura, disponibilidad física de combustibles o estrategias comerciales de aprovisionamiento.

Este enfoque permite que la herramienta sea suficientemente detallada para evaluar el impacto de FuelEU Maritime y EU ETS sobre buques dual fuel GNL, pero manteniendo una estructura transparente y trazable. Cada resultado obtenido puede vincularse con un conjunto concreto de inputs: características del buque, perfil de ruta, precio de combustibles, factor Well-to-Tank, *methane slip* y restricciones de mezcla. Esta trazabilidad es fundamental para interpretar los resultados y para identificar qué variables explican la entrada progresiva de bio-GNL o la aparición de penalizaciones FuelEU en determinados escenarios.

En consecuencia, el Capítulo 3. desarrolla la formulación interna de la herramienta, describiendo cómo se calcula la demanda energética, cómo se definen las mezclas de combustibles, cómo se estiman emisiones y costes, y cómo se plantea el problema de optimización. De esta forma, se conecta la caracterización de inputs del Capítulo 4. con los resultados cuantitativos que se presentan posteriormente.

3.2 FUNCIÓN OBJETIVO DEL MODELO

Una vez calculados el coste de combustible, el coste asociado al EU ETS y la posible penalización FuelEU, la herramienta integra estos tres componentes en una única función objetivo. El propósito del modelo es determinar la mezcla energética anual de GNL fósil, bio-GNL y fuelóleo que minimiza el coste total descontado durante el periodo 2026–2050.

Para cada combinación buque-ruta y escenario, el coste total anual se define como la suma de los tres componentes económicos considerados:

$$C_{t,s} = Coste_{comb,t,s} + Coste_{ETS,t,s} + Penalización_{FUE,t,s}$$

Ecuación 4. Coste total anual considerado en la herramienta

Donde $C_{t,s}$ representa el coste total del año t en el escenario s , $Coste_{comb,t,s}$ es el coste anual de combustible, $Coste_{ETS,t,s}$ es el coste asociado al EU ETS y $Penalización_{FUE,t,s}$ es la penalización FuelEU en caso de déficit de conformidad.

La función objetivo minimiza la suma descontada de estos costes anuales:

$$\min CTD_s = \sum_{t=2026}^{2050} \frac{Coste_{comb,t,s} + Coste_{ETS,t,s} + Penalización_{FUE,t,s}}{(1+r)^{t-2026}}$$

Ecuación 5. Función objetivo del modelo de optimización

Donde CTD_s es el coste total descontado del escenario s , r es la tasa de descuento anual, fijada en este trabajo en el 6 %, y t representa cada año del horizonte de análisis.

Las variables de decisión de esta función objetivo son los porcentajes energéticos anuales de cada combustible:

$$x_{GNL,t}, x_{bioGNL,t}, x_{FO,t}$$

Por tanto, la herramienta no optimiza únicamente una mezcla fija para todo el periodo, sino una senda anual de mezcla de combustibles. Esto permite que el modelo adapte progresivamente la proporción de bio-GNL a medida que los límites FuelEU se vuelven más exigentes, cambian los precios de combustibles y aumenta el impacto relativo de los costes regulatorios.

La formulación adoptada permite capturar el principal compromiso económico del trabajo. Por un lado, el GNL fósil suele presentar un menor coste directo de combustible, pero una mayor intensidad de emisiones. Por otro lado, el bio-GNL tiene un coste unitario superior en la mayoría de escenarios, pero puede reducir o eliminar penalizaciones FuelEU y disminuir parcialmente el coste ETS. La optimización determina en cada año si el ahorro regulatorio derivado de introducir bio-GNL compensa su mayor coste frente al GNL fósil.

Es importante destacar que FuelEU Maritime no se introduce como una restricción estricta de cumplimiento, sino como una penalización económica dentro de la función objetivo. De esta forma, la herramienta permite que, en determinados años o escenarios, el resultado óptimo sea asumir una penalización FuelEU si esta resulta menos costosa que incrementar la proporción de bio-GNL. Esta característica es relevante porque reproduce una decisión económica realista para el operador: cumplir mediante combustible renovable o pagar el coste regulatorio asociado al incumplimiento.

En consecuencia, la función objetivo integra en una única métrica económica los tres efectos principales de la elección de combustible: coste energético, coste por emisiones operacionales bajo EU ETS y coste por intensidad Well-to-Wake bajo FuelEU Maritime. El resultado final de la optimización es la combinación anual de combustibles que minimiza el coste total descontado para cada combinación buque-ruta y escenario.

3.3 CÁLCULO DE BALANCE DE CONFORMIDAD Y PENALIZACIÓN FUELEU

Una vez calculada la intensidad Well-to-Wake anual de la mezcla, la herramienta evalúa el cumplimiento bajo FuelEU Maritime. Para ello, compara la intensidad real obtenida en cada año con el límite regulatorio aplicable. Si la intensidad de la mezcla es inferior o igual al límite, el buque presenta un balance de conformidad positivo o nulo. En cambio, si la intensidad supera el límite, se genera un déficit de conformidad que da lugar a una penalización económica.

El primer paso consiste en determinar la energía anual cubierta por FuelEU Maritime. Como se explicó en el Capítulo 2, la normativa no aplica de la misma forma a todos los trayectos: los viajes UE–UE computan al 100 %, los viajes UE–Extra UE al 50 % y los trayectos Extra UE–Extra UE quedan fuera del alcance. Por tanto, para cada ruta se calcula un factor de exposición regulatoria efectiva:

$$\alpha_{FEU} = f_{UE-UE} + 0,5 * f_{UE-ExtraUE}$$

Ecuación 6. Factor de exposición FuelEU de la ruta

Donde α_{FEU} representa la fracción efectiva de energía cubierta por FuelEU Maritime, f_{UE-UE} es la fracción de la ruta correspondiente a trayectos entre puertos de la Unión Europea y $f_{UE-ExtraUE}$ es la fracción correspondiente a trayectos entre la Unión Europea y terceros países.

A partir de este factor, la energía cubierta por FuelEU en cada año se obtiene como:

$$E_{FEU,t} = E_{fuel,t} * \alpha_{FEU}$$

Ecuación 7. Energía anual cubierta por FuelEU Maritime

Donde $E_{FEU,t}$ es la energía anual sujeta a FuelEU Maritime y $E_{fuel,t}$ es la demanda energética anual total de combustible calculada previamente.

El balance de conformidad se calcula comparando la intensidad límite de FuelEU con la intensidad real de la mezcla:

$$CB_t = (GHGIE_{lim,t} - GHGIE_t) * E_{FEU,t}$$

Donde CB_t es el balance de conformidad del año t , $GHGIE_{lim,t}$ es el límite de intensidad de gases de efecto invernadero establecido por FuelEU para ese año, $GHGIE_t$ es la intensidad Well-to-Wake real de la mezcla y $E_{FEU,t}$ es la energía cubierta por la normativa.

Cuando $CB_t \geq 0$, la mezcla cumple con el límite FuelEU y no se genera penalización.

Cuando $CB_t < 0$, existe un déficit de conformidad, ya que la intensidad real de la mezcla es superior al límite aplicable. En ese caso, la herramienta calcula una penalización FuelEU inicial a partir de la expresión definida por el Reglamento:

$$Penalización_{FEU,t}^{base} = \frac{|CB_t|}{GHGIE_t * 41.000} * 2.400$$

Ecuación 8. Penalización FuelEU inicial por déficit de conformidad

Donde $|CB_t|$ representa el déficit de conformidad en valor absoluto, $GHGIE_t$ es la intensidad real de la mezcla, 41.000 MJ corresponde a la energía equivalente de una tonelada de fuelóleo de referencia, y 2.400 €/t es el factor económico utilizado por FuelEU para calcular la penalización [1].

Además, la herramienta incorpora el incremento de penalización previsto por FuelEU Maritime para déficits de conformidad consecutivos. Si un buque presenta déficit durante

dos o más periodos de notificación consecutivos, la penalización se multiplica por un factor creciente igual a:

$$F_{consec,t} = 1 + \frac{n_t - 1}{10}$$

Ecuación 9. Factor multiplicador por déficits FuelEU consecutivos.

Donde n_t es el número de periodos de notificación consecutivos en los que la empresa está sujeta a una sanción FuelEU para ese buque. Por tanto, si el déficit aparece solo en un año aislado, $n_t = 1$ y el multiplicador es igual a 1. Si el déficit se mantiene durante dos años consecutivos, el multiplicador pasa a 1,1; si se mantiene durante tres años, pasa a 1,2, y así sucesivamente.

La penalización FuelEU final aplicada en la herramienta se obtiene multiplicando la penalización base por dicho factor:

$$Penalización_{FEU,t} = Penalización_{FEU,t}^{base} * F_{consec,t}$$

Ecuación 10. Penalización FuelEU final aplicada en la herramienta

En caso de que el buque cumpla con FuelEU en un determinado año, la penalización es nula y el contador de déficits consecutivos se reinicia. De este modo, la herramienta no solo penaliza el incumplimiento anual, sino también la persistencia del déficit de conformidad en el tiempo.

En términos económicos, esta penalización transforma el incumplimiento de intensidad en un coste anual. Por tanto, el modelo no obliga necesariamente a cumplir FuelEU en todos los años, sino que permite comparar dos alternativas: introducir una mayor proporción de bio-GNL para reducir la intensidad de la mezcla o aceptar el déficit y asumir la penalización. La optimización elegirá una u otra opción en función de cuál genere menor coste total descontado.

En este trabajo no se modelizan mecanismos de flexibilidad como *banking*, *borrowing* o *pooling*. La evaluación se realiza de forma individual para cada combinación buque-ruta y

para cada año del periodo analizado. No obstante, sí se incorpora el efecto acumulativo de los incumplimientos consecutivos, ya que este multiplicador afecta directamente al coste económico de mantener déficits FuelEU a lo largo del tiempo.

El resultado de este bloque de cálculo es la penalización FuelEU anual asociada a cada mezcla. Esta penalización se incorpora posteriormente a la función objetivo junto con el coste de combustible y el coste EU ETS. De este modo, FuelEU Maritime actúa en el modelo como un incentivo económico para reducir la intensidad de la mezcla, pero no como una restricción estricta de cumplimiento obligatorio.

3.4 CÁLCULO DE EMISIONES Y COSTE EU ETS

Además del cumplimiento bajo FuelEU Maritime, la herramienta calcula el coste asociado al EU ETS marítimo. A diferencia de FuelEU, que evalúa la intensidad Well-to-Wake de la energía utilizada, el EU ETS se aplica sobre las emisiones operacionales Tank-to-Wake cubiertas por el sistema. Por tanto, este bloque del modelo no considera las emisiones Well-to-Tank, sino únicamente las emisiones generadas durante el uso del combustible a bordo.

Dado que el horizonte del análisis comienza en 2026, la herramienta considera el EU ETS plenamente aplicado al transporte marítimo, sin necesidad de introducir el calendario progresivo de incorporación de 2024 y 2025. Además, desde 2026 se incluyen no solo las emisiones de CO₂, sino también las de CH₄ y N₂O expresadas en CO₂ equivalente [4].

El primer paso consiste en calcular la fracción efectiva de la ruta cubierta por el EU ETS. Al igual que en FuelEU Maritime, los trayectos UE–UE computan al 100 %, los trayectos UE–Extra UE al 50 % y los trayectos Extra UE–Extra UE quedan fuera del alcance del sistema. Este coeficiente al que denotaremos como α_{ETS} tiene un cálculo idéntico al coeficiente α_{FEU} , cuyo cálculo queda descrito en la Ecuación 6.

A partir de la masa consumida de cada combustible, la herramienta calcula las emisiones Tank-to-Wake generadas por la mezcla. Para cada combustible i , las emisiones operacionales se estiman considerando los factores de emisión de CO₂, CH₄ y N₂O, así como

el efecto del *methane slip* en el caso de los combustibles gaseosos consumidos en motores GNL.

$$Em_{ETS,t} = \alpha_{ETS} \sum_i M_{i,t} * \left[\left(1 - \frac{C_{slip_m}}{100} \right) * (Cf_{CO_2,ETS,i} + Cf_{CH_4,i} * GWP_{CH_4} + Cf_{N_2O,i} * GWP_{N_2O}) + C_{slip_m} * GWP_{CH_4} \right]$$

Ecuación 11. Emisiones Tank-to-Wake de la mezcla sujetas al EU ETS

Donde $Em_{ETS,t}$ representa las emisiones cubiertas por el EU ETS en el año t , expresadas en tCO_2eq ; $M_{i,t}$ es la masa consumida del combustible i ; $Cf_{CO_2,ETS,i}$, $Cf_{CH_4,i}$, $Cf_{N_2O,i}$ son los factores de emisión Tank-to-Wake; GWP_{CH_4} y GWP_{N_2O} son los potenciales de calentamiento global del metano y del óxido nitroso; y C_{slip_m} es el coeficiente de *methane slip* correspondiente al motor del buque. En el caso del fuelóleo, el término de *methane slip* se considera nulo.

El tratamiento del bio-GNL en el EU ETS requiere una distinción específica. En FuelEU Maritime, el bio-GNL se evalúa mediante su intensidad Well-to-Wake, incorporando el valor de ciclo de vida procedente de la Directiva (UE) 2018/2001. En cambio, en el EU ETS el modelo considera nulas las emisiones de CO_2 biogénico asociadas al bio-GNL sostenible, siempre que se cumplan los criterios de sostenibilidad aplicables. No obstante, esta neutralización no elimina las emisiones de CH_4 y N_2O generadas durante su uso a bordo, ni el posible *methane slip* del motor. Por tanto, el bio-GNL reduce significativamente la exposición al EU ETS frente al GNL fósil, pero no la hace necesariamente nula.

Una vez obtenidas las emisiones cubiertas por el EU ETS, el coste anual se calcula multiplicándolas por el precio asumido del derecho de emisión. Como se indicó en el apartado 4.8, en este trabajo se adopta un precio constante de **80 €/tCO₂eq** para todo el periodo de análisis.

$$Coste_{ETS,t} = Em_{ETS,t} * P_{EU A}$$

Ecuación 12. Coste anual asociado al EU ETS

Donde $Coste_{ETS,t}$ es el coste del EU ETS en el año t , $Em_{ETS,t}$ son las emisiones cubiertas por el sistema y $P_{EU A}$ es el precio del derecho de emisión, fijado en **80 €/tCO₂eq**.

El resultado de este bloque es el coste EU ETS anual asociado a cada mezcla de combustibles. Este coste se incorpora posteriormente a la función objetivo junto con el coste directo de combustible y la penalización FuelEU. De este modo, el modelo captura la diferencia fundamental entre ambos instrumentos regulatorios: FuelEU penaliza el incumplimiento de una intensidad máxima Well-to-Wake, mientras que el EU ETS introduce un coste por las emisiones operacionales cubiertas, incluso cuando la mezcla cumple con FuelEU Maritime.

3.5 CÁLCULO DEL COSTE DE COMBUSTIBLE

Una vez calculada la masa anual consumida de cada combustible, la herramienta estima el coste directo de combustible asociado a la mezcla seleccionada. Este coste constituye uno de los tres componentes principales de la función objetivo, junto con el coste EU ETS y la penalización FuelEU.

A diferencia de los costes regulatorios, el coste de combustible se aplica sobre la totalidad del consumo anual del buque, con independencia de la exposición de la ruta a la regulación europea. Es decir, la fracción UE–UE, UE–Extra UE o Extra UE–Extra UE afecta al cálculo de FuelEU y EU ETS, pero no al coste físico de combustible, ya que todo el combustible consumido debe ser adquirido por el operador.

Para cada año t , escenario s y combustible i , el coste anual se calcula multiplicando la masa consumida por el precio unitario correspondiente:

$$Coste_{i,t,s} = M_{i,t} * P_{i,t,s}$$

Ecuación 13. Coste anual por combustible

Donde $Coste_{i,t,s}$ representa el coste anual del combustible i , $M_{i,t}$ es la masa consumida de dicho combustible en el año t , expresada en toneladas, y $P_{i,t,s}$ es el precio unitario del combustible en el año t y escenario s , expresado en €/t.

El coste total anual de combustible se obtiene sumando el coste de los tres combustibles considerados:

$$Coste_{comb,t,s} = \sum_i M_{i,t} * P_{i,t,s}$$

Ecuación 14. Coste total anual de combustible

Donde i incluye GNL fósil, bio-GNL y VLSFO.

En la herramienta, todos los precios se homogeneizan en €/t antes de aplicar la ecuación anterior. En el caso del fuelóleo, el precio se introduce directamente en €/t, partiendo del valor base definido para 2026 y de su posterior indexación al precio del crudo. En el caso del GNL fósil y del bio-GNL, los precios se construyen inicialmente en unidades energéticas y se convierten a €/t mediante el poder calorífico inferior de cada combustible.

El coste de combustible refleja el principal trade-off económico del modelo. El GNL fósil suele presentar un coste unitario inferior al bio-GNL, por lo que tiende a ser más atractivo desde una perspectiva puramente energética. Sin embargo, su mayor intensidad de emisiones puede generar penalizaciones FuelEU o mayores costes ETS. El bio-GNL, por el contrario, presenta un coste directo superior en la mayoría de escenarios, pero puede reducir el coste regulatorio al disminuir la intensidad Well-to-Wake de la mezcla. El fuelóleo, aunque se mantiene como combustible piloto mínimo, también contribuye al coste total y a las emisiones.

Por tanto, la herramienta no selecciona la mezcla únicamente en función del precio unitario de los combustibles, sino considerando su efecto conjunto sobre coste energético, emisiones

y cumplimiento regulatorio. El resultado de este bloque es el coste anual de combustible, que posteriormente se integra en la función objetivo para obtener el coste total descontado del periodo de análisis.

3.6 CÁLCULO DEL CONSUMO ENERGÉTICO ANUAL

El primer bloque de cálculo de la herramienta consiste en estimar el consumo energético anual de cada combinación buque-ruta. Este cálculo sirve como base para determinar posteriormente las cantidades de GNL fósil, bio-GNL y fuelóleo consumidas, así como las emisiones y costes asociados. La demanda energética anual depende de las características técnicas del buque y de la distancia anual navegada en la ruta asignada.

En primer lugar, se calcula el número anual de horas de operación a partir de la distancia recorrida y la velocidad media del buque. Dado que la velocidad se expresa en nudos, es decir, en millas náuticas por hora, las horas de navegación se obtienen como:

$$h_{\text{año}} = \frac{D_{\text{año}}}{v}$$

Ecuación 15. Horas anuales de navegación

Donde $h_{\text{año}}$ representa las horas anuales de navegación, $D_{\text{año}}$ es la distancia anual de la ruta en millas náuticas y v es la velocidad media del buque en nudos.

A partir de estas horas, se calcula la demanda energética asociada a la operación del buque. Para ello se utiliza la potencia instalada, el factor de carga y el *sea margin*. El factor de carga representa el porcentaje medio de utilización de la potencia instalada durante la operación, mientras que el *sea margin* introduce un margen adicional para reflejar condiciones reales de navegación, como oleaje, viento, corrientes, ensuciamiento del casco o desviaciones respecto a condiciones ideales de diseño.

$$P_{ef} = P_{inst} * FC * SM$$

Ecuación 16. Potencia efectiva considerada en operación

Donde P_{ef} es la potencia efectiva considerada en operación, P_{inst} es la potencia instalada del buque, FC es el factor de carga y SM es el *sea margin*.

La energía anual asociada a la operación del buque se obtiene multiplicando la potencia efectiva por las horas anuales de navegación. Esta magnitud representa la **energía mecánica anual entregada por el motor**, no la energía química contenida en el combustible consumido. Por tanto, constituye un paso intermedio del cálculo, que posteriormente debe transformarse en demanda energética de combustible mediante el consumo específico del motor y el poder calorífico inferior del combustible de referencia:

$$E_{op,año} = P_{ef} * h_{año}$$

Ecuación 17. Energía anual de operación

Donde $E_{op,año}$ se expresa en MWh si la potencia se introduce en MW y el tiempo en horas.

A continuación, la herramienta utiliza el consumo específico del motor para estimar la cantidad anual de combustible de referencia equivalente necesaria para cubrir dicha operación. El consumo específico, expresado en g/kWh, permite relacionar la energía mecánica producida con la masa de combustible consumida. De forma simplificada, la masa anual equivalente de combustible se calcula como:

$$m_{ref.año} = E_{op,año} * SFC$$

Ecuación 18. Consumo anual equivalente de combustible de referencia

Donde $m_{ref.año}$ representa el consumo anual equivalente de combustible de referencia y SFC es el consumo específico del motor. En la herramienta, las unidades se ajustan para expresar el resultado final en toneladas de combustible.

Esta masa equivalente se transforma después en una demanda energética anual de combustible mediante el poder calorífico inferior del combustible de referencia:

$$E_{fuel,año} = m_{ref,año} * PCI_{ref}$$

Ecuación 19. Demanda energética anual de combustible

Donde $E_{fuel,año}$ representa la energía total de combustible que debe cubrir la mezcla anual y PCI_{ref} es el poder calorífico inferior utilizado como referencia en la caracterización del consumo del motor. En este trabajo se adopta como combustible de referencia el GNL fósil, con un PCI de 49,1 MJ/kg. Esta elección responde a que los buques analizados son configuraciones dual fuel GNL y a que el GNL fósil constituye el combustible base de operación. Por tanto, el consumo específico del motor se utiliza para estimar una demanda energética equivalente en operación GNL, que posteriormente se reparte entre GNL fósil, bio-GNL y fuelóleo en función de la mezcla optimizada.

La hipótesis adoptada implica que el rendimiento global del motor se mantiene constante frente a cambios en la mezcla de combustibles. Esta simplificación resulta razonable para el alcance del trabajo, ya que el GNL fósil y el bio-GNL presentan una naturaleza energética similar y se emplean en la misma arquitectura de motor. El fuelóleo, por su parte, se mantiene como combustible piloto mínimo, por lo que su impacto sobre el rendimiento global se considera limitado.

Una vez calculada la demanda energética total de combustible, la herramienta la reparte entre GNL fósil, bio-GNL y fuelóleo de acuerdo con los porcentajes energéticos definidos por la optimización. Por tanto, el SFC no determina directamente el consumo de cada combustible, sino la energía total anual que debe ser suministrada por la mezcla.

Este enfoque permite que la demanda energética anual sea distinta para cada combinación buque-ruta. Los buques de mayor potencia, mayor distancia anual o mayor factor de carga presentan una demanda energética superior, mientras que buques con menor potencia, menor velocidad media o menor distancia anual generan consumos más reducidos. Además, el *sea margin* evita subestimar la demanda real de combustible al incorporar un margen operativo sobre las condiciones ideales.

En esta fase del modelo no se decide todavía qué proporción corresponde a cada combustible. El cálculo únicamente determina la energía total anual que debe cubrir la mezcla. La asignación entre GNL fósil, bio-GNL y fuelóleo se realiza en el siguiente bloque de la herramienta, mediante las variables de decisión de la optimización.

3.7 RESTRICCIONES DEL MODELO

Una vez calculada la demanda energética anual de cada combinación buque-ruta, la herramienta reparte dicha energía entre los tres combustibles considerados: GNL fósil, bio-GNL y fuelóleo marítimo. Esta asignación constituye la principal variable de decisión del modelo, ya que determina simultáneamente el coste de combustible, la intensidad Well-to-Wake, las emisiones sujetas al EU ETS y la posible penalización FuelEU.

La mezcla se define en términos energéticos. Por tanto, las variables de decisión representan el porcentaje de la energía anual cubierta por cada combustible, y no su proporción en masa o volumen. Esta formulación permite comparar combustibles con distintos poderes caloríficos y mantiene la coherencia con el enfoque de FuelEU Maritime, basado en la intensidad de emisiones por unidad de energía.

Para cada año t , la herramienta define tres variables de mezcla:

$$x_{GNL,t}, x_{bioGNL,t}, x_{FO,t}$$

Ecuación 20. Variables de decisión de la mezcla energética

Donde $x_{GNL,t}$ representa la fracción energética de GNL fósil en el año t , $x_{bioGNL,t}$ la fracción energética de bio-GNL y $x_{FO,t}$ la fracción energética de fuelóleo marítimo.

Estas variables deben cumplir que la suma de las tres fracciones sea igual al 100 % de la energía consumida en cada año:

$$x_{GNL,t} + x_{bioGNL,t} + x_{FO,t} = 1$$

Ecuación 21. Restricción de cierre de la mezcla energética

Además, se impone una restricción técnica mínima de fuelóleo del 5 % en términos energéticos, tal y como se ha definido en los capítulos anteriores. Esta condición representa la necesidad de combustible piloto en motores dual fuel GNL.

Asimismo, todas las fracciones de combustible deben estar comprendidas entre 0 y 1 salvo, como se describe en la expresión anterior, el fuelóleo:

$$0 \leq x_{GNL,t} \leq 1$$

$$0 \leq x_{bioGNL,t} \leq 1$$

$$0,05 \leq x_{FO,t} \leq 1$$

Ecuación 22. Restricciones de no negatividad y límite superior

A partir de estas fracciones, la herramienta calcula la energía anual asignada a cada combustible multiplicando la demanda energética total por el porcentaje correspondiente de la mezcla.

$$E_{i,t} = x_{i,t} * E_{total,t}$$

Ecuación 23. Energía anual asignada a cada combustible

Donde $E_{i,t}$ es la energía cubierta por el combustible i en el año t , $x_{i,t}$ es su fracción energética dentro de la mezcla y $E_{total,t}$ es la demanda energética total anual del buque.

Posteriormente, la energía de cada combustible se convierte en masa consumida utilizando su poder calorífico inferior. Esta conversión es necesaria porque algunos factores de emisión y precios se expresan por unidad de masa.

$$m_{i,t} = E_{i,t}/PCI_i$$

Ecuación 24. Conversión de energía a masa de combustible

Donde $m_{i,t}$ representa la masa consumida del combustible i en el año t y PCI_i es su poder calorífico inferior. En la herramienta, las unidades se ajustan para obtener el consumo final en toneladas.

La formulación permite que la mezcla cambie año a año. Esto es importante porque los límites de FuelEU Maritime se vuelven progresivamente más exigentes, los precios de combustibles evolucionan según el escenario y el peso económico de las penalizaciones puede variar a lo largo del periodo. Por tanto, la herramienta no impone una mezcla fija para todo el horizonte 2026–2050, sino que permite ajustar anualmente la proporción de GNL fósil y bio-GNL, manteniendo siempre el mínimo técnico de fuelóleo.

En términos prácticos, el fuelóleo actúa como una restricción técnica, mientras que la decisión económica principal se produce entre GNL fósil y bio-GNL. El GNL fósil suele presentar un menor coste directo, pero una mayor intensidad climática. El bio-GNL, en cambio, permite reducir la intensidad Well-to-Wake de la mezcla y evitar penalizaciones FuelEU, aunque con un coste de combustible superior en la mayoría de escenarios. La optimización busca precisamente el punto en el que el ahorro regulatorio derivado de introducir bio-GNL compensa, o no, su mayor coste frente al GNL fósil.

Esta definición de la mezcla constituye la base del resto de cálculos de la herramienta. A partir de los porcentajes energéticos anuales, el modelo calcula las emisiones Well-to-Wake, las emisiones Tank-to-Wake cubiertas por el EU ETS, el coste de combustible y la penalización FuelEU. Por ello, las variables de mezcla son el elemento central sobre el que actúa el proceso de optimización.

3.8 CÁLCULO DE EMISIONES WELL-TO-WAKE

A partir de las masas de combustible obtenidas en el apartado anterior, la herramienta calcula la intensidad de gases de efecto invernadero de la energía utilizada a bordo siguiendo la formulación de FuelEU Maritime. Esta intensidad se expresa en $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$ y constituye la variable que posteriormente se compara con el límite regulatorio aplicable en cada año.

FueleU Maritime define la intensidad de emisiones como la suma de dos componentes: las emisiones **Well-to-Tank**, asociadas a la producción, tratamiento, transporte y suministro del combustible, y las emisiones **Tank-to-Wake**, generadas durante su uso a bordo. En el modelo se emplean directamente estas expresiones, adaptadas a los combustibles considerados en el trabajo: GNL fósil, bio-GNL y fuelóleo marítimo [1].

La intensidad total de gases de efecto invernadero se expresa como:

$$GHGIE_t = f_{wind} * (WtT_t + TtW_t)$$

Donde $GHGIE_t$ es la intensidad de emisiones de la mezcla en el año t , WtT_t es el componente Well-to-Tank, TtW_t es el componente Tank-to-Wake y f_{wind} es el factor de recompensa asociado a la propulsión asistida por viento. En este trabajo no se considera propulsión asistida por viento, por lo que se adopta:

$$f_{wind} = 1$$

El componente Well-to-Tank se calcula como una media ponderada por la energía aportada por cada combustible:

$$WtT_t = \frac{\sum_i M_{i,t} * CO2eq_{WtT,i} * LCV_i}{\sum_i M_{i,t} * LCV_i * RWD_i}$$

Ecuación 25. Componente Well-to-Tank de la mezcla

Donde $M_{i,t}$ es la masa consumida del combustible i en el año t , $CO2eq_{WtT,i}$ es el factor Well-to-Tank del combustible, LCV_i es su poder calorífico inferior y RWD_i es el factor de recompensa aplicable en la formulación FueleU. En la herramienta se adopta $RWD_i = 1$ para todos los combustibles considerados, ya que no se incluyen combustibles renovables de origen no biológico a los que pudiera aplicarse un factor distinto. Asimismo, el término de electricidad de la formulación original se considera nulo, al no modelizarse consumo eléctrico externo ni suministro eléctrico en puerto.

El componente Tank-to-Wake se calcula considerando las emisiones generadas durante el uso del combustible a bordo e incorporando el efecto del *methane slip* cuando el combustible se consume en motores de GNL:

$$TtW_t = \sum_i \sum_j \frac{M_{i,j,t} * \left[\left(1 - \frac{Cslip_j}{100} \right) * CO2eq_{TtW,i,j} + \frac{Cslip_j}{100} * CO2eq_{TtW,slip,i,j} \right]}{M_{i,t} * LCV_i * RWD_i}$$

Ecuación 26. Componente Tank-to-Wake de la mezcla

Donde $M_{i,j,t}$ es la masa del combustible i consumida en la unidad consumidora j , $Cslip_j$ es el coeficiente de *methane slip* asociado al motor, $CO2eq_{TtW,i,j}$ representa el factor de emisiones Tank-to-Wake de la parte combustionada del combustible, y $CO2eq_{TtW,slip,i,j}$ representa el factor asociado al combustible no quemado emitido como metano.

En este trabajo, cada buque se caracteriza mediante una única tecnología principal de motor, por lo que el valor de $Cslip_j$ queda asociado directamente al buque analizado. De esta forma, el *methane slip* no se trata como una propiedad independiente del combustible, sino como una característica de la unidad consumidora. Esto permite que el mismo GNL o bio-GNL presente distinta intensidad Tank-to-Wake dependiendo de si se consume en un motor Otto de media velocidad, un motor Otto de baja velocidad o un motor dual fuel de alta presión.

Al haberse adoptado $RWD_i = 1$ para todos los combustibles considerados, el denominador de las expresiones Well-to-Tank y Tank-to-Wake equivale a la energía total anual utilizada por la mezcla. De este modo, los componentes WtT_t y TtW_t quedan expresados en gCO₂eq/MJ y pueden sumarse directamente para obtener la intensidad total de la mezcla.

En el caso del bio-GNL, el factor Well-to-Tank introducido en el modelo se obtiene a partir de la Directiva (UE) 2018/2001, ajustado según la metodología de FuelEU para evitar doble contabilización entre el componente Well-to-Tank y las emisiones Tank-to-Wake. Por ello, se utiliza un valor $CO2eq_{WtT,bioGNL}$ de aproximadamente **-62,4 gCO₂eq/MJ**, al que posteriormente se añaden las emisiones de operación correspondientes, incluyendo CO₂, N₂O y, en su caso, *methane slip*.

El resultado final de este bloque es la intensidad Well-to-Wake anual de la mezcla, $GHGIE_t$, expresada en gCO₂eq/MJ. Esta intensidad se compara posteriormente con el límite FuelEU aplicable en cada año para determinar si existe superávit o déficit de conformidad. Por tanto, el cálculo de emisiones Well-to-Wake constituye el vínculo directo entre la mezcla de combustibles optimizada y la posible penalización regulatoria bajo FuelEU Maritime.

3.9 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN

El problema de optimización se plantea para cada combinación buque-ruta y escenario, considerando como variables de decisión las fracciones energéticas anuales de GNL fósil, bio-GNL y fuelóleo. Estas variables, definidas anteriormente, deben cubrir el 100 % de la demanda energética anual, respetar los límites físicos de no negatividad y mantener un mínimo de fuelóleo del 5 % en términos energéticos.

La función objetivo, definida en el apartado anterior, consiste en minimizar el coste total descontado del periodo 2026–2050, incorporando coste de combustible, coste EU ETS y penalización FuelEU. Por tanto, el modelo selecciona la senda anual de mezcla que genera el menor coste económico total bajo las hipótesis técnicas, regulatorias y económicas consideradas.

El cumplimiento de FuelEU Maritime no se impone como una restricción estricta. En su lugar, el posible incumplimiento se incorpora como una penalización económica dentro de la función objetivo. Esta formulación permite que la herramienta compare de forma explícita si resulta más eficiente introducir bio-GNL para reducir la intensidad Well-to-Wake o asumir la penalización correspondiente.

Asimismo, no se incluyen restricciones adicionales de disponibilidad de bio-GNL, limitaciones logísticas de suministro ni límites a la variación anual de la mezcla. La demanda energética anual de cada combinación buque-ruta se considera fija y no depende de la mezcla seleccionada, bajo la hipótesis de que la sustitución entre GNL fósil y bio-GNL no altera de forma significativa el rendimiento global del motor.

En consecuencia, el modelo se formula como un problema de minimización de costes con variables continuas de mezcla energética, sujeto únicamente a restricciones técnicas básicas de composición de la mezcla. Esta formulación mantiene la herramienta suficientemente flexible para identificar la solución económicamente óptima en cada año, escenario y combinación buque-ruta.

3.10 IMPLEMENTACIÓN EN EXCEL Y USO DE SOLVER

La herramienta se ha implementado en **Microsoft Excel** con el objetivo de mantener una estructura transparente, flexible y fácilmente trazable. La elección de Excel responde a que permite integrar en un mismo entorno los datos de entrada, los cálculos energéticos y regulatorios, la formulación económica y la optimización de la mezcla de combustibles. Además, facilita la revisión de resultados año a año y la comparación entre combinaciones buque-ruta y escenarios.

La estructura de la herramienta se organiza en torno a varios bloques de cálculo. En primer lugar, se introducen los inputs técnicos de los buques, las rutas, los combustibles y los escenarios de precios. A continuación, se calculan la demanda energética anual, las masas consumidas de cada combustible, la intensidad Well-to-Wake, el balance de conformidad FuelEU, la penalización regulatoria, las emisiones cubiertas por el EU ETS y el coste de combustible. Finalmente, todos estos elementos se agregan en la función objetivo, que calcula el coste total descontado del periodo 2026–2050.

La optimización se realiza mediante **Solver de Excel**. Para cada combinación buque-ruta y escenario, la celda objetivo corresponde al coste total descontado, mientras que las celdas variables son los porcentajes energéticos anuales de GNL fósil, bio-GNL y fuelóleo. Dado que el horizonte temporal comprende 25 años, entre 2026 y 2050, y se consideran tres combustibles, cada caso de optimización incluye una senda anual de variables de mezcla.

El método utilizado en Solver es **GRG Nonlinear**, adecuado para problemas continuos en los que la función objetivo depende de relaciones no lineales entre variables. En este caso,

la no linealidad aparece principalmente por el cálculo de la penalización FuelEU, la comparación entre intensidad real y límite regulatorio, y el multiplicador asociado a déficits consecutivos. Aunque las variables de decisión son porcentajes continuos, el coste total resultante depende de umbrales regulatorios y condiciones de cumplimiento, por lo que no se trata de una optimización puramente lineal.

Para mejorar la estabilidad de la solución, se emplean opciones de escalado automático y, cuando resulta necesario, búsqueda desde distintos puntos iniciales. Esta precaución es relevante porque la presencia de penalizaciones condicionadas puede generar zonas de la función objetivo con cambios bruscos, especialmente en los años en los que la mezcla se sitúa cerca del límite FuelEU. Por ello, las soluciones obtenidas se revisan posteriormente comprobando la coherencia de las mezclas, la existencia o no de penalización FuelEU y la evolución del coste total.

El procedimiento de resolución se aplica de forma independiente a cada uno de los 24 casos analizados. Para cada caso, se selecciona la combinación buque-ruta y el escenario correspondiente, se actualizan los inputs de precios, *methane slip* y factor Well-to-Tank del GNL fósil, y se ejecuta Solver sobre la función objetivo. El resultado queda registrado como una senda anual de mezcla óptima y como un conjunto de indicadores económicos y ambientales.

La implementación en Excel permite también analizar de forma visual la evolución anual de los resultados. Para cada caso, la herramienta genera los porcentajes óptimos de mezcla, la intensidad Well-to-Wake de la mezcla, el balance de conformidad FuelEU, las penalizaciones aplicadas y el desglose de costes. Esta estructura facilita identificar en qué años comienza a ser necesario introducir bio-GNL, cuándo aparece penalización FuelEU y qué componente económico explica en mayor medida el coste total.

En conjunto, el uso de Solver permite transformar la herramienta de cálculo en una herramienta de decisión. No se limita a evaluar mezclas predefinidas, sino que determina endógenamente la combinación anual de combustibles que minimiza el coste total descontado bajo las restricciones e hipótesis consideradas. De este modo, la metodología

permite comparar de forma homogénea los distintos escenarios y extraer conclusiones sobre la competitividad relativa del GNL fósil, el bio-GNL y el fuelóleo piloto en buques portacontenedores dual fuel.

3.11 OUTPUTS DE LA HERRAMIENTA

Una vez resuelto cada caso de optimización, la herramienta genera un conjunto de resultados anuales y agregados que permiten interpretar la estrategia óptima de mezcla de combustibles. Estos outputs se calculan para cada combinación buque-ruta y escenario, de forma que es posible comparar tanto la evolución temporal dentro de un mismo caso como las diferencias entre escenarios.

El output principal de la herramienta es la **mezcla energética óptima anual**, expresada como porcentaje de GNL fósil, bio-GNL y fuelóleo marítimo. Esta mezcla permite identificar en qué momento resulta económicamente conveniente introducir bio-GNL, en qué proporción debe hacerse y si el fuelóleo permanece en el mínimo técnico del 5 %. Al estar expresada en términos energéticos, la mezcla es directamente comparable con la formulación regulatoria de FuelEU Maritime y con los cálculos de intensidad de emisiones.

Además de la mezcla, la herramienta calcula la **intensidad Well-to-Wake anual** de la energía utilizada a bordo. Este indicador permite comprobar la evolución de la intensidad de la mezcla frente al límite FuelEU aplicable en cada año. De este modo, se puede identificar si la estrategia óptima elimina completamente la penalización FuelEU o si, en determinados años, resulta más económico aceptar un déficit de conformidad.

La herramienta también genera el **balance de conformidad FuelEU** y la **penalización anual asociada**, en caso de incumplimiento. Este output es especialmente relevante porque permite observar si las penalizaciones aparecen de forma puntual o si se mantienen durante varios años consecutivos, activando el multiplicador previsto por la normativa. Por tanto, no solo se analiza la existencia de déficit, sino también su persistencia temporal y su impacto económico.

En relación con el **EU ETS**, el modelo calcula las **emisiones Tank-to-Wake cubiertas por el sistema** y el correspondiente **coste anual de derechos de emisión**. Este resultado permite diferenciar el efecto del EU ETS respecto a FuelEU: mientras FuelEU depende de la intensidad Well-to-Wake y solo genera penalización en caso de déficit, el EU ETS genera un coste por las emisiones operacionales cubiertas, incluso cuando la mezcla cumple con FuelEU.

El modelo calcula también el **coste anual de combustible**, desagregado por tipo de combustible. Este output permite identificar el incremento de coste asociado a la introducción de bio-GNL y compararlo con el ahorro regulatorio obtenido. Así, la herramienta permite evaluar si el mayor coste directo del bio-GNL queda compensado por la reducción de penalizaciones FuelEU y costes ETS.

En conjunto, los outputs de la herramienta permiten pasar de una optimización puramente numérica a una interpretación económica y regulatoria de los resultados. La herramienta no solo indica qué mezcla minimiza el coste total, sino que permite explicar por qué dicha mezcla es óptima: si se debe al diferencial de precio entre combustibles, a la presión de FuelEU, al coste del EU ETS, al tipo de motor o a la exposición regulatoria de la ruta. Esta capacidad de descomposición es esencial para extraer conclusiones sobre el papel del bio-GNL como complemento del GNL fósil en buques portacontenedores dual fuel.

Capítulo 4. CARACTERIZACIÓN DE LOS DATOS DE ENTRADA

4.1 INTRODUCCIÓN AL CAPÍTULO Y CLASIFICACIÓN DE LOS DATOS DE ENTRADA

Una vez definidos el marco normativo aplicable en el Capítulo 2 y el funcionamiento de la herramienta desarrollada en el Capítulo 3, este capítulo presenta los principales datos de entrada empleados en la misma. El objetivo no es volver a describir las obligaciones regulatorias de FuelEU Maritime o del EU ETS, sino caracterizar los parámetros técnicos, energéticos, operativos y económicos que alimentan el modelo de cálculo y optimización.

La herramienta se construye a partir de cinco grandes bloques de datos de entrada. En primer lugar, se definen los combustibles considerados: GNL fósil, bio-GNL y fuelóleo marítimo utilizado como combustible piloto. Para cada uno de ellos se incorporan sus propiedades energéticas, factores de emisión y precios proyectados. En segundo lugar, se caracterizan los buques seleccionados, incluyendo potencia instalada, consumo específico, capacidad de carga, tipo de motor, factor de carga, velocidad media y nivel de methane slip. En tercer lugar, se describen las rutas analizadas, diferenciando su distancia anual y el grado de exposición a la regulación europea según la proporción de trayectos UE–UE, UE–Extra UE y Extra UE–Extra UE.

En cuarto lugar, se incorporan los escenarios de precios de combustibles utilizados en el análisis, contruidos a partir de los escenarios energéticos de la IEA y de hipótesis propias para aquellos combustibles para los que no existen proyecciones específicas. Finalmente, se definen una serie de hipótesis económicas y técnicas comunes, como el horizonte temporal del análisis, la tasa de descuento, el precio asumido de los derechos de emisión del EU ETS,

el porcentaje mínimo de fuelóleo piloto y los escenarios de sensibilidad relativos al methane slip y al factor Well-to-Tank del GNL fósil.

Las mezclas de combustible se expresan en términos energéticos, y no en masa ni en volumen. Esta decisión es coherente con el enfoque de FuelEU Maritime, que evalúa la intensidad de gases de efecto invernadero de la energía utilizada a bordo, expresada en gCO₂eq/MJ. Por tanto, los porcentajes de GNL fósil, bio-GNL y fuelóleo representan la contribución de cada combustible a la energía total consumida por el buque en cada año.

Bloque de datos	Contenido principal	Función dentro de la herramienta
Combustibles	GNL fósil, bio-GNL y fuelóleo piloto	Definir propiedades energéticas y emisiones
Buques	Potencia, consumo específico, motor, capacidad, velocidad y <i>methane slip</i>	Calcular consumo energético y emisiones asociadas
Rutas	Distancia anual y exposición UE–UE, UE–Extra UE y Extra UE–Extra UE	Determinar energía y emisiones cubiertas por FuelEU y EU ETS
Escenarios de precios	Evolución de precios de GNL, bio-GNL y fuelóleo	Evaluar el coste de combustible en cada escenario FuelEU y EU ETS en el coste total

Hipótesis comunes	Tasa de descuento, precio ETS, horizonte temporal y restricciones técnicas	Homogeneizar el análisis entre combinaciones y escenarios
-------------------	--	---

Tabla 9. Clasificación de los datos de entrada de la herramienta

De este modo, el Capítulo 3 constituye el vínculo entre el marco regulatorio descrito previamente y la formulación matemática de la herramienta, que se desarrolla en el Capítulo 4. Mientras el Capítulo 2 define las reglas que determinan el cumplimiento y los costes regulatorios, este capítulo establece los valores de entrada que permiten aplicar dichas reglas a casos de estudio concretos. A partir de estos datos, la herramienta calcula consumos, emisiones, costes de combustible, coste ETS, penalizaciones FuelEU y, finalmente, la mezcla óptima de combustibles para cada combinación buque-ruta y escenario.

4.2 COMBUSTIBLES CONSIDERADOS

La herramienta considera tres combustibles: GNL fósil, bio-GNL y VLSFO. La selección responde al objetivo del trabajo: analizar la viabilidad técnico-económica de una estrategia de cumplimiento basada en buques portacontenedores dual fuel GNL, en los que el GNL fósil actúa como combustible base, el bio-GNL como alternativa renovable compatible con la misma arquitectura de propulsión y el fuelóleo como combustible piloto mínimo necesario para el funcionamiento del motor.

Las mezclas se definen en términos energéticos. Por tanto, cuando el modelo asigna un determinado porcentaje de GNL, bio-GNL o fuelóleo, dicho porcentaje representa su contribución a la energía total consumida a bordo, no su proporción en masa ni en volumen. Esta aproximación permite comparar combustibles con distintos poderes caloríficos y mantiene la coherencia con la formulación de intensidad energética utilizada posteriormente en el modelo.

4.2.1 GNL FÓSIL

El GNL fósil se considera el combustible principal de referencia para los buques dual fuel analizados. Su inclusión responde a que se trata de una alternativa ya disponible comercialmente, compatible con motores marítimos de gas y con una infraestructura de suministro más desarrollada que la de otros combustibles alternativos emergentes. En el contexto de este trabajo, el GNL no se analiza como solución final de descarbonización, sino como plataforma tecnológica sobre la que puede incorporarse progresivamente bio-GNL.

Desde el punto de vista del modelo, el GNL fósil aporta la mayor parte de la energía consumida en los casos base, salvo en los años o escenarios en los que la presión regulatoria o económica hace necesario incrementar el porcentaje de bio-GNL. Su comportamiento ambiental queda definido por tres elementos: el factor Well-to-Tank, las emisiones Tank-to-Wake asociadas a su combustión y el methane slip del motor que lo consume. Este último no depende del combustible como tal, sino de la tecnología de motor empleada, por lo que se asigna posteriormente a cada buque en función de su configuración técnica.

4.2.2 Bio-GNL

El bio-GNL considerado en el trabajo corresponde a biometano licuado producido a partir de una mezcla de 80 % estiércol y 20 % maíz. Esta alternativa se incorpora por su compatibilidad con la infraestructura y los motores de GNL, lo que permite reducir la intensidad de emisiones de la mezcla sin introducir una tecnología de propulsión diferente.

Para caracterizar sus emisiones se parte de la Directiva (UE) 2018/2001, que recoge valores de reducción de emisiones para distintas rutas de producción de biometano. En particular, para la mezcla 80 % estiércol y 20 % maíz con digestato en cerrado y combustión de los gases desprendidos, la Directiva recoge una reducción por defecto del 108 % frente al combustible fósil de referencia para transporte, fijado en 94 gCO₂eq/MJ [17]. Esto equivale a un valor de emisiones E de aproximadamente:

$$E = 94 * (1 - 1,08) = -7,52 \text{ gCO}_2\text{eq/MJ}$$

Ecuación 27. Cálculo del valor de emisiones del bio-GNL a partir de la reducción de la Directiva 2018/2001

No obstante, este valor E no se introduce directamente como factor Well-to-Tank en la herramienta. Siguiendo la metodología de FuelEU Maritime, el valor debe ajustarse restando la componente de CO₂ Tank-to-Wake, ya que el Reglamento separa los cálculos Well-to-Tank y Tank-to-Wake para evitar doble contabilización [1]. De esta forma, en el modelo se obtiene un factor Well-to-Tank del bio-GNL de aproximadamente **-62,4 gCO₂eq/MJ**, coherente con el valor E anterior y con el PCI utilizado en la herramienta.

Este valor negativo refleja el crédito asociado a la gestión del estiércol, ya que la digestión anaerobia permite evitar emisiones que se producirían en una gestión convencional del residuo. Por tanto, el bio-GNL actúa en el modelo como la principal palanca para reducir la intensidad Well-to-Wake de la mezcla y cumplir progresivamente con los límites regulatorios.

4.2.3 FUELÓLEO PARA USO MARÍTIMO COMO COMBUSTIBLE PILOTO

El tercer combustible considerado es fuelóleo para uso marítimo VLSFO. En el modelo no se introduce como una alternativa estratégica de descarbonización, sino como una restricción técnica asociada al funcionamiento de los motores dual fuel. Estos motores requieren una fracción mínima de combustible líquido piloto para iniciar y estabilizar la combustión del gas.

Por este motivo, se impone un **porcentaje mínimo de fuelóleo del 5 % en términos energéticos en todas las mezclas optimizadas**. En la literatura reciente sobre motores dual fuel marinos se indica que el *pilot fuel* suele situarse en torno al **3–5 % de la energía total del combustible** [18]. No obstante, algunos motores dual fuel modernos pueden operar con porcentajes inferiores en condiciones nominales; por ejemplo, Wärtsilä indica que el 50DF utiliza *micro-pilot* con menos del 1 % de la energía del combustible a carga nominal [19]. Por tanto, el 5 % se adopta como valor prudente para asegurar que las mezclas optimizadas mantienen una fracción mínima de combustible líquido compatible con la operación dual

fuel. Dado que el fuelóleo presenta mayores emisiones y, además, no ofrece ventajas de cumplimiento frente al GNL o al bio-GNL, el modelo tiende a mantenerlo en su valor mínimo siempre que no existan otras restricciones que justifiquen un porcentaje superior.

Combustible	Papel en el modelo	Hipótesis principal
GNL fósil	Combustible base	Combustible principal en buques dual fuel GNL
Bio-GNL	Combustible renovable compatible	Biometano licuado 80 % estiércol / 20 % maíz
VLSFO	Combustible piloto	Mínimo del 5 % en términos energéticos

Tabla 10. Combustibles considerados en la herramienta

En conjunto, esta selección de combustibles permite analizar una estrategia de transición basada en la infraestructura GNL existente. El interés del análisis no reside en comparar todos los combustibles alternativos posibles, sino en determinar hasta qué punto la incorporación progresiva de bio-GNL puede complementar al GNL fósil y reducir los costes regulatorios, manteniendo una configuración técnica realista para buques portacontenedores dual fuel.

4.3 PROPIEDADES ENERGÉTICAS Y FACTORES DE EMISIÓN

Una vez definidos los combustibles considerados, este apartado recoge las propiedades energéticas y los factores de emisión empleados en la herramienta. Estos parámetros permiten transformar los porcentajes energéticos de mezcla en consumos de combustible, emisiones Well-to-Tank, emisiones Tank-to-Wake y, posteriormente, costes regulatorios. A diferencia del Capítulo 2, donde se explicaba el funcionamiento de la normativa, aquí se presentan únicamente los valores de entrada utilizados en el modelo.

4.3.1 PODER CALORÍFICO INFERIOR

El poder calorífico inferior, PCI o LCV, permite relacionar la masa de combustible consumida con la energía útil aportada al buque. Dado que la herramienta optimiza la mezcla en términos energéticos, este parámetro es necesario para convertir los porcentajes de energía en toneladas de combustible y para calcular las emisiones asociadas a cada combustible.

En el caso del GNL fósil y del VLSFO, se adoptan los valores recogidos en FuelEU Maritime [1]. Para el bio-GNL, se utiliza un PCI de 50,0 MJ/kg, tomado del Anexo III de la Directiva (UE) 2018/2001 para el “biogás que puede ser purificado hasta alcanzar una calidad similar a la del gas natural” [17]. Este valor se considera representativo del biometano licuado empleado en el modelo. Aunque FuelEU recoge un valor de 49,1 MJ/kg para el GNL fósil, se mantiene el valor de 50,0 MJ/kg para el bio-GNL con el fin de conservar la trazabilidad con la Directiva 2018/2001, que es también la referencia empleada para caracterizar su ruta de producción.

Combustible	PCI [MJ/kg]	PCI [MWh/t]
GNL fósil	49,1	13,64
Bio-GNL	50,0	13,89
VLSFO	42,7	11,86

Tabla 11. Propiedades energéticas de los combustibles considerados

Los valores se expresan en MJ/kg para mantener la coherencia con los factores de emisión por masa de combustible, y también en MWh/t para facilitar la conexión con los precios utilizados en la herramienta. Esta doble expresión resulta especialmente útil porque algunos precios de entrada se han definido en €/t, como el fuelóleo, mientras que otros se han manejado inicialmente en €/MWh, como el GNL y el bio-GNL.

4.3.2 FACTORES WELL-TO-TANK

Los factores Well-to-Tank representan las emisiones asociadas a la producción, procesamiento, transporte y suministro del combustible hasta su disponibilidad a bordo. En el caso del GNL fósil, se adopta el valor por defecto de FuelEU Maritime, igual a 18,5 gCO₂eq/MJ. Para el VLSFO, se utiliza el valor FuelEU correspondiente, igual a 14,4 gCO₂eq/MJ [1].

En el caso del bio-GNL, el factor Well-to-Tank se calcula a partir de la Directiva (UE) 2018/2001. Como se ha indicado en el apartado anterior, el biometano considerado procede de una mezcla 80 % estiércol y 20 % maíz. Para esta ruta de producción, la Directiva recoge una reducción de emisiones superior al 100 % frente al comparador fósil de transporte, lo que da lugar a un valor de emisiones E negativo [17]. Posteriormente, siguiendo FuelEU Maritime, dicho valor se ajusta restando la componente de CO₂ Tank-to-Wake para evitar doble contabilización, ya que el Reglamento separa los términos Well-to-Tank y Tank-to-Wake [1].

En la herramienta, este procedimiento da lugar a un factor Well-to-Tank del bio-GNL de aproximadamente -62,4 gCO₂eq/MJ. Este valor negativo no debe interpretarse como ausencia de emisiones en la combustión, sino como el resultado del crédito asociado a la gestión del estiércol dentro del cálculo de ciclo de vida.

$$WtT_{BioGNL} = E - \frac{Cf_{CO2}}{LCV}$$

Ecuación 28. Ajuste del factor Well-to-Tank del bio-GNL

Donde E es el valor de emisiones obtenido a partir de la Directiva (UE) 2018/2001, Cf_{CO2} es el factor de emisión de CO₂ del combustible en gCO₂/g combustible y LCV es el poder calorífico inferior expresado en MJ/g.

4.3.3 FACTORES TANK-TO-WAKE

Las emisiones Tank-to-Wake corresponden a las emisiones generadas durante el uso del combustible a bordo. En la herramienta se consideran los factores de CO₂, CH₄ y N₂O definidos por FuelEU Maritime para cada combustible. Estos factores se expresan originalmente por unidad de masa de combustible y se combinan con el PCI para obtener las emisiones por unidad de energía.

Combustible	WtT [gCO ₂ eq/MJ]	Cf CO ₂ [gCO ₂ /g fuel]	Cf CH ₄ [gCH ₄ /g fuel]	Cf N ₂ O [gN ₂ O/g fuel]
GNL fósil	18,5	2,750	0	0,00011
Bio-GNL	-62,4	2,750	0	0,00011
VLSFO	14,4	3,206	0,00005	0,00018

Tabla 12. Factores de emisión utilizados en la herramienta

En el caso del GNL y del bio-GNL, el factor directo de CH₄ de la tabla es cero porque las emisiones de metano no quemado se incorporan mediante el término específico de methane slip. Por tanto, el metano asociado al uso de GNL no desaparece del cálculo, sino que se introduce a través del porcentaje de combustible perdido como emisiones fugitivas o no quemadas. FuelEU define precisamente el C_{slip} como porcentaje de la masa de combustible utilizada por la unidad consumidora de combustible correspondiente [1].

4.3.4 METHANE SLIP POR TECNOLOGÍA DE MOTOR

El *methane slip* no se asigna al combustible de forma independiente, sino a la tecnología de motor que consume el GNL o el bio-GNL. Por ello, en la herramienta el C_{slip} no se trata como un parámetro único del GNL, sino como una característica del buque. Este punto es relevante porque dos buques que consumen la misma mezcla energética pueden presentar intensidades de emisiones distintas si emplean motores con diferente nivel de metano no quemado.

Tecnología de motor GNL	Cslip FuelEU [% masa combustible]
GNL Otto, dual fuel, velocidad media	3,10%
GNL Otto, dual fuel, baja velocidad	1,70%
GNL dual fuel de alta presión / ciclo diésel	0,20%

Tabla 13. Valores de methane slip considerados según tecnología de motor

Estos valores se utilizan posteriormente para caracterizar cada buque seleccionado. De esta forma, el impacto del *methane slip* queda vinculado a la configuración técnica del motor y no al combustible en sí. En consecuencia, el bio-GNL reduce la intensidad de la mezcla por su menor factor de ciclo de vida, pero no elimina automáticamente el efecto del methane slip si se consume en un motor con pérdidas de metano elevadas.

En conjunto, las propiedades energéticas y los factores de emisión definidos en este apartado constituyen la base técnica del cálculo de emisiones de la herramienta. A partir de ellos, el modelo transforma cada mezcla anual de combustibles en intensidad Well-to-Wake, emisiones Tank-to-Wake sujetas al EU ETS y consumo físico de combustible. Esta información se combina posteriormente con los precios y con las características operativas de cada buque y ruta para calcular el coste total optimizado.

4.4 BUQUES SELECCIONADOS

La herramienta se aplica a cuatro buques portacontenedores propulsados por motores dual fuel GNL. La selección no pretende reproducir buques reales concretos, sino representar tipologías diferenciadas de operación: grandes portacontenedores oceánicos, buques feeder de corta distancia, configuraciones NeoPanamax con motor de alta presión y buques regionales de tamaño medio. Esta variedad permite analizar cómo cambian las mezclas óptimas en función de la escala del buque, el consumo específico, la tecnología de motor y el nivel de *methane slip*.

Los buques seleccionados comparten una característica común: todos pueden consumir GNL fósil y bio-GNL como combustibles principales, manteniendo una fracción mínima de fuelóleo como combustible piloto. Sin embargo, presentan diferencias importantes en potencia instalada, capacidad de carga, velocidad media, factor de carga y tipo de motor. Estas variables condicionan el consumo energético anual y, por tanto, las emisiones, los costes de combustible y la exposición económica a FuelEU Maritime y EU ETS.

Los buques considerados se definen como **arquetipos representativos** de distintos segmentos de portacontenedores, y no como buques reales concretos. Los valores de potencia instalada y las tecnologías de motor se han construido a partir de información técnica publicada por fabricantes de motores dual fuel, principalmente WinGD, MAN Energy Solutions y Wärtsilä. En particular, el motor WinGD X92DF-2.0 se presenta como un motor dual fuel de dos tiempos diseñado para grandes portacontenedores, con configuraciones de 6 a 12 cilindros y una horquilla de potencia de 23.250 a 63.840 kW [18]. Wärtsilä describe el 34DF como un motor marino dual fuel de cuatro tiempos, con configuraciones de 6L a 16V y hasta 8.000 kW de potencia mecánica [19]. Por su parte, MAN Energy Solutions identifica el MAN B&W 7G80ME-GI Mk9.5 como un motor dual fuel ME-GI, destacando su bajo *methane slip*, elevada eficiencia y flexibilidad para operar con fuelóleo o GNL [20]. Finalmente, Wärtsilä describe el 50DF como un motor dual fuel capaz de operar en modo gas o con combustible líquido, basado en ciclo Otto pobre en modo gas y con inyección piloto de diésel para la ignición [21].

Debe señalarse que los fabricantes no proporcionan un único valor universal de potencia o consumo específico aplicable a cualquier buque. La potencia depende de la configuración seleccionada, número de cilindros, velocidad, ajuste y necesidades del proyecto, mientras que el consumo específico varía con el punto de carga, el modo de operación y el combustible empleado. Por ello, en este trabajo se adoptan valores representativos para cada arquetipo, adecuados al alcance comparativo de la herramienta.

El *sea margin* se introduce como una hipótesis de operación para reflejar el incremento de resistencia y potencia requerida en condiciones reales de navegación. Wärtsilä define este

margen como una provisión para cubrir el aumento de resistencia debido a viento, estado de la mar, ensuciamiento del casco y hélice, aguas someras, corrientes y otros efectos, indicando que habitualmente se aplica un margen del 10–25 % [22]. En este trabajo se adopta un valor del **10 %** como referencia conservadora dentro de dicha horquilla. Finalmente, los valores de *methane slip* se toman de los valores por defecto establecidos por FuelEU Maritime para cada tecnología de motor concreta [1].

Buque	Potencia instalada [MW]	Consumo específico [g/kWh]	Tipo de motor	Sea margin	Methane slip [% masa combustible]
PC_Oceanic_2TDF	60	145	WinGD X92DF / 2T GNL Otto dual fuel, baja velocidad	1,10	1,70%
PC_Feeder_4TDF	18	165	Wärtsilä 34DF / 4T GNL Otto dual fuel, media velocidad	1,10	3,10%
PC_NeoPanamax_2TDF_HP	42	150	MAN B&W 7G80ME-GI / 2T	1,10	0,20%

			GNL dual fuel alta presión, ciclo diésel		
PC_RegionalMed_4TDF	24	165	Wärtsilä 50DF / 4T GNL Otto dual fuel, media velocidad	1,10	3,10%

Tabla 14. Caracterización técnica de los buques analizados

El *sea margin* representa el incremento de potencia requerido para mantener la operación del buque en condiciones reales de navegación frente a las condiciones ideales de diseño. En la herramienta se introduce como un factor multiplicativo sobre la demanda propulsiva, de forma que el consumo energético anual incorpora un margen adicional asociado a oleaje, viento, corrientes, ensuciamiento del casco y otras pérdidas operativas.

El primer buque, **PC_Oceanic_2TDF**, representa un portacontenedores oceánico de gran tamaño, con 14.000 TEU de capacidad y un motor dual fuel GNL de baja velocidad. Su elevada potencia instalada y distancia anual hacen que sea uno de los casos con mayor consumo energético total. El valor de *methane slip* considerado, 1,70 %, corresponde a una tecnología de ciclo Otto de baja velocidad, situándose por debajo de los motores de media velocidad, pero por encima de las configuraciones de alta presión.

El segundo buque, **PC_Feeder_4TDF**, representa un portacontenedores feeder de menor capacidad, orientado a rutas de corta distancia. Aunque su potencia instalada es inferior, utiliza un motor de media velocidad con un *methane slip* del 3,10 %. Esto lo convierte en un

caso especialmente relevante para analizar el impacto del metano no quemado sobre la intensidad Well-to-Wake y sobre la necesidad de incorporar bio-GNL en la mezcla.

El tercer buque, **PC_NeoPanamax_2TDF_HP**, representa una configuración de mayor eficiencia climática desde el punto de vista del *methane slip*. Al emplear un motor dual fuel de alta presión y ciclo diésel, el valor de *Cslip* considerado es del 0,20 %, muy inferior al de los motores Otto. Este caso permite estudiar hasta qué punto una tecnología de motor con menor pérdida de metano reduce la necesidad de bio-GNL para cumplir con los límites de intensidad regulatoria.

Finalmente, **PC_RegionalMed_4TDF** representa un buque regional de tamaño medio, también equipado con motor dual fuel de media velocidad. Su *methane slip* del 3,10 % lo hace comparable, desde el punto de vista tecnológico, al caso *feeder*, aunque con una escala de potencia y operación diferente. Este buque permite evaluar el efecto combinado de una exposición regulatoria intermedia y una tecnología de motor con mayor sensibilidad al metano.

Buque	Capacidad [TEU]	Factor de carga	Velocidad media [kn]	Mínimo fuelóleo [%energía]
PC_Oceanic_2TDF	14.000	0,70	17	5%
PC_Feeder_4TDF	2.500	0,65	16	5%
PC_NeoPanamax_2TDF_HP	9.000	0,68	16	5%
PC_RegionalMed_4TDF	3.000	0,62	15	5%

Tabla 15. Parámetros operativos y de capacidad de los buques analizados

El análisis se centra en buques portacontenedores, seleccionados por su relevancia dentro del transporte marítimo internacional, su elevada intensidad energética en rutas regulares y la creciente presencia de configuraciones dual fuel GNL en este segmento. Aunque la

metodología desarrollada podría adaptarse a otros tipos de buque, como graneleros, tanqueros o Ro-Ro/Ro-Pax, el presente trabajo limita los casos de estudio a portacontenedores con el fin de mantener la coherencia operativa de las rutas, las unidades de capacidad y la comparación entre arquetipos.

En todos los casos se impone una fracción mínima de fuelóleo del 5 % en términos energéticos, de acuerdo con la hipótesis técnica definida para representar el combustible piloto requerido por los motores dual fuel. El modelo puede aumentar esta proporción si resultara óptimo desde el punto de vista económico, aunque, dado su perfil de emisiones y costes, se espera que el fuelóleo permanezca generalmente en el mínimo técnico.

La inclusión de estas cuatro configuraciones permite que la herramienta no se limite a un único perfil de buque. En particular, facilita comparar el efecto de la tecnología de motor sobre el cumplimiento regulatorio. Los motores de media velocidad presentan mayores niveles de *methane slip* y, por tanto, una mayor penalización climática asociada al uso de GNL. En cambio, el motor de alta presión del buque NeoPanamax reduce significativamente las emisiones de metano no quemado, lo que previsiblemente mejora su comportamiento bajo FuelEU Maritime y EU ETS.

En consecuencia, los buques seleccionados permiten analizar no solo el efecto del tamaño y del consumo energético, sino también la importancia de la tecnología de propulsión en la estrategia óptima de mezcla de combustibles.

4.5 RUTAS SELECCIONADAS

Además de las características técnicas de los buques, la herramienta incorpora la ruta operada como un input fundamental del modelo. La ruta condiciona dos elementos principales: por un lado, la **distancia anual** navegada, que determina el consumo energético total; por otro, el **grado de exposición a la regulación europea**, que depende de la proporción de navegación UE–UE, UE–Extra UE y Extra UE–Extra UE.

En este trabajo se han definido cuatro rutas representativas para buques portacontenedores, con perfiles operativos diferenciados. La selección busca cubrir desde rutas oceánicas con una elevada proporción de navegación extracomunitaria hasta rutas *feeder* o regionales con mayor exposición a puertos europeos. Esta diferenciación permite analizar cómo cambia el peso económico de FuelEU Maritime y EU ETS en función del tipo de servicio marítimo considerado.

Ruta	Distancia anual [mn]	Fracción UE-UE	Fracción UE– Extra UE	Fracción Extra UE– Extra UE
R_Liner_UE_XEU_NEU_Asia	100.000	0,10	0,40	0,50
R_Feeder_UE_ShortSea_NSea_Baltic	55.000	0,90	0,05	0,05
R_Liner_UE_XEU_NEU_USEC	70.000	0,05	0,90	0,05
R_Feeder_MED_UE_NAfrica	50.000	0,35	0,55	0,10

Tabla 16. Características operativas de las rutas analizadas

La primera ruta **R_Liner_UE_XEU_NEU_Asia**, representa un servicio oceánico de larga distancia entre Europa del Norte y Asia. Se caracteriza por una distancia anual elevada, de 100.000 millas náuticas, y por una proporción significativa de navegación Extra UE–Extra UE. Por ello, aunque el consumo energético total es elevado, la exposición directa a la regulación europea es inferior a la de rutas con mayor componente intraeuropeo.

La segunda ruta, **R_Feeder_UE_ShortSea_NSea_Baltic**, representa un servicio *feeder* o de corta distancia en el entorno del mar del Norte y el Báltico. Su principal característica es la elevada proporción de trayectos UE–UE, igual al 90 %. Esto hace que, aunque la distancia

anual sea menor que en los servicios oceánicos, el peso relativo de FuelEU Maritime y EU ETS sea muy elevado dentro del coste total.

La tercera ruta, **R_Liner_UE_XEU_NEU_USEC**, representa un servicio transatlántico entre Europa del Norte y la costa este de Estados Unidos. En este caso, la mayor parte de la navegación corresponde a trayectos UE–Extra UE, con una fracción del 90 %. Esta ruta permite analizar un caso intermedio desde el punto de vista regulatorio, ya que los trayectos internacionales conectados con puertos europeos tienen una cobertura parcial.

Finalmente, la ruta **R_Feeder_MED_UE_NAfrica** representa un servicio regional entre puertos mediterráneos europeos y el norte de África. Su distancia anual es de 50.000 millas náuticas y presenta una combinación de navegación UE–UE y UE–Extra UE. Este perfil permite estudiar un caso regional con exposición regulatoria relevante, pero inferior a la de un servicio *feeder* puramente intraeuropeo.

Desde el punto de vista de la herramienta, estas fracciones de ruta no modifican las propiedades físicas del combustible ni la intensidad Well-to-Wake de la mezcla, pero sí determinan qué parte de la energía y de las emisiones queda sujeta al marco regulatorio europeo. Por tanto, dos buques con idéntica tecnología y mezcla de combustibles pueden presentar costes regulatorios distintos si operan rutas con diferente exposición a la Unión Europea.

En consecuencia, la definición de las rutas es clave para interpretar los resultados del modelo. Las rutas con mayor proporción UE–UE tenderán a presentar una mayor sensibilidad a las penalizaciones FuelEU y al coste EU ETS, mientras que las rutas con mayor peso extracomunitario estarán más condicionadas por el coste directo de los combustibles. Esta diferencia permitirá evaluar si la introducción de bio-GNL resulta más atractiva en servicios altamente expuestos a la regulación europea que en rutas oceánicas con menor cobertura.

4.6 COMBINACIONES BUQUE-RUTA

Una vez definidos los buques y las rutas, la herramienta vincula cada buque con una ruta concreta para construir los casos de estudio. Esta combinación es necesaria porque el resultado económico y regulatorio no depende únicamente de las características técnicas del buque, ni únicamente de la ruta, sino de la interacción entre ambos elementos. Un mismo buque puede presentar resultados muy distintos si opera una ruta altamente expuesta a la regulación europea o una ruta con mayor proporción extracomunitaria. Del mismo modo, una misma ruta puede generar resultados diferentes si es operada por un buque con mayor consumo específico o con una tecnología de motor con mayor *methane slip*.

En este trabajo se analizan cuatro combinaciones buque-ruta, cada una de ellas diseñada para representar un perfil operativo diferenciado dentro del transporte marítimo de contenedores.

Combinación	Buque	Ruta	Perfil representado
C1	PC_Oceanic_2TDF	R_Liner_UE_XEU_NEU_Asia	Gran portacontenedores oceánico Europa-Asia
C2	PC_Feeder_4TDF	R_Feeder_UE_ShortSea_NSea_Baltic	Feeder intraeuropeo de alta exposición regulatoria
C3	PC_NeoPanamax_2TDF_HP	R_Liner_UE_XEU_NEU_USEC	Servicio transatlántico con motor de

			bajo <i>methane slip</i>
C4	PC_RegionalMed_4T DF	R_Feeder_MED_UE_NAfrica	Servicio regional mediterráneo Europa–Norte de África

Tabla 17. Combinaciones buque-ruta analizadas

La **Combinación 1** representa un gran portacontenedores oceánico operando una ruta Europa–Asia. Se trata del caso de mayor distancia anual y, por tanto, de elevado consumo energético total. Sin embargo, su exposición regulatoria europea es relativamente reducida, ya que una parte importante de la navegación corresponde a tramos Extra UE–Extra UE. Este caso permite analizar cómo se comporta una estrategia basada en GNL y bio-GNL en un servicio de largo recorrido donde el coste de combustible tiene un peso especialmente relevante.

La **Combinación 2** vincula un buque feeder de menor tamaño con una ruta de corta distancia en el entorno del mar del Norte y el Báltico. Aunque el consumo total es inferior al de un gran buque oceánico, la exposición a FueleU Maritime y EU ETS es muy elevada, dado que la mayoría de la ruta corresponde a navegación UE–UE. Además, el buque utiliza un motor de media velocidad con un *methane slip elevado*, por lo que este caso resulta especialmente útil para evaluar la presión regulatoria sobre buques GNL con mayor emisión de metano no quemado.

La **Combinación 3** representa un servicio transatlántico entre Europa del Norte y la costa este de Estados Unidos operado por un buque NeoPanamax con motor dual fuel de alta presión. Esta configuración presenta un *methane slip* muy reducido en comparación con los motores Otto, lo que permite estudiar el efecto de una tecnología de propulsión más favorable desde el punto de vista climático. La ruta tiene una exposición europea intermedia,

al estar dominada por trayectos UE–Extra UE, cubiertos parcialmente por la regulación europea.

La **Combinación 4** representa un servicio regional mediterráneo entre la Unión Europea y el norte de África. Combina una exposición regulatoria relevante, aunque no tan elevada como la del caso *feeder* intraeuropeo, con un buque de tamaño medio equipado con motor de media velocidad. Este caso permite analizar una situación intermedia tanto en escala operativa como en cobertura regulatoria.

Para facilitar la comparación entre casos, se calcula una exposición regulatoria efectiva de cada ruta, considerando que los trayectos UE–UE computan al 100 %, los trayectos UE–Extra UE al 50 % y los trayectos Extra UE–Extra UE no quedan cubiertos. Aunque este cálculo no sustituye a la formulación detallada del modelo, permite interpretar de forma sencilla qué proporción aproximada de la actividad queda afectada por FuelEU Maritime y EU ETS.

Combinación	Fracción UE-UE	Fracción UE–Extra UE	Fracción Extra UE–Extra UE	Exposición regulatoria efectiva
C1	0,10	0,40	0,50	30,0%
C2	0,90	0,05	0,05	92,5%
C3	0,05	0,90	0,05	50,0%
C4	0,35	0,55	0,10	62,5%

Tabla 18. Exposición regulatoria efectiva de las combinaciones analizadas

La exposición regulatoria efectiva se obtiene como la suma de la fracción UE–UE más el 50 % de la fracción UE–Extra UE. Esta variable permite anticipar que la Combinación 2 será la más sensible a los costes regulatorios europeos, mientras que la Combinación 1 estará relativamente más condicionada por el coste directo de los combustibles. Las

Combinaciones 3 y 4 se sitúan en posiciones intermedias, aunque con diferencias relevantes en tecnología de motor y nivel de *methane slip*.

En conjunto, estas cuatro combinaciones permiten evaluar la herramienta en situaciones suficientemente diferenciadas. El análisis posterior no se limita a comparar combustibles, sino que estudia cómo la mezcla óptima depende del tamaño del buque, la tecnología de motor, la distancia anual navegada y la exposición regulatoria de la ruta. Sobre estas combinaciones se aplicarán posteriormente los distintos escenarios de precios, methane slip y factor Well-to-Tank del GNL fósil, dando lugar al conjunto completo de casos analizados en el trabajo.

4.7 ESCENARIOS DE PRECIOS DE COMBUSTIBLE

Los precios de los combustibles constituyen uno de los inputs económicos principales de la herramienta, ya que determinan el coste directo asociado a cada mezcla energética. En este trabajo se consideran tres escenarios de evolución de precios: **CPS**, **STEPS** y **NZE**, coherentes con los escenarios energéticos de la IEA utilizados como referencia [7]. Los precios se construyen a partir de valores representativos para 2024, 2035 y 2050, aplicando posteriormente interpolación lineal para obtener los valores de los años intermedios.

Con el fin de mantener una metodología homogénea, cada combustible se trata de acuerdo con la información disponible en su fuente de referencia. En el caso del crudo y del gas natural, se parte de los valores publicados por la IEA; en el caso del bio-GNL, se emplean hipótesis propias, ya que no se dispone de una senda específica directamente utilizable para este combustible dentro del alcance del presente trabajo.

Combustible	Fuente principal	Unidad inicial	Tratamiento aplicado
-------------	------------------	----------------	----------------------

GNL fósil	Precio del gas natural para la Unión Europea en escenarios IEA	USD/MBtu	Conversión de unidades e interpolación lineal
Bio-GNL	Hipótesis propia por escenario	€/MWh	Conversión a €/t e interpolación lineal
VLSFO	Precio base 2024 e indexación al crudo IEA	€/t	Evolución proporcional al precio del crudo por escenario e interpolación lineal

Tabla 19. Metodología de construcción de los precios de combustible

4.7.1 DATOS DE PARTIDA DE LA IEA

La IEA proporciona, para los escenarios considerados, valores de precio del crudo y del gas natural en diferentes regiones. En este trabajo, para el **GNL fósil** se selecciona la **senda de gas natural correspondiente a la Unión Europea**, por considerarse la más representativa del contexto regulatorio y comercial de las rutas analizadas. Para el **fuelóleo marítimo**, al no existir una senda específica en la IEA, se utiliza la **evolución del precio del crudo** como referencia para su indexación.

Combustible		CPS		STEPS		NZE	
Año	2024	2035	2050	2035	2050	2035	2050

GNL fósil UE [USD/MBtu]	10,3	9,1	10,6	6,5	8,4	4,2	4,0
Crudo IEA [USD/barrel]	79	89	106	80	76	33	25

Tabla 20. Datos de precios de crudo y gas natural extraídos de la IEA

Aunque la tabla original de la IEA recoge precios de gas natural para varias regiones, en la herramienta se emplean exclusivamente los valores de European Union. A partir de ellos se construyen las series de precio del GNL fósil utilizadas en el modelo.

4.7.2 PRECIO DEL FUELÓLEO MARÍTIMO

Para el **VLSFO**, la IEA no ofrece escenarios de precio específicos. Por ello, se adopta un precio base de **690 \$/t** en 2024 y se asume que su evolución sigue proporcionalmente la senda del precio del crudo en cada escenario [24]. El precio del crudo de referencia en 2024 se fija en **79 USD/barril**, tomándose como base para la indexación.

$$P_{FO,t,s} = P_{FO,2024} * \frac{P_{crudo,t,s}^{IEA}}{P_{crudo,2024}^{IEA}}$$

Ecuación 29. Indexación del precio del fuelóleo marítimo al precio del crudo

Donde $P_{FO,t}$ es el precio del fuelóleo en el año t y escenario s , $P_{FO,2024}$ es el precio base del fuelóleo en 2024, $P_{FO,2024}$ es el precio del crudo en el año t y escenario s , y $P_{crudo,2024}^{IEA}$ es el precio del crudo de referencia en 2024. Para los años intermedios entre 2024, 2035 y 2050 se aplica interpolación lineal.

4.7.3 PRECIO DEL GNL FÓSIL

Para el **GNL fósil**, se toman como referencia los precios del gas natural para la Unión Europea publicados por la IEA en los escenarios CPS, STEPS y NZE [7]. Estos precios se expresan originalmente en USD/MBtu, por lo que se convierten a euros utilizando un tipo

de cambio constante de $1 \text{ €} = 1,19 \text{ USD}$. Posteriormente, se transforman a las unidades empleadas en la herramienta. Además, al igual que en el resto de combustibles, se aplica **interpolación lineal** entre 2026, 2035 y 2050 para obtener los valores anuales intermedios.

De esta forma, la serie de precios del GNL fósil utilizada en el modelo refleja la evolución esperada del gas natural europeo en cada escenario, manteniendo consistencia con la fuente de referencia y con las unidades energéticas utilizadas en la herramienta.

4.7.4 PRECIO DEL BIO-GNL

En el caso del **bio-GNL**, no se dispone de una senda estandarizada directamente utilizable dentro de los escenarios de la IEA. Por este motivo, se definen hipótesis propias en €/MWh, diferenciadas por escenario, con el objetivo de representar distintos grados de madurez del mercado y desarrollo de la cadena de suministro.

Año	CPS [€/MWh]	STEPS [€/MWh]	NZE [€/MWh]
2024	100	100	100
2035	105	85	70
2050	110	75	55

Tabla 21. Precios asumidos para el bio-GNL por escenario

En el escenario **CPS**, el bio-GNL se mantiene caro e incluso aumenta ligeramente, reflejando un contexto de menor despliegue, menor madurez tecnológica y limitada expansión de la cadena de suministro. En **STEPS**, el precio disminuye de forma moderada, al asumirse un cierto desarrollo del mercado de biometano impulsado por las políticas vigentes. En **NZE**, la reducción es más intensa, al suponerse un despliegue acelerado de gases renovables que favorece economías de escala, aprendizaje tecnológico y mejoras en producción y logística.

A partir de estos precios en €/MWh, la herramienta obtiene el precio equivalente en €/t empleando el PCI del bio-GNL definido en el apartado 3.3.1. Al igual que en los demás combustibles, se aplica interpolación lineal para los años intermedios.

4.7.5 COMPARACIÓN DE LA EVOLUCIÓN DE PRECIOS

Con el fin de visualizar de forma clara la evolución relativa de los tres combustibles en cada escenario, resulta conveniente incorporar una representación gráfica comparativa. Dado que el objetivo es analizar el comportamiento de los combustibles bajo cada contexto energético, se propone incluir una gráfica independiente para cada escenario.

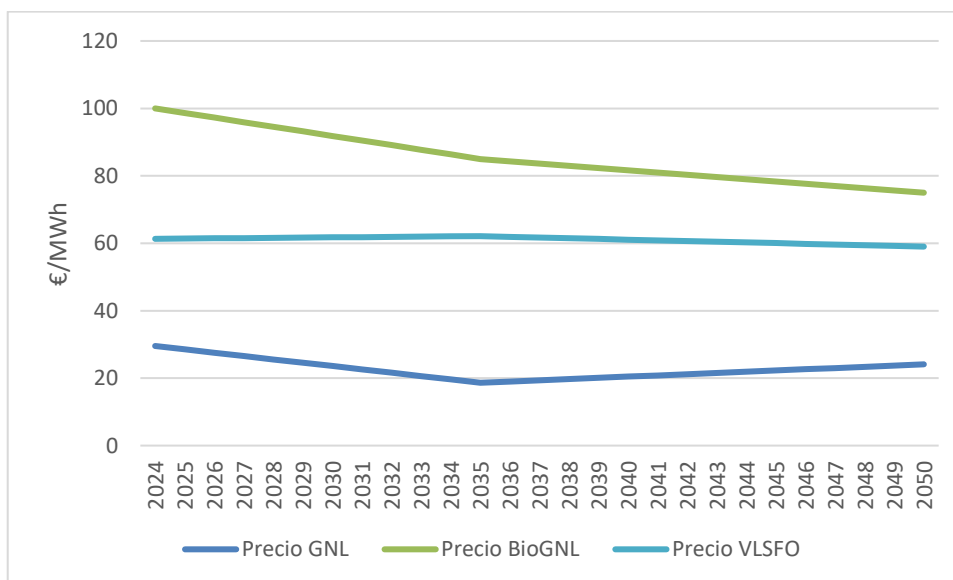


Figura 5. Evolución del precio de los combustibles en el escenario STEPS

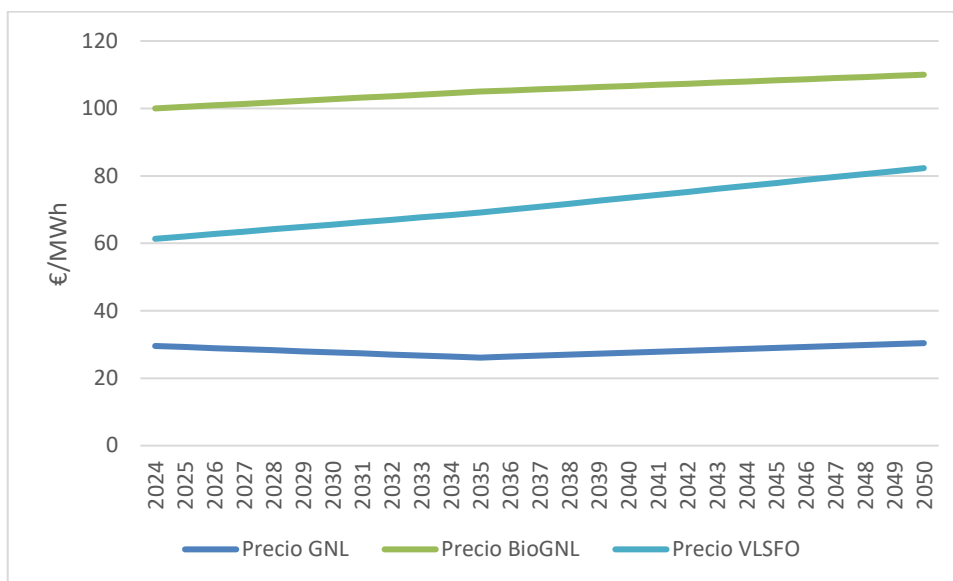


Figura 6. Evolución del precio de los combustibles en el escenario CPS

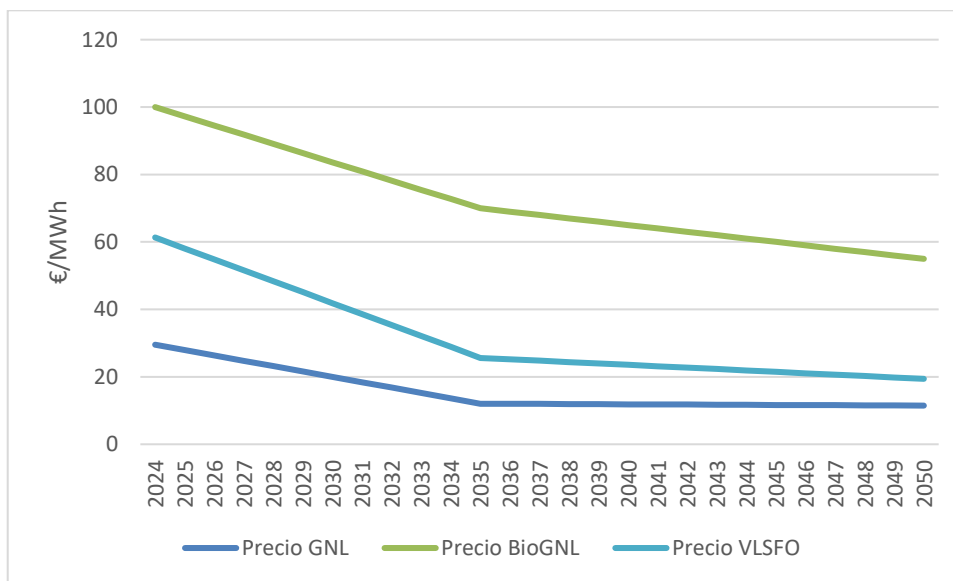


Figura 7. Evolución del precio de los combustibles en el escenario NZE

En cada una de estas figuras se representarían, para el periodo 2026–2050, las sendas de precio de **fuelóleo marítimo**, **GNL fósil** y **bio-GNL**. Esta comparación permitirá identificar de forma visual las diferencias entre escenarios y anticipar su posible impacto sobre la mezcla óptima de combustibles.

En conjunto, la metodología adoptada permite construir escenarios de precios consistentes con la evolución energética general planteada por la IEA, complementados con hipótesis específicas para aquellos combustibles no cubiertos de forma directa. Los precios obtenidos se utilizan posteriormente como input de la función objetivo, junto con el coste del EU ETS y las posibles penalizaciones FuelEU, para determinar la mezcla de combustibles que minimiza el coste total descontado.

4.8 HIPÓTESIS ECONÓMICAS COMUNES

Además de los precios de combustibles definidos en el apartado anterior, la herramienta incorpora una serie de hipótesis económicas comunes a todas las combinaciones buque-ruta y escenarios. Estas hipótesis permiten homogeneizar el análisis y asegurar que las diferencias observadas en los resultados se deban principalmente a las características de los buques, rutas, precios de combustibles, *methane slip* y factores Well-to-Tank, y no a cambios en supuestos financieros o metodológicos entre casos.

El horizonte temporal considerado abarca el periodo **2026–2050**. La elección de 2026 como año inicial responde a que, a partir de ese año, el EU ETS marítimo se aplica plenamente al sector y se incorporan también CH₄ y N₂O dentro de su alcance, además del CO₂ [4]. El año 2050 se toma como final del análisis por ser el horizonte de referencia de las principales estrategias de descarbonización marítima y energética.

Para comparar costes generados a lo largo del periodo, se aplica una tasa de descuento del **6 %**. Esta tasa se utiliza de forma homogénea sobre los costes de combustible, el coste asociado al EU ETS y las penalizaciones FuelEU, permitiendo comparar todas las alternativas en términos de coste total descontado. La elección de este valor debe interpretarse como una hipótesis de descuento en términos reales, coherente con el hecho de que los costes del modelo se expresan en euros constantes. Como referencia sectorial, Hapag-Lloyd reporta un coste medio ponderado de capital de la industria liner shipping de 9,4 % en 2025 y 9,6 % en 2024, mientras que PwC sitúa el WACC medio del sector Transportation & Logistics en torno al 8,3 % en mayo de 2026 [24], [25]. Al descontar costes

reales, una tasa del 6 % se sitúa por debajo de dichas referencias nominales, pero dentro de un rango razonable para una evaluación técnico-económica de largo plazo. Además, el ROIC de Hapag-Lloyd muestra una elevada volatilidad, pasando del 14,0 % en 2024 al 4,6 % en 2025, lo que refuerza la conveniencia de utilizar una hipótesis estable y prudente para comparar escenarios [24].

En relación con el EU ETS, se adopta un precio constante de **80 €/tCO₂eq** para todo el periodo 2026–2050. Esta hipótesis simplifica el análisis al evitar la construcción de escenarios adicionales de precio de derechos de emisión. De esta forma, la sensibilidad del modelo se concentra en las variables principales del trabajo: los precios de combustibles, el methane slip y el factor Well-to-Tank del GNL fósil. El precio de 80 €/tCO₂eq se interpreta como una hipótesis representativa y redondeada de niveles recientes del mercado, no como una predicción anual del precio futuro del EUA. Esta simplificación, tal y como se expondrá en el capítulo de resultados, no afecta de forma sensible al análisis, como si lo hacen los valores de emisiones o límites de FuelEU.

Los costes se expresan en **euros constantes**, sin incorporar inflación. Esta decisión es coherente con el uso de precios energéticos expresados en términos reales y permite comparar directamente los costes a lo largo del periodo. Asimismo, cuando los datos de entrada proceden de fuentes expresadas en dólares, se aplica un tipo de cambio constante de **1 € = 1,19 USD**, tal y como se ha indicado en la construcción de los escenarios de precios.

Parámetro	Valor asumido	Unidad
Horizonte temporal	2026-2050	Años
Tasa de descuento	6%	% anual
Precio EU ETS	80	€/tCO ₂ eq
Tipo de cambio	1,19	USD/€

Base monetaria	Euros constantes	-
Mínimo fuelóleo piloto	5%	% energético
Unidad de mezcla	Energía	% energético

Tabla 22. Hipótesis económicas comunes del modelo

El modelo no incorpora costes de inversión asociados a nuevas construcciones, reconversiones de buques, adaptación de tanques, infraestructura portuaria o sistemas auxiliares. Esta hipótesis se debe a que el objetivo del trabajo no es comparar arquitecturas tecnológicas alternativas, sino evaluar la estrategia óptima de mezcla de combustibles en buques dual fuel GNL ya caracterizados. Por tanto, el análisis se centra en costes variables de operación y cumplimiento regulatorio.

Tampoco se incluyen costes logísticos adicionales, restricciones de disponibilidad física de bio-GNL ni posibles primas comerciales por suministro en determinados puertos. Se asume que los combustibles considerados están disponibles para el operador a los precios definidos en cada escenario. Esta simplificación permite aislar el efecto económico de la regulación y de la evolución de precios, aunque constituye una limitación del análisis que deberá tenerse en cuenta al interpretar los resultados.

En consecuencia, las hipótesis económicas comunes establecen una base homogénea para comparar todos los casos de estudio. A partir de ellas, la herramienta calcula para cada año el coste de combustible, el coste EU ETS y, en su caso, la penalización FuelEU, con el objetivo de identificar la mezcla de combustibles que minimiza el coste total descontado en cada combinación buque-ruta y escenario.

4.9 ESCENARIOS TÉCNICOS ADICIONALES

Además de los escenarios de precios de combustibles descritos en el apartado 3.7, la herramienta incorpora escenarios técnicos adicionales para evaluar la sensibilidad de los resultados ante dos variables especialmente relevantes para los buques propulsados por

GNL: el *methane slip* y el factor Well-to-Tank del GNL fósil. Estas variables no modifican directamente el precio de los combustibles, pero sí alteran la intensidad de emisiones de la mezcla y, por tanto, el cumplimiento bajo FuelEU Maritime y la exposición al EU ETS.

En primer lugar, se considera un escenario de reducción del *methane slip*. En el escenario base se utilizan los valores por defecto definidos en FuelEU Maritime para cada tecnología de motor. Sin embargo, como el *methane slip* depende del tipo de motor y de sus condiciones reales de operación, se incorpora un escenario alternativo en el que estos valores se reducen en un **75 %** [8]. Este escenario permite representar una situación en la que el operador pudiera acreditar un mejor comportamiento real del motor, ya sea por diseño tecnológico, mejores condiciones de operación o certificación de menores emisiones de metano no quemado.

En segundo lugar, se analiza la sensibilidad al factor Well-to-Tank del GNL fósil. El valor base empleado en el modelo es **18,5 gCO₂eq/MJ**, correspondiente al valor recogido en FuelEU Maritime. No obstante, se consideran dos escenarios alternativos: un escenario bajo, con **15,0 gCO₂eq/MJ**, y un escenario alto, con **24,4 gCO₂eq/MJ** [9]. El primero representa una situación más favorable en términos de emisiones upstream del GNL, mientras que el segundo refleja una hipótesis más conservadora, en la que la cadena de suministro del GNL fósil presenta una mayor intensidad de emisiones.

Estos escenarios técnicos se evalúan manteniendo los precios de combustibles del escenario STEPS. Esta decisión permite aislar el impacto de las variables técnicas sobre la mezcla óptima, evitando que los resultados queden simultáneamente afectados por cambios en precios y cambios en factores de emisión. De esta forma, los escenarios técnicos permiten identificar hasta qué punto la competitividad del GNL fósil y del bio-GNL depende del *methane slip* y de la intensidad Well-to-Tank asignada al GNL.

Escenario	Precio de combustibles	<i>Methane slip</i>	WtT GNL fósil [gCO ₂ eq/MJ]	Objetivo del escenario
Reduced slip	STEPS	-75 % respecto a valores por defecto	18,5 (por defecto FuelEU)	Evaluar el impacto de una reducción acreditada del metano no quemado
Low WtT LNG	STEPS	Valores por defecto FuelEU	15,0	Analizar un caso favorable de emisiones <i>upstream</i> del GNL
High WtT LNG	STEPS	Valores por defecto FuelEU	24,4	Analizar un caso conservador de emisiones <i>upstream</i> del GNL

Tabla 23. Escenarios técnicos adicionales considerados

Junto con los escenarios de precios CPS, STEPS y NZE, estos escenarios técnicos completan el conjunto de situaciones evaluadas en la herramienta. En total, para cada combinación buque-ruta se analizan seis escenarios: tres asociados a precios de combustibles y tres asociados a sensibilidades técnicas sobre methane slip y Well-to-Tank del GNL fósil.

Escenario	Precio de combustibles	<i>Methane slip</i>	WtT GNL fósil [gCO ₂ eq/MJ]
CPS	CPS	Valores por defecto FuelEU	18,5
STEPS	STEPS	Valores por defecto FuelEU	18,5
NZE	NZE	Valores por defecto FuelEU	18,5
Reduced slip	STEPS	-75 % respecto a valores por defecto	18,5
Low WtT LNG	STEPS	Valores por defecto FuelEU	15,0
High WtT LNG	STEPS	Valores por defecto FuelEU	24,4

Tabla 24. Matriz completa de escenarios analizados

Al aplicarse esta matriz a las cuatro combinaciones buque-ruta definidas en el apartado 3.6, se obtiene un total de **24 casos de análisis**. Esta estructura permite comparar, por un lado, el efecto de distintos entornos de precios de combustibles y, por otro, el impacto específico de variables técnicas y ambientales clave para el GNL. Así, el análisis posterior podrá distinguir si los cambios en la mezcla óptima se deben principalmente al diferencial de precio entre GNL fósil y bio-GNL, a la tecnología de motor utilizada o al factor Well-to-Tank asignado al GNL fósil.

Capítulo 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos mediante la herramienta de optimización desarrollada. Como se ha descrito en los capítulos anteriores, el modelo se aplica a cuatro combinaciones buque-ruta y seis escenarios, dando lugar a un total de **24 casos de análisis**. Para cada caso, la herramienta calcula la mezcla óptima anual de combustibles, la intensidad Well-to-Wake resultante, el balance de conformidad FuelEU, las posibles penalizaciones, el coste asociado al EU ETS, el coste de combustible y el coste total descontado del periodo 2026–2050.

El objetivo de este capítulo no es describir individualmente cada uno de los 24 casos, sino identificar los patrones más relevantes que se desprenden de los resultados. Por ello, el análisis se centra en aquellos casos y comparaciones que permiten extraer conclusiones significativas sobre el comportamiento del modelo: la evolución de la mezcla óptima, el efecto de los escenarios de precios, la influencia de los parámetros técnicos y la distribución de costes entre combustible, EU ETS y penalizaciones FuelEU. Los resultados detallados de cada combinación buque-ruta y escenario se recogen en los anexos, incluyendo las mezclas óptimas anuales y los principales componentes de coste.

El capítulo se estructura en torno a dos bloques principales. En primer lugar, se analiza la mezcla óptima de combustibles, prestando atención a la entrada progresiva del bio-GNL, al mantenimiento del fuelóleo en el mínimo técnico y a las diferencias observadas entre escenarios. Este análisis permite evaluar hasta qué punto la optimización viene condicionada por los límites de intensidad de FuelEU Maritime y por los factores de emisión considerados.

En segundo lugar, se estudian los costes resultantes, diferenciando entre coste de combustible, coste EU ETS y penalización FuelEU. Este bloque permite comprobar que, aunque la mezcla óptima está fuertemente influida por el cumplimiento regulatorio, el coste total depende de forma muy significativa del tamaño del buque, de la distancia anual navegada, de la exposición europea de la ruta y de los escenarios de precios de combustibles. En particular, se analiza el peso dominante del coste de combustible en rutas con menor exposición regulatoria europea y la mayor relevancia de los costes regulatorios en rutas más vinculadas a puertos de la Unión Europea.

De este modo, el capítulo permite pasar de los resultados numéricos generados por la herramienta a una interpretación técnico-económica de los mismos. El análisis busca responder a tres preguntas principales: qué mezcla de combustibles minimiza el coste total, qué variables explican los cambios en dicha mezcla y qué componentes determinan el coste final en cada tipo de buque, ruta y escenario.

5.2 EVOLUCIÓN DE LA MEZCLA ÓPTIMA DE COMBUSTIBLES

El primer resultado relevante de la herramienta es la evolución de la mezcla óptima de combustibles a lo largo del periodo 2026–2050. En todos los casos analizados, el fuelóleo marítimo se mantiene en el mínimo técnico del **5 % en términos energéticos**, por lo que la decisión principal del modelo se concentra en el reparto entre GNL fósil y bio-GNL. Este resultado es coherente con la función objetivo: el VLSFO presenta un coste por unidad de energía superior al del GNL en las sensibilidades de precio consideradas y, además, una mayor carga contaminante. Por tanto, no existe incentivo económico ni regulatorio para aumentar su participación por encima del mínimo requerido como combustible piloto en motores dual fuel.

Un resultado especialmente relevante es que las mezclas óptimas obtenidas en la **sensibilidad al precio**, que incluye los escenarios CPS, STEPS y NZE, y en el escenario de reducción de *methane slip* son prácticamente idénticas para las cuatro combinaciones buque-ruta. Las diferencias entre buques son muy reducidas y se explican únicamente por las

variaciones en el *methane slip* asociado a cada tecnología de motor. Del mismo modo, la reducción del *methane slip* no modifica de forma significativa la senda de mezcla óptima en comparación con el caso base.

Este comportamiento se debe a la lógica de FuelEU Maritime dentro del modelo. La normativa regula la **intensidad Well-to-Wake** de la energía utilizada, expresada en gCO₂eq/MJ. Por tanto, una vez que la herramienta identifica que resulta económicamente óptimo cumplir con FuelEU, la proporción de bio-GNL necesaria depende principalmente del límite regulatorio anual y de los factores de emisión de los combustibles, no del tamaño del buque ni de la distancia anual recorrida. El consumo energético total afecta al nivel absoluto de costes, pero no altera de forma relevante la intensidad de la mezcla requerida para cumplir.

Además, la sensibilidad al precio de los combustibles no modifica la mezcla óptima en los casos analizados. Aunque el precio relativo del bio-GNL cambia entre CPS, STEPS y NZE, en ninguno de ellos resulta más económico reducir el uso de bio-GNL y asumir la penalización FuelEU. La herramienta tiende, por tanto, a introducir únicamente la cantidad necesaria de bio-GNL para evitar el déficit de conformidad, manteniendo el cumplimiento regulatorio como criterio dominante de la mezcla. En otras palabras, la variación de precios sí afecta al coste total de cada caso, pero no altera de forma material la senda óptima de porcentajes de combustible.

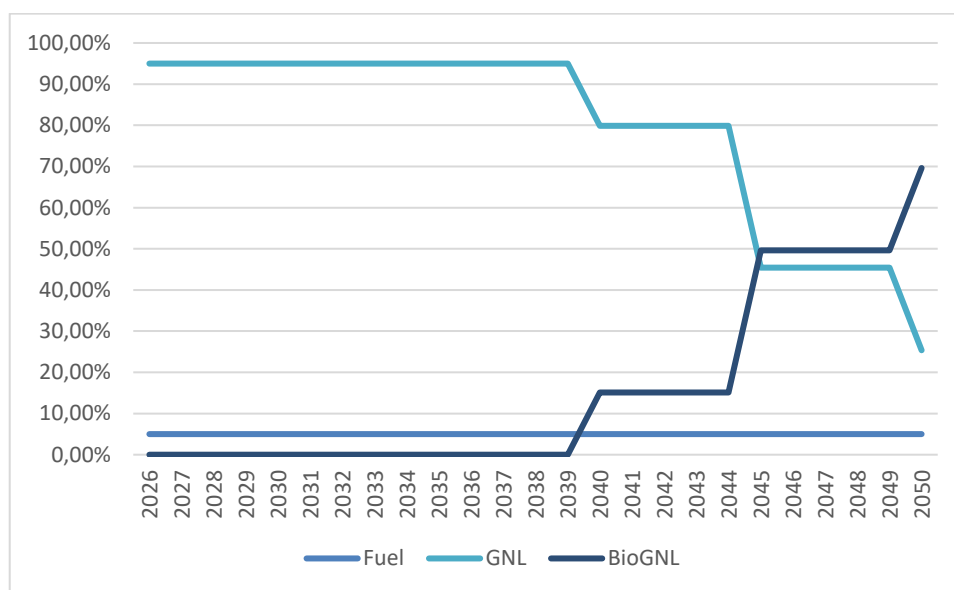


Figura 8. Evolución de la mezcla óptima de combustibles en la sensibilidad al precio y en el escenario de reducción de methane slip

La figura muestra una senda escalonada. Durante los primeros años del periodo, la mezcla se mantiene en torno al 95 % de GNL fósil y 5 % de fuelóleo, sin necesidad de introducir bio-GNL. A partir de 2040 comienza la entrada del bio-GNL, coincidiendo con el endurecimiento de los límites de intensidad de FuelEU. Posteriormente, su participación aumenta de forma significativa en 2045 y vuelve a incrementarse en 2050, hasta convertirse en una fracción mayoritaria de la mezcla. Este comportamiento refleja que el bio-GNL entra en el modelo como combustible de cumplimiento: no se introduce de forma gradual por razones de precio, sino en los momentos en los que el límite regulatorio exige reducir la intensidad Well-to-Wake de la mezcla.

La principal excepción aparece en los escenarios de **sensibilidad sobre el factor Well-to-Tank del GNL fósil**. En estos casos, la mezcla óptima sí cambia de forma apreciable, ya que se modifica directamente la intensidad climática del combustible fósil principal. Cuando el factor Well-to-Tank del GNL aumenta, la intensidad de la mezcla empeora y la herramienta necesita introducir más bio-GNL para mantener el cumplimiento FuelEU.

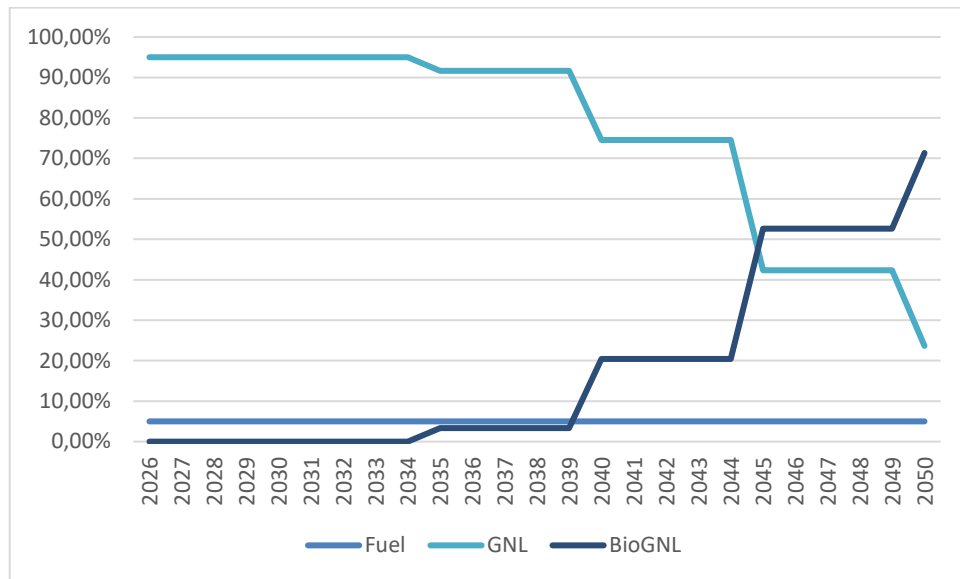


Figura 9. Evolución de la mezcla óptima de combustibles en el escenario de WtT alto del GNL fósil

En el **escenario de WtT alto**, la entrada del bio-GNL se adelanta respecto al caso base. La mezcla comienza a incorporar bio-GNL antes de 2040 y requiere porcentajes superiores en los años posteriores. Este resultado es coherente con la formulación del modelo: al aumentar las emisiones upstream del GNL fósil, se reduce su margen de cumplimiento frente a los límites FuelEU y se necesita una mayor proporción de combustible renovable para compensar dicha pérdida de competitividad ambiental.

Por el contrario, cuando el factor Well-to-Tank del GNL fósil disminuye, el GNL conserva durante más tiempo una intensidad compatible con los límites regulatorios. En este caso, la incorporación de bio-GNL se reduce ligeramente o se retrasa respecto al caso base.

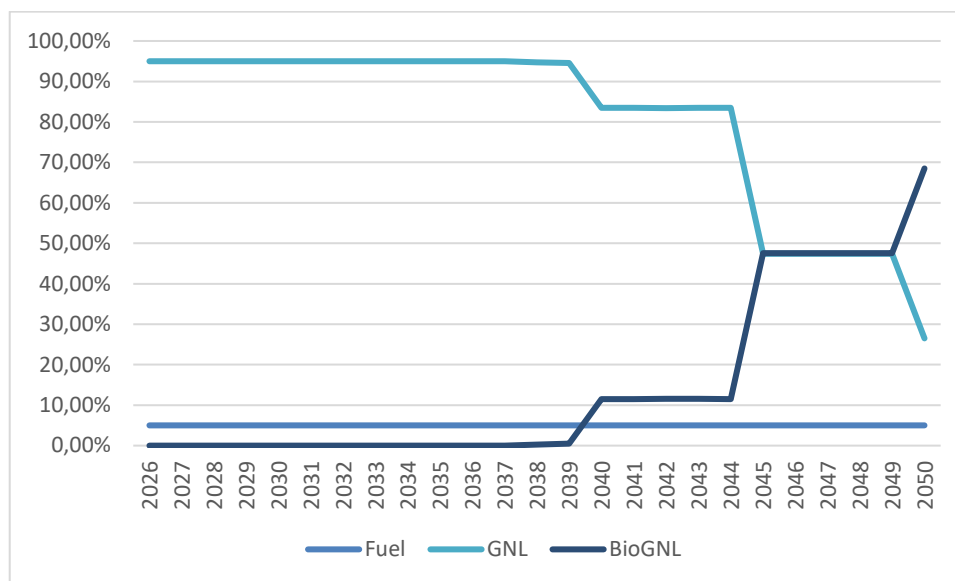


Figura 10. Evolución de la mezcla óptima de combustibles en el escenario de WtT bajo del GNL fósil

El **escenario de WtT bajo** confirma la sensibilidad de los resultados al tratamiento del GNL fósil en términos de ciclo de vida. Una menor intensidad upstream permite mantener una proporción superior de GNL durante más años, reduciendo la necesidad de bio-GNL para cumplir con FuelEU. No obstante, incluso en este caso, el endurecimiento de los límites hacia 2045 y 2050 obliga a incrementar de forma significativa la presencia de bio-GNL en la mezcla.

En conjunto, los resultados muestran que la mezcla óptima está dominada por el cumplimiento de FuelEU Maritime. El VLSFO permanece en el mínimo técnico porque combina mayor coste energético y mayor intensidad de emisiones que el GNL. La sensibilidad al precio modifica principalmente el nivel de costes, pero no la composición óptima de la mezcla, ya que pagar la penalización FuelEU no resulta competitivo frente a incorporar el bio-GNL necesario para cumplir. En cambio, la variación del factor Well-to-Tank del GNL fósil sí altera de forma visible el porcentaje requerido de bio-GNL. Esto permite concluir que la competitividad regulatoria del GNL como combustible de transición depende de forma crítica del valor de emisiones *upstream* que se le asigne y de cómo evolucione su reconocimiento dentro de la regulación de ciclo de vida.

5.3 ANÁLISIS DE COSTES

Una vez analizada la evolución de la mezcla óptima de combustibles, el siguiente paso consiste en estudiar su impacto económico. Como se ha explicado en el Capítulo 3, el coste total del modelo está formado por tres componentes: el coste de combustible, el coste asociado al EU ETS y, en su caso, la penalización FuelEU. No obstante, en los resultados obtenidos la herramienta selecciona siempre mezclas que permiten cumplir con FuelEU Maritime, por lo que **no se generan penalizaciones FuelEU**. En consecuencia, el análisis económico se centra en el coste de combustible y en el coste regulatorio asociado al EU ETS.

Con el objetivo de interpretar con mayor claridad las diferencias entre casos, este apartado se centra en primer lugar en las **cuatro combinaciones buque-ruta bajo la sensibilidad de precio STEPS**, tomada como caso de referencia. Posteriormente, en los apartados siguientes se analizará la influencia de las restantes sensibilidades sobre el coste total.

5.3.1 COSTE POR COMBINACIÓN BUQUE-RUTA EN LA SENSIBILIDAD DE PRECIO STEPS

La comparación entre combinaciones buque-ruta en la sensibilidad STEPS pone de manifiesto que el principal determinante del coste total descontado es el **consumo energético anual**. Por este motivo, la combinación con mayor coste en términos de VAN es la del **portacontenedores oceánico**, ya que se trata del caso con mayor potencia instalada y mayor distancia anual recorrida, lo que se traduce en un mayor consumo de combustible a lo largo de todo el horizonte de análisis.

En el extremo opuesto, las combinaciones asociadas a buques de menor tamaño y menor demanda energética presentan valores de VAN significativamente inferiores. Este resultado confirma que, aunque la mezcla óptima de combustibles sea prácticamente la misma en la mayoría de los casos, el impacto económico total depende en gran medida del volumen absoluto de energía consumida.

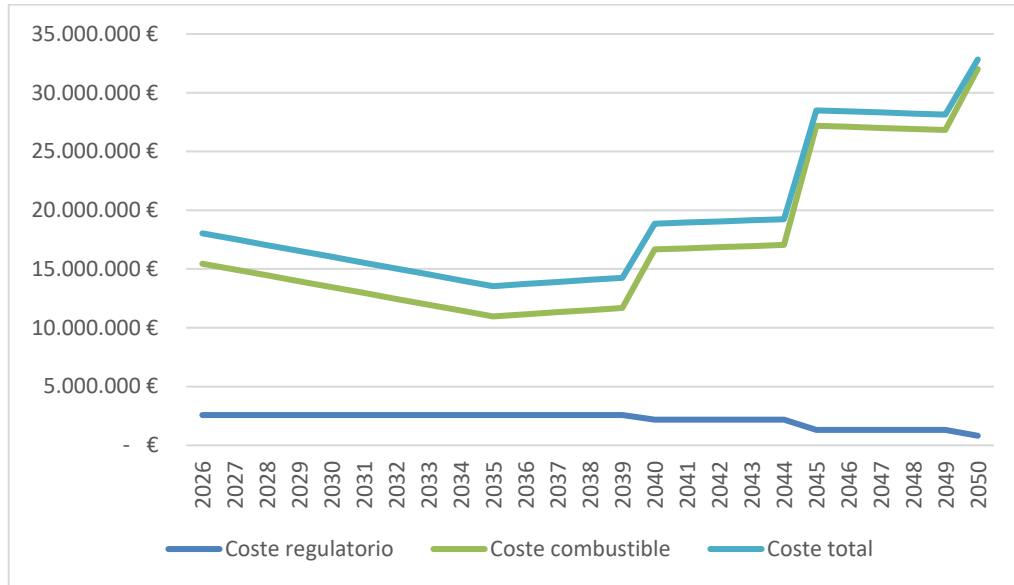


Figura 11. Evolución anual del coste de combustible, coste regulatorio y coste total en la sensibilidad STEPS para el portacontenedores oceánico

La figura permite observar la evolución año a año de los principales componentes del coste. En todos los casos, el coste de combustible constituye la partida claramente dominante, muy por encima del coste regulatorio. Esto es coherente con la estructura del modelo: el combustible se paga sobre el 100 % de la energía consumida por el buque, mientras que el EU ETS solo se aplica sobre la fracción de emisiones cubierta por el ámbito europeo. Además, dado que la mezcla óptima siempre cumple FuelEU, no aparece coste alguno por penalización en este concepto. Nótese también que el coste regulatorio desciende en los años 2040, 2045 y 2050, momentos en los cuales se introduce una mayor mezcla de bioGNL y, por lo tanto, el pago de créditos EU ETS se ve reducido.

Para cuantificar las diferencias entre combinaciones, resulta útil comparar el VAN total de cada una de ellas y expresarlo en términos relativos respecto al caso más costoso, correspondiente al portacontenedores oceánico.

Combinación buque-ruta	VAN (6%)	Diferencia respecto al caso más alto

Portacontenedores oceánico	227,5 M€	-
Portacontenedores <i>feeder</i>	53,7 M€	-76,4%
Portacontenedores Neo Panamax	129,5 M€	-43,1%
Portacontenedores regional	61,1 M€	-73,2%

Tabla 25. VAN total por combinación buque-ruta en la sensibilidad STEPS

A partir de esta tabla se aprecia que la diferencia de costes entre combinaciones no responde a cambios en la mezcla óptima, sino principalmente a la escala del consumo energético. La combinación del **Portacontenedores oceánico** se sitúa como referencia superior, debido a ser aquella con un motor de mayor potencia y ruta de mayor distancia, drivers fundamentales en el coste de combustible, que es el más relevante.

Por otro lado, la combinación que presenta un menor VAN es la del **Portacontenedores *feeder***, que es la que presenta el motor de menor potencia, junto a la ruta con menor exposición europea y la segunda de menor distancia.

Sin embargo, además del nivel absoluto de costes, también resulta relevante analizar su composición interna. Para ello, se ha calculado el peso medio del coste de combustible sobre el coste total en cada combinación.

Combinación buque-ruta	Coste de combustible sobre coste total
Portacontenedores oceánico	87,2%
Portacontenedores <i>feeder</i>	69,7%
Portacontenedores Neo Panamax	80,5%
Portacontenedores regional	77,0%

Tabla 26. Peso medio del coste de combustible sobre el coste total en la sensibilidad STEPS

Los resultados muestran que el coste de combustible es el componente más representativo en todas las combinaciones, aunque su peso relativo no es exactamente el mismo en todos los casos. En particular, el **menor porcentaje medio de coste de combustible sobre el coste total** se observa en la combinación *feeder*, lo que indica que en este caso el coste regulatorio tiene una mayor importancia relativa. La razón es que esta combinación presenta una **mayor exposición al ámbito europeo**, de modo que una mayor fracción del consumo queda sujeta al EU ETS.

Por el contrario, en las rutas con menor exposición europea, el coste regulatorio pierde peso relativo y el coste total queda todavía más dominado por el coste de combustible. En este sentido, los resultados confirman que la exposición UE no altera de forma relevante la mezcla óptima de combustibles, pero sí condiciona la **estructura del coste total**, al aumentar o reducir la importancia relativa del EU ETS.

En conjunto, el análisis del caso STEPS permite extraer tres conclusiones principales. En primer lugar, el **portacontenedores oceánico** constituye la combinación más costosa en términos de VAN debido a su mayor consumo energético anual. En segundo lugar, el **coste de combustible** es la partida dominante en todas las combinaciones, lo que explica que la evolución de los precios energéticos sea un factor clave en el resultado económico. En tercer lugar, la **exposición al ámbito europeo** incrementa la relevancia del coste regulatorio, aunque este siga siendo secundario frente al combustible y se limite, en los resultados obtenidos, al coste del EU ETS, ya que la optimización evita siempre las penalizaciones FuelEU.

5.3.2 SENSIBILIDAD DEL COSTE TOTAL A LOS PRECIOS DE COMBUSTIBLE

Una vez analizadas las diferencias entre combinaciones buque-ruta bajo la sensibilidad STEPS, se estudia el efecto de las distintas trayectorias de precio de los combustibles. Para ello, se toma como caso representativo la combinación correspondiente al **portacontenedores oceánico**, ya que, como se ha mostrado en el apartado anterior, es la que presenta un mayor peso relativo del coste de combustible dentro del coste total. Esta elección

permite aislar con mayor claridad el impacto de la sensibilidad al precio sobre el VAN del modelo.

La comparación se realiza entre las tres sensibilidades de precio consideradas: **CPS**, **STEPS** y **NZE**. En todos los casos, la mezcla óptima de combustibles es prácticamente idéntica, por lo que las diferencias observadas en el VAN no se deben a cambios relevantes en la proporción de GNL, bio-GNL y fuelóleo, sino principalmente a la evolución de los precios unitarios de los combustibles a lo largo del horizonte 2026–2050.

Escenario de precio	VAN (6%)	Diferencia respecto al caso base (STEPS)
STEPS	227,5 M€	-
CPS	238,0 M€	4,6%
NZE	140,0 M€	-38,4%

Tabla 27. VAN total del portacontenedores oceánico según sensibilidad de precio

Los resultados muestran que el mayor VAN se obtiene en la sensibilidad **CPS**, seguida de **STEPS** y, finalmente, **NZE**, que presenta el menor coste total descontado. Esta ordenación está directamente relacionada con las trayectorias de precios definidas para cada sensibilidad. En CPS, el fuelóleo y el bio-GNL aumentan gradualmente a lo largo del periodo, mientras que el GNL fósil se mantiene relativamente estable. Dado que la optimización exige una entrada creciente de bio-GNL en los años finales para cumplir FuelEU, el encarecimiento de este combustible eleva de forma significativa el coste acumulado del periodo.

En STEPS, el bio-GNL disminuye de forma gradual y el GNL fósil desciende durante la primera mitad del horizonte, aunque posteriormente recupera valores próximos a los iniciales. Esta evolución permite que el VAN total sea inferior al de CPS, pese a que la mezcla óptima sea prácticamente la misma. En cambio, en NZE los tres combustibles

experimentan una reducción más acusada, especialmente el bio-GNL, lo que reduce el coste de cumplimiento en los años en los que este combustible adquiere mayor peso dentro de la mezcla. Por ello, NZE presenta el menor VAN entre las sensibilidades de precio analizadas.

Este resultado confirma que la sensibilidad al precio afecta principalmente al **nivel absoluto de costes**, pero no modifica de forma material la estrategia óptima de mezcla. La herramienta sigue introduciendo bio-GNL cuando resulta necesario para cumplir FuelEU Maritime, y no como una respuesta directa a una mejora relativa de su precio. Por tanto, en el caso del portacontenedores oceánico, la evolución de precios condiciona el VAN final, pero el patrón de cumplimiento regulatorio sigue siendo el principal determinante de la mezcla óptima.

5.3.3 SENSIBILIDAD DEL COSTE A VARIABLES TÉCNICAS

Además de la sensibilidad al precio de los combustibles, se analiza el efecto de las variables técnicas consideradas en el modelo: la reducción del *methane slip* y la modificación del factor Well-to-Tank del GNL fósil. Al igual que en el apartado anterior, el análisis se centra en la combinación correspondiente al **portacontenedores oceánico**, con el fin de mantener una referencia común y facilitar la comparación de resultados.

En primer lugar, la sensibilidad asociada a la reducción del *methane slip* presenta un impacto económico prácticamente despreciable sobre el VAN total. Este resultado es coherente con lo observado en el apartado 5.2: la reducción del slip apenas modifica la mezcla óptima de combustibles y, además, no altera el consumo energético anual del buque. Por tanto, aunque una menor emisión de metano mejora la intensidad Well-to-Wake de la mezcla, su efecto sobre el coste total es limitado bajo las hipótesis consideradas, especialmente porque la herramienta ya selecciona mezclas que cumplen FuelEU Maritime en el caso base.

En cambio, las sensibilidades asociadas al factor **Well-to-Tank del GNL fósil** sí tienen un efecto visible sobre el coste total. En el escenario de **WtT alto**, el GNL fósil presenta una mayor intensidad de emisiones aguas arriba, lo que obliga a introducir una proporción superior de bio-GNL para mantener el cumplimiento FuelEU. Como el bio-GNL tiene un precio unitario más elevado que el GNL fósil, el coste total descontado aumenta. Por el

contrario, en el escenario de **WtT bajo**, el GNL fósil resulta más favorable desde el punto de vista de ciclo de vida, lo que reduce la necesidad de bio-GNL y disminuye el VAN total.

Sensibilidad técnica	WtT GNL fósil [gCO ₂ eq/MJ]	VAN (6%)	Diferencia respecto al base
WtT alto	24,4	234,1 M€	2,9%
Caso base STEPS	18,5	227,5 M€	-
WtT bajo	15,0	225,0 M€	-1,1%

Tabla 28. VAN del portacontenedores oceánico según sensibilidad técnica del factor WtT del GNL fósil

La tabla permite cuantificar el impacto económico de modificar el factor Well-to-Tank del GNL fósil. La ordenación esperada es directa: el mayor VAN corresponde al escenario de **WtT alto**, seguido del caso base y, finalmente, del escenario de **WtT bajo**. Esta diferencia no se debe a variaciones en el consumo del buque, sino al cambio en la proporción de bio-GNL necesaria para cumplir con FuelEU Maritime.

En conjunto, los resultados muestran que las variables técnicas no afectan todas de la misma forma al coste total. La reducción del *methane slip* mejora el desempeño ambiental, pero no cambia de forma material el coste bajo las hipótesis del modelo. En cambio, el factor Well-to-Tank del GNL fósil es una variable crítica, ya que modifica directamente la competitividad regulatoria del GNL frente al bio-GNL. Esto refuerza la importancia de los factores de ciclo de vida reconocidos por la regulación, especialmente en combustibles gaseosos cuyo impacto climático depende en gran medida de las emisiones asociadas a su cadena de suministro.

Capítulo 6. CONCLUSIONES, TRABAJOS FUTUROS Y LIMITACIONES

6.1 CONCLUSIONES DEL TRABAJO

En base a los resultados y el análisis previamente expuesto se pueden extraer las siguientes **conclusiones principales**:

Primero, FuelEU Maritime actúa en la práctica como una medida fuertemente disuasoria frente al incumplimiento. Bajo las hipótesis consideradas, la herramienta evita siempre la penalización FuelEU, ya que resulta más económico modificar la mezcla energética que asumir el coste de incumplimiento. Este resultado es coherente con el diseño de la regulación, cuyo objetivo no es generar una convivencia estructural con sanciones, sino incentivar la reducción progresiva de la intensidad Well-to-Wake de la energía utilizada a bordo. Además, el propio reglamento incorpora mecanismos de flexibilidad como el pooling, que permiten compensar déficits de unos buques con excedentes de otros, reforzando la idea de que la penalización debe interpretarse como una opción residual.

Segundo, el GNL fósil mantiene un papel relevante como combustible de transición durante la primera parte del horizonte analizado. En los casos estudiados, permite cumplir con FuelEU hasta aproximadamente 2040 sin necesidad de introducir bio-GNL en la mezcla, salvo en el escenario de WtT alto del GNL. Sin embargo, a medida que los límites regulatorios se endurecen, el GNL fósil deja de ser suficiente por sí solo y la incorporación progresiva de bio-GNL se convierte en un elemento clave para mantener el cumplimiento en motores dual fuel.

Tercero, la sensibilidad al precio de los combustibles no modifica de forma material la mezcla óptima, pero sí tiene un impacto significativo sobre el coste total. En todos los escenarios de precio, la herramienta introduce bio-GNL únicamente cuando es necesario para cumplir FuelEU, no porque su precio relativo haga óptimo aumentar antes su participación. No obstante, la evolución de precios de GNL, bio-GNL y VLSFO afecta de forma clara al VAN, especialmente en las combinaciones con mayor consumo energético.

Cuarto, la acreditación de un menor *methane slip* en el motor tiene un impacto limitado sobre el coste total a largo plazo. Aunque reduce la intensidad climática de la mezcla, apenas altera la proporción óptima de combustibles y no modifica el consumo energético del buque. En cambio, el factor Well-to-Tank del GNL fósil sí tiene un efecto más visible, especialmente sobre la mezcla necesaria para cumplir FuelEU. Aun así, desde el punto de vista económico, su impacto sobre el VAN es inferior al de la sensibilidad al precio de los combustibles.

Quinto, el VLSFO queda limitado al mínimo técnico asociado al combustible piloto. En un escenario ideal de optimización, no resulta conveniente aumentar su participación, ya que presenta un coste por unidad de energía superior al del GNL en las sensibilidades consideradas y una mayor carga contaminante. Su presencia se justifica por el funcionamiento de los motores dual fuel, donde el gas necesita ser encendido mediante una pequeña cantidad de combustible líquido piloto y, además, los sistemas dual fuel mantienen capacidad de operación con combustibles líquidos convencionales por razones de flexibilidad y respaldo operativo.

Sexto, las características del buque y de la ruta afectan principalmente al nivel absoluto de costes, no a la mezcla óptima. El tamaño del buque, la potencia instalada y la distancia anual navegada determinan el consumo energético total y, por tanto, el VAN. Por su parte, la exposición al ámbito europeo condiciona el peso relativo del EU ETS dentro del coste total. Sin embargo, al estar FuelEU definido como una restricción de intensidad, la mezcla necesaria para cumplir depende sobre todo de los factores de emisión y de los límites regulatorios, no del volumen absoluto de energía consumida.

En conjunto, los resultados muestran que la estrategia óptima para buques dual fuel GNL no consiste en aceptar penalizaciones, sino en ajustar progresivamente la mezcla hacia combustibles de menor intensidad climática. El GNL fósil puede desempeñar un papel de transición durante los primeros años, pero su continuidad regulatoria depende de la evolución de los límites FuelEU, del reconocimiento de sus emisiones Well-to-Tank y de la disponibilidad económica de alternativas compatibles como el bio-GNL.

6.2 LIMITACIONES METODOLÓGICAS

La herramienta desarrollada permite evaluar de forma homogénea la estrategia óptima de mezcla entre GNL fósil, bio-GNL y fuelóleo piloto bajo FuelEU Maritime y EU ETS. No obstante, como todo modelo técnico-económico, incorpora una serie de simplificaciones que deben tenerse en cuenta al interpretar los resultados. Estas limitaciones no invalidan el análisis, pero delimitan su alcance y ayudan a contextualizar las conclusiones obtenidas.

En primer lugar, el modelo se centra exclusivamente en costes variables asociados al consumo de combustible y al cumplimiento regulatorio. No se incluyen costes de inversión relacionados con nuevas construcciones, reconversiones de buques, adaptación de tanques, infraestructura de suministro, sistemas auxiliares o modificaciones en planta propulsora. Esta simplificación es coherente con el objetivo del trabajo, ya que se analizan buques dual fuel GNL ya caracterizados y no una decisión de inversión entre tecnologías alternativas.

En segundo lugar, se asume que los combustibles considerados están disponibles en las cantidades requeridas y a los precios definidos en cada escenario. En particular, no se modelizan restricciones de disponibilidad física de bio-GNL, limitaciones logísticas de suministro, diferencias de precio entre puertos ni posibles contratos bilaterales de aprovisionamiento. Por tanto, el modelo evalúa la conveniencia económica del bio-GNL bajo hipótesis de disponibilidad, pero no analiza la capacidad real del mercado para suministrar los volúmenes resultantes.

Otra limitación relevante es que la demanda energética anual de cada combinación buque-ruta se considera fija para cada caso. La herramienta no optimiza variables operativas como velocidad, frecuencia de viaje, carga transportada, rutas alternativas o medidas de eficiencia energética. Asimismo, se asume que la sustitución entre GNL fósil y bio-GNL no modifica significativamente el rendimiento global del motor, debido a la similitud energética entre ambos combustibles y a su uso en la misma arquitectura dual fuel.

Desde el punto de vista regulatorio, el modelo incorpora FuelEU Maritime y EU ETS, pero no modeliza cuantitativamente otros instrumentos internacionales como CII, EEXI, EEDI o el futuro IMO Net-Zero Framework. Estas medidas se han analizado en el marco normativo, pero quedan fuera de la función objetivo por no afectar directamente al cálculo económico planteado o por presentar todavía incertidumbre regulatoria suficiente como para dificultar su incorporación robusta al modelo.

En relación con FuelEU Maritime, no se incluyen mecanismos de flexibilidad como *banking*, *borrowing* o *pooling*. La evaluación se realiza de forma individual para cada combinación buque-ruta y año. Sí se incorpora, en cambio, el multiplicador asociado a déficits de conformidad consecutivos, ya que afecta directamente al coste de mantener incumplimientos repetidos a lo largo del tiempo.

En cuanto al EU ETS, se adopta un precio constante de 80 €/tCO₂eq durante todo el horizonte 2026–2050. Esta hipótesis permite centrar la sensibilidad del análisis en los precios de combustibles, el *methane slip* y el factor Well-to-Tank del GNL fósil, pero implica que no se capturan posibles variaciones futuras del precio de los derechos de emisión.

También existen limitaciones asociadas a los escenarios de precios. Para el GNL fósil y el crudo se utilizan datos de la IEA e interpolación lineal entre los años disponibles, mientras que para el bio-GNL se definen hipótesis propias de evolución de precios. En consecuencia, los resultados dependen de la validez de estas sendas de precios y deben interpretarse como escenarios de análisis, no como predicciones exactas del mercado.

A pesar de estas limitaciones, la herramienta resulta adecuada para el objetivo del trabajo: evaluar de forma cuantitativa cómo FuelEU Maritime y EU ETS afectan a la estrategia de mezcla de combustibles en buques portacontenedores dual fuel GNL. La metodología permite comparar escenarios, identificar los factores que impulsan la entrada de bio-GNL y analizar la sensibilidad de los resultados ante variaciones en precios, methane slip y factor Well-to-Tank del GNL fósil.

6.3 TRABAJOS FUTUROS

A partir de las limitaciones identificadas y de los resultados obtenidos, se proponen varias líneas de trabajo futuro que permitirían ampliar el alcance del análisis desarrollado.

Primero, sería relevante incorporar de forma explícita los mecanismos de flexibilidad previstos por FuelEU Maritime, especialmente el *pooling* y el *borrowing*. En el presente trabajo la herramienta optimiza cada combinación buque-ruta de forma individual, sin permitir compensaciones entre buques ni adelantar cumplimiento futuro. Sin embargo, en la práctica, un operador con una flota diversificada podría utilizar buques con excedente de conformidad para compensar déficits de otros, reduciendo la necesidad de modificar la mezcla de combustible en cada unidad de forma aislada. Por tanto, una extensión natural del modelo sería formular una optimización a nivel de flota.

Segundo, una vez que el IMO Net-Zero Framework cuente con un diseño definitivo, sería conveniente integrarlo cuantitativamente en la herramienta. En este trabajo se ha tratado como contexto regulatorio debido a la incertidumbre existente sobre su adopción final, calendario, niveles de exigencia y mecanismos económicos. No obstante, su futura aplicación podría alterar de forma significativa la comparación entre combustibles, especialmente al introducir una señal regulatoria global adicional a FuelEU y EU ETS.

Tercero, el análisis podría ampliarse a buques con otras tecnologías de motor y otros combustibles alternativos. Este trabajo se ha centrado en portacontenedores dual fuel GNL, por lo que los resultados están condicionados por la presencia de methane slip, el uso de

fuelóleo como combustible piloto y la compatibilidad entre GNL fósil y bio-GNL. Sería interesante aplicar una metodología similar a buques propulsados por metanol, amoníaco, hidrógeno, motores diésel convencionales o soluciones híbridas, con el objetivo de comparar distintas rutas tecnológicas de descarbonización.

Cuarto, futuros trabajos podrían incorporar restricciones de disponibilidad, logística e infraestructura de suministro. En el modelo desarrollado se asume que los combustibles necesarios están disponibles en la cantidad requerida durante todo el horizonte. Sin embargo, en la operación real, la disponibilidad de bio-GNL, la infraestructura de bunkering, la capacidad de almacenamiento a bordo y la localización de los puertos de repostaje pueden condicionar de forma relevante la viabilidad de la mezcla óptima.

Quinto, sería útil complementar el análisis económico con CAPEX e inversiones asociadas. La herramienta actual se centra en costes operativos: combustible, EU ETS y penalizaciones FuelEU. Una extensión del modelo podría incluir costes de adaptación de buques, tanques, sistemas de combustible, certificación de menores niveles de methane slip o contratos de suministro de combustibles renovables. Esto permitiría comparar no solo mezclas óptimas de operación, sino decisiones de inversión a largo plazo.

Sexto, podría desarrollarse una versión estocástica o probabilística del modelo, especialmente para los precios de combustibles y del EU ETS. En este trabajo se emplean trayectorias deterministas de precios, pero la elevada volatilidad de los mercados energéticos hace recomendable analizar rangos de incertidumbre, escenarios extremos y probabilidades asociadas. De este modo, podrían evaluarse estrategias más robustas frente a cambios inesperados en precios de GNL, bio-GNL, VLSFO o derechos de emisión.

En conjunto, estas líneas permitirían evolucionar la herramienta desde un modelo de optimización técnico-económica por buque y ruta hacia una herramienta más amplia de planificación estratégica de flota, incorporando regulación internacional, decisiones de inversión, restricciones logísticas y gestión de incertidumbre.

Capítulo 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, «FuelEU Maritime, Reglamento (UE) 2023/1805,» 2023.
- [2] DNV, «Maritime Forecast to 2050: A deep dive into shipping's decarbonization journey,» 2025.
- [3] M. Y. L. D. P. M. P. R. E. L. L. M. Prussi, «JEC Well-to-Tank report v5,» 2020.
- [4] T. Smith, «Linkedin: IMO MARPOL Amendment options for '85,» [En línea]. Available: <https://www.linkedin.com/pulse/imo-marpol-amendment-options-85-tristan-smith-r8dkf/>.
- [5] International Maritime Organization, «The IMO Net-Zero Framework – FAQs,» 2026.
- [6] European Commission, «Reducing emissions from the shipping sector,» 2026. [En línea].
- [7] International Energy Agency, «Global Energy and Climate Model Documentation – 2025,» 2025.
- [8] European Commission, Directorate-General for Mobility and Transport, «Guidelines for Reporting and Verification of Actual Methane Slip Tank-to-Wake Emission Factors from Marine Diesel Engines under the Scope of FuelEU Maritime Regulation,» 2025.

- [9] Transport & Environment, «How much does LNG emit before it burns on a ship? Well-to-Tank Carbon Intensity of European LNG Imports,» 2024.
- [10] Naciones Unidas, «Objetivos y metas de desarrollo sostenible,» [En línea].
- [11] International Maritime Organization, «2023 IMO Strategy on Reduction of GHG Emissions from Ships,» 2023.
- [12] Trading Economics, «EU Carbon Permits,» 2026. [En línea].
- [13] International Maritime Organization, «2022 Guidelines on the Method of Calculation of the Attained Energy Efficiency Design Index (EEDI) for New Ships,» 2022.
- [14] International Maritime Organization, «EEXI and CII – ship carbon intensity and rating system,» [En línea].
- [15] International Maritime Organization, «Improving the energy efficiency of ships,» [En línea].
- [16] European Commission, Directorate-General for Climate Action, «Guidance Document nº 3 on the harmonised free allocation methodology for the EU ETS post 2020: Biomass issues in the EU ETS,» 2025.
- [17] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, «Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (versión refundida),» 2018.
- [18] J. S. e. a. Kim, «Ignition and Combustion Characteristics of Pilot Fuel for Dual-Fuel Marine Engines Under Constant-Volume Combustion Chamber Conditions,» *Journal of Marine Science and Engineering*.

- [19] Wärtsilä, «Wärtsilä tests first Wärtsilä 50DF dual-fuel engine,» [En línea]. Available: <https://www.wartsila.com/media/news/20-01-2003-wartsila-tests-first-wartsila-50df-dual-fuel-engine>.
- [20] WinGD, «X92DF-2.0,» [En línea]. Available: <https://wingd.com/products-solutions/engines/x92df-20>.
- [21] Wärtsilä, «Wärtsilä 34DF,» [En línea]. Available: <https://www.wartsila.com/marine/products/engines-and-generating-sets/wartsila-34df>.
- [22] MAN Energy Solutions, «ME-GI Lands Large VLCC Order,» [En línea]. Available: <https://www.man-es.com/company/press-releases/press-details/2021/03/24/me-gi-lands-large-vlcc-order>.
- [23] Wärtsilä, «Sea Margin,» [En línea]. Available: <https://www.wartsila.com/encyclopedia/term/sea-margin>.
- [24] Ship & Bunker, «Rotterdam Bunker Prices,» [En línea]. Available: <https://shipandbunker.com/prices/emea/nwe/nl-rtm-rotterdam>.
- [25] Hapag-Lloyd AG, «Annual Report 2025,» 2025.
- [26] PwC, «Transportation & Logistics,» [En línea]. Available: <https://evaluationdata.pwc.de/en/transportation-logistics/>.
- [27] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, «Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo,» 2018.
- [28] International Maritime Organization, «IMO net-zero shipping talks to resume in 2026,» 2026.

ANEXO

RESULTADOS OPTIMIZACIÓN ESCENARIO STEPS

PORTACONTENEDORES OCEÁNICO

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%
2031	95,00%	0,00%	5,00%
2032	95,00%	0,00%	5,00%
2033	95,00%	0,00%	5,00%
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	95,00%	0,00%	5,00%
2036	95,00%	0,00%	5,00%
2037	95,00%	0,00%	5,00%
2038	95,00%	0,00%	5,00%
2039	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2040	79,90%	15,10%	5,00%
2041	79,90%	15,10%	5,00%
2042	79,90%	15,10%	5,00%
2043	79,90%	15,10%	5,00%
2044	79,90%	15,10%	5,00%
2045	45,40%	49,60%	5,00%
2046	45,40%	49,60%	5,00%
2047	45,40%	49,60%	5,00%
2048	45,40%	49,60%	5,00%
2049	45,40%	49,60%	5,00%
2050	25,37%	69,63%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	2.572.935 €	15.459.628 €	18.032.564 €
2027	2.572.935 €	14.960.386 €	17.533.321 €
2028	2.572.935 €	14.461.144 €	17.034.079 €
2029	2.572.935 €	13.961.901 €	16.534.836 €
2030	2.572.935 €	13.462.659 €	16.035.594 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2031	2.572.935 €	12.963.416 €	15.536.352 €
2032	2.572.935 €	12.464.174 €	15.037.109 €
2033	2.572.935 €	11.964.932 €	14.537.867 €
2034	2.572.935 €	11.465.689 €	14.038.625 €
2035	2.572.935 €	10.966.447 €	13.539.382 €
2036	2.572.935 €	11.145.011 €	13.717.947 €
2037	2.572.935 €	11.323.575 €	13.896.511 €
2038	2.572.935 €	11.502.140 €	14.075.075 €
2039	2.572.935 €	11.680.704 €	14.253.639 €
2040	2.190.958 €	16.662.028 €	18.852.986 €
2041	2.190.956 €	16.758.769 €	18.949.725 €
2042	2.190.956 €	16.855.512 €	19.046.468 €
2043	2.190.961 €	16.952.246 €	19.143.207 €
2044	2.190.969 €	17.048.981 €	19.239.951 €
2045	1.318.117 €	27.185.385 €	28.503.502 €
2046	1.318.120 €	27.095.144 €	28.413.264 €
2047	1.318.117 €	27.004.921 €	28.323.038 €
2048	1.318.121 €	26.914.681 €	28.232.802 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2049	1.318.117 €	26.824.453 €	28.142.570 €
2050	811.307 €	32.020.876 €	32.832.184 €

PORTACONTENEDORES FEEDER

Año	%GNL	%bioGNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%
2031	95,00%	0,00%	5,00%
2032	95,00%	0,00%	5,00%
2033	95,00%	0,00%	5,00%
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	95,00%	0,00%	5,00%
2036	95,00%	0,00%	5,00%
2037	95,00%	0,00%	5,00%
2038	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2039	95,00%	0,00%	5,00%
2040	95,00%	0,00%	5,00%
2041	95,00%	0,00%	5,00%
2042	95,00%	0,00%	5,00%
2043	95,00%	0,00%	5,00%
2044	95,00%	0,00%	5,00%
2045	95,00%	0,00%	5,00%
2046	95,00%	0,00%	5,00%
2047	95,00%	0,00%	5,00%
2048	95,00%	0,00%	5,00%
2049	95,00%	0,00%	5,00%
2050	79,89%	15,11%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	1.469.581 €	2.863.803 €	4.333.384 €
2027	1.469.581 €	2.771.322 €	4.240.903 €
2028	1.469.581 €	2.678.840 €	4.148.421 €
2029	1.469.581 €	2.586.358 €	4.055.939 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2030	1.469.581 €	2.493.877 €	3.963.458 €
2031	1.469.581 €	2.401.395 €	3.870.976 €
2032	1.469.581 €	2.308.913 €	3.778.494 €
2033	1.469.581 €	2.216.432 €	3.686.013 €
2034	1.469.581 €	2.123.950 €	3.593.531 €
2035	1.469.581 €	2.031.468 €	3.501.049 €
2036	1.469.581 €	2.064.546 €	3.534.127 €
2037	1.469.581 €	2.097.624 €	3.567.205 €
2038	1.469.581 €	2.130.702 €	3.600.283 €
2039	1.469.581 €	2.163.780 €	3.633.361 €
2040	1.251.136 €	3.087.643 €	4.338.779 €
2041	1.251.250 €	3.105.088 €	4.356.338 €
2042	1.251.250 €	3.122.998 €	4.374.248 €
2043	1.251.250 €	3.140.908 €	4.392.157 €
2044	1.251.250 €	3.158.817 €	4.410.067 €
2045	752.712 €	5.036.508 €	5.789.220 €
2046	752.712 €	5.019.785 €	5.772.496 €
2047	752.712 €	5.003.058 €	5.755.770 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2048	752.709 €	4.986.341 €	5.739.050 €
2049	752.712 €	4.969.605 €	5.722.317 €
2050	463.239 €	5.932.200 €	6.395.438 €

PORTACONTENEDORES NEO PANAMAX

Año	%GNL	%bioGNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%
2031	95,00%	0,00%	5,00%
2032	95,00%	0,00%	5,00%
2033	95,00%	0,00%	5,00%
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	95,00%	0,00%	5,00%
2036	95,00%	0,00%	5,00%
2037	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2038	95,00%	0,00%	5,00%
2039	95,00%	0,00%	5,00%
2040	79,91%	15,09%	5,00%
2041	79,91%	15,09%	5,00%
2042	79,91%	15,09%	5,00%
2043	79,91%	15,09%	5,00%
2044	79,91%	15,09%	5,00%
2045	45,41%	49,59%	5,00%
2046	45,41%	49,59%	5,00%
2047	45,41%	49,59%	5,00%
2048	45,41%	49,59%	5,00%
2049	45,41%	49,59%	5,00%
2050	25,38%	69,62%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	2.243.555 €	8.088.318 €	10.331.873 €
2027	2.243.555 €	7.827.119 €	10.070.674 €
2028	2.243.555 €	7.565.921 €	9.809.476 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2029	2.243.555 €	7.304.722 €	9.548.277 €
2030	2.243.555 €	7.043.524 €	9.287.079 €
2031	2.243.555 €	6.782.325 €	9.025.881 €
2032	2.243.555 €	6.521.127 €	8.764.682 €
2033	2.243.555 €	6.259.929 €	8.503.484 €
2034	2.243.555 €	5.998.730 €	8.242.285 €
2035	2.243.555 €	5.737.532 €	7.981.087 €
2036	2.243.555 €	5.830.955 €	8.074.510 €
2037	2.243.555 €	5.924.378 €	8.167.933 €
2038	2.243.555 €	6.017.800 €	8.261.356 €
2039	2.243.555 €	6.111.223 €	8.354.779 €
2040	1.910.731 €	8.715.478 €	10.626.209 €
2041	1.910.731 €	8.766.123 €	10.676.854 €
2042	1.910.731 €	8.816.768 €	10.727.499 €
2043	1.910.731 €	8.867.413 €	10.778.144 €
2044	1.910.731 €	8.918.060 €	10.828.791 €
2045	1.149.629 €	14.221.361 €	15.370.990 €
2046	1.149.629 €	14.174.182 €	15.323.811 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2047	1.149.629 €	14.127.009 €	15.276.638 €
2048	1.149.629 €	14.079.834 €	15.229.463 €
2049	1.149.629 €	14.032.657 €	15.182.286 €
2050	707.699 €	16.751.409 €	17.459.108 €

PORTACONTENEDORES REGIONAL

Año	%GNL	%bioGNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%
2031	95,00%	0,00%	5,00%
2032	95,00%	0,00%	5,00%
2033	95,00%	0,00%	5,00%
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	95,00%	0,00%	5,00%
2036	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2037	95,00%	0,00%	5,00%
2038	95,00%	0,00%	5,00%
2039	95,00%	0,00%	5,00%
2040	79,89%	15,11%	5,00%
2041	79,89%	15,11%	5,00%
2042	79,89%	15,11%	5,00%
2043	79,89%	15,11%	5,00%
2044	79,89%	15,11%	5,00%
2045	45,39%	49,61%	5,00%
2046	45,39%	49,61%	5,00%
2047	45,39%	49,61%	5,00%
2048	45,39%	49,61%	5,00%
2049	45,39%	49,61%	5,00%
2050	25,36%	69,64%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	1.258.907 €	3.630.824 €	4.889.731 €
2027	1.258.907 €	3.513.573 €	4.772.480 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2028	1.258.907 €	3.396.321 €	4.655.229 €
2029	1.258.907 €	3.279.070 €	4.537.978 €
2030	1.258.907 €	3.161.819 €	4.420.726 €
2031	1.258.907 €	3.044.568 €	4.303.475 €
2032	1.258.907 €	2.927.316 €	4.186.224 €
2033	1.258.907 €	2.810.065 €	4.068.973 €
2034	1.258.907 €	2.692.814 €	3.951.721 €
2035	1.258.907 €	2.575.563 €	3.834.470 €
2036	1.258.907 €	2.617.500 €	3.876.407 €
2037	1.258.907 €	2.659.437 €	3.918.345 €
2038	1.258.907 €	2.701.374 €	3.960.282 €
2039	1.258.907 €	2.743.312 €	4.002.219 €
2040	1.071.876 €	3.914.026 €	4.985.901 €
2041	1.071.875 €	3.936.733 €	5.008.608 €
2042	1.071.875 €	3.959.439 €	5.031.314 €
2043	1.071.876 €	3.982.145 €	5.054.021 €
2044	1.071.875 €	4.004.852 €	5.076.728 €
2045	644.806 €	6.385.450 €	7.030.256 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2046	644.806 €	6.364.245 €	7.009.052 €
2047	644.806 €	6.343.039 €	6.987.846 €
2048	644.806 €	6.321.834 €	6.966.640 €
2049	644.806 €	6.300.628 €	6.945.434 €
2050	396.831 €	7.521.037 €	7.917.867 €

RESULTADOS OPTIMIZACIÓN ESCENARIO CPS

PORTACONTENEDORES OCEÁNICO

Año	%GNL	%bioGNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%
2031	95,00%	0,00%	5,00%
2032	95,00%	0,00%	5,00%
2033	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bioGNL</i>	%Fuelóleo
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	95,00%	0,00%	5,00%
2036	95,00%	0,00%	5,00%
2037	95,00%	0,00%	5,00%
2038	95,00%	0,00%	5,00%
2039	95,00%	0,00%	5,00%
2040	79,90%	15,10%	5,00%
2041	79,90%	15,10%	5,00%
2042	79,90%	15,10%	5,00%
2043	79,90%	15,10%	5,00%
2044	79,90%	15,10%	5,00%
2045	45,40%	49,60%	5,00%
2046	45,40%	49,60%	5,00%
2047	45,40%	49,60%	5,00%
2048	45,40%	49,60%	5,00%
2049	45,40%	49,60%	5,00%
2050	25,37%	69,63%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	2.572.935 €	16.176.694 €	18.749.630 €
2027	2.572.935 €	16.035.985 €	18.608.920 €
2028	2.572.935 €	15.895.275 €	18.468.211 €
2029	2.572.935 €	15.754.566 €	18.327.501 €
2030	2.572.935 €	15.613.857 €	18.186.792 €
2031	2.572.935 €	15.473.147 €	18.046.083 €
2032	2.572.935 €	15.332.438 €	17.905.373 €
2033	2.572.935 €	15.191.728 €	17.764.664 €
2034	2.572.935 €	15.051.019 €	17.623.954 €
2035	2.572.935 €	14.910.310 €	17.483.245 €
2036	2.572.935 €	15.077.149 €	17.650.084 €
2037	2.572.935 €	15.243.988 €	17.816.923 €
2038	2.572.935 €	15.410.827 €	17.983.762 €
2039	2.572.935 €	15.577.666 €	18.150.601 €
2040	2.190.977 €	21.952.252 €	24.143.229 €
2041	2.190.980 €	22.122.355 €	24.313.335 €
2042	2.190.955 €	22.292.488 €	24.483.443 €
2043	2.191.117 €	22.462.436 €	24.653.554 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2044	2.190.990 €	22.632.658 €	24.823.648 €
2045	1.318.114 €	37.025.140 €	38.343.254 €
2046	1.318.117 €	37.202.659 €	38.520.776 €
2047	1.318.135 €	37.380.205 €	38.698.340 €
2048	1.318.117 €	37.557.778 €	38.875.895 €
2049	1.318.117 €	37.735.351 €	39.053.467 €
2050	811.307 €	46.192.687 €	47.003.994 €

PORTACONTENEDORES FEEDER

Año	%GNL	%bioGNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%
2031	95,00%	0,00%	5,00%
2032	95,00%	0,00%	5,00%
2033	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	95,00%	0,00%	5,00%
2036	95,00%	0,00%	5,00%
2037	95,00%	0,00%	5,00%
2038	95,00%	0,00%	5,00%
2039	95,00%	0,00%	5,00%
2040	79,89%	15,11%	5,00%
2041	79,89%	15,11%	5,00%
2042	79,89%	15,11%	5,00%
2043	79,89%	15,11%	5,00%
2044	79,89%	15,11%	5,00%
2045	45,39%	49,61%	5,00%
2046	45,39%	49,61%	5,00%
2047	45,39%	49,61%	5,00%
2048	45,39%	49,61%	5,00%
2049	45,39%	49,61%	5,00%
2050	25,36%	69,64%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	1.469.581 €	2.996.635 €	4.466.216 €
2027	1.469.581 €	2.970.570 €	4.440.151 €
2028	1.469.581 €	2.944.504 €	4.414.085 €
2029	1.469.581 €	2.918.439 €	4.388.020 €
2030	1.469.581 €	2.892.373 €	4.361.954 €
2031	1.469.581 €	2.866.308 €	4.335.888 €
2032	1.469.581 €	2.840.242 €	4.309.823 €
2033	1.469.581 €	2.814.176 €	4.283.757 €
2034	1.469.581 €	2.788.111 €	4.257.692 €
2035	1.469.581 €	2.762.045 €	4.231.626 €
2036	1.469.581 €	2.792.951 €	4.262.532 €
2037	1.469.581 €	2.823.857 €	4.293.438 €
2038	1.469.581 €	2.854.763 €	4.324.344 €
2039	1.469.581 €	2.885.669 €	4.355.250 €
2040	1.251.242 €	4.067.389 €	5.318.631 €
2041	1.251.250 €	4.098.861 €	5.350.111 €
2042	1.251.250 €	4.130.372 €	5.381.622 €
2043	1.251.250 €	4.161.884 €	5.413.134 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2044	1.251.251 €	4.193.394 €	5.444.645 €
2045	752.712 €	6.859.498 €	7.612.210 €
2046	752.712 €	6.892.390 €	7.645.103 €
2047	752.712 €	6.925.283 €	7.677.995 €
2048	752.712 €	6.958.177 €	7.710.889 €
2049	752.713 €	6.991.068 €	7.743.780 €
2050	463.239 €	8.557.736 €	9.020.975 €

PORTACONTENEDORES NEO PANAMAX

Año	%GNL	%bioGNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%
2031	95,00%	0,00%	5,00%
2032	95,00%	0,00%	5,00%
2033	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	95,00%	0,00%	5,00%
2036	95,00%	0,00%	5,00%
2037	95,00%	0,00%	5,00%
2038	95,00%	0,00%	5,00%
2039	95,00%	0,00%	5,00%
2040	79,91%	15,09%	5,00%
2041	79,91%	15,09%	5,00%
2042	79,91%	15,09%	5,00%
2043	79,91%	15,09%	5,00%
2044	79,91%	15,09%	5,00%
2045	45,41%	49,59%	5,00%
2046	45,41%	49,59%	5,00%
2047	45,41%	49,59%	5,00%
2048	45,41%	49,59%	5,00%
2049	45,41%	49,59%	5,00%
2050	25,38%	69,62%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	2.243.555 €	8.463.479 €	10.707.034 €
2027	2.243.555 €	8.389.861 €	10.633.417 €
2028	2.243.555 €	8.316.244 €	10.559.799 €
2029	2.243.555 €	8.242.626 €	10.486.181 €
2030	2.243.555 €	8.169.008 €	10.412.564 €
2031	2.243.555 €	8.095.390 €	10.338.946 €
2032	2.243.555 €	8.021.773 €	10.265.328 €
2033	2.243.555 €	7.948.155 €	10.191.710 €
2034	2.243.555 €	7.874.537 €	10.118.093 €
2035	2.243.555 €	7.800.920 €	10.044.475 €
2036	2.243.555 €	7.888.208 €	10.131.763 €
2037	2.243.555 €	7.975.497 €	10.219.052 €
2038	2.243.555 €	8.062.785 €	10.306.340 €
2039	2.243.555 €	8.150.074 €	10.393.629 €
2040	1.910.732 €	11.482.710 €	13.393.441 €
2041	1.910.731 €	11.571.705 €	13.482.436 €
2042	1.910.732 €	11.660.700 €	13.571.432 €
2043	1.910.732 €	11.749.695 €	13.660.427 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2044	1.910.732 €	11.838.690 €	13.749.422 €
2045	1.149.629 €	19.368.665 €	20.518.294 €
2046	1.149.629 €	19.461.563 €	20.611.192 €
2047	1.149.629 €	19.554.461 €	20.704.090 €
2048	1.149.629 €	19.647.360 €	20.796.989 €
2049	1.149.629 €	19.740.258 €	20.889.887 €
2050	707.699 €	24.165.054 €	24.872.753 €

PORTACONTENEDORES REGIONAL

Año	%GNL	%bioGNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%
2031	95,00%	0,00%	5,00%
2032	95,00%	0,00%	5,00%
2033	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	95,00%	0,00%	5,00%
2036	95,00%	0,00%	5,00%
2037	95,00%	0,00%	5,00%
2038	95,00%	0,00%	5,00%
2039	95,00%	0,00%	5,00%
2040	79,89%	15,11%	5,00%
2041	79,89%	15,11%	5,00%
2042	79,89%	15,11%	5,00%
2043	79,89%	15,11%	5,00%
2044	79,89%	15,11%	5,00%
2045	45,39%	49,61%	5,00%
2046	45,39%	49,61%	5,00%
2047	45,39%	49,61%	5,00%
2048	45,39%	49,61%	5,00%
2049	45,39%	49,61%	5,00%
2050	25,36%	69,64%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	1.258.907 €	3.799.233 €	5.058.140 €
2027	1.258.907 €	3.766.186 €	5.025.094 €
2028	1.258.907 €	3.733.139 €	4.992.047 €
2029	1.258.907 €	3.700.093 €	4.959.000 €
2030	1.258.907 €	3.667.046 €	4.925.953 €
2031	1.258.907 €	3.633.999 €	4.892.906 €
2032	1.258.907 €	3.600.952 €	4.859.860 €
2033	1.258.907 €	3.567.905 €	4.826.813 €
2034	1.258.907 €	3.534.859 €	4.793.766 €
2035	1.258.907 €	3.501.812 €	4.760.719 €
2036	1.258.907 €	3.540.995 €	4.799.903 €
2037	1.258.907 €	3.580.179 €	4.839.086 €
2038	1.258.907 €	3.619.363 €	4.878.270 €
2039	1.258.907 €	3.658.546 €	4.917.454 €
2040	1.071.875 €	5.156.721 €	6.228.597 €
2041	1.071.875 €	5.196.671 €	6.268.547 €
2042	1.071.876 €	5.236.621 €	6.308.497 €
2043	1.071.875 €	5.276.573 €	6.348.448 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2044	1.071.875 €	5.316.524 €	6.388.399 €
2045	644.806 €	8.696.695 €	9.341.501 €
2046	644.806 €	8.738.398 €	9.383.205 €
2047	644.806 €	8.780.102 €	9.424.908 €
2048	644.806 €	8.821.805 €	9.466.611 €
2049	644.806 €	8.863.506 €	9.508.312 €
2050	396.831 €	10.849.780 €	11.246.610 €

RESULTADOS OPTIMIZACIÓN ESCENARIO NZE

PORTACONTENEDORES OCEÁNICO

Año	%GNL	%bioGNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%
2031	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2032	95,00%	0,00%	5,00%
2033	95,00%	0,00%	5,00%
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	95,00%	0,00%	5,00%
2036	95,00%	0,00%	5,00%
2037	95,00%	0,00%	5,00%
2038	95,00%	0,00%	5,00%
2039	95,00%	0,00%	5,00%
2040	79,90%	15,10%	5,00%
2041	79,90%	15,10%	5,00%
2042	79,90%	15,10%	5,00%
2043	79,90%	15,10%	5,00%
2044	79,90%	15,10%	5,00%
2045	45,40%	49,60%	5,00%
2046	45,40%	49,60%	5,00%
2047	45,40%	49,60%	5,00%
2048	45,40%	49,60%	5,00%
2049	45,40%	49,60%	5,00%
2050	25,37%	69,63%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	2.572.935 €	14.688.677 €	17.261.612 €
2027	2.572.935 €	13.803.958 €	16.376.894 €
2028	2.572.935 €	12.919.240 €	15.492.175 €
2029	2.572.935 €	12.034.522 €	14.607.457 €
2030	2.572.935 €	11.149.804 €	13.722.739 €
2031	2.572.935 €	10.265.085 €	12.838.021 €
2032	2.572.935 €	9.380.367 €	11.953.303 €
2033	2.572.935 €	8.495.649 €	11.068.584 €
2034	2.572.935 €	7.610.931 €	10.183.866 €
2035	2.572.935 €	6.726.212 €	9.299.148 €
2036	2.572.935 €	6.696.610 €	9.269.545 €
2037	2.572.935 €	6.667.008 €	9.239.943 €
2038	2.572.935 €	6.637.405 €	9.210.341 €
2039	2.572.935 €	6.607.803 €	9.180.738 €
2040	2.190.951 €	10.756.789 €	12.947.740 €
2041	2.191.039 €	10.651.219 €	12.842.258 €
2042	2.190.968 €	10.545.790 €	12.736.759 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2043	2.190.955 €	10.440.336 €	12.631.291 €
2044	2.190.952 €	10.334.892 €	12.525.844 €
2045	1.318.115 €	18.910.718 €	20.228.833 €
2046	1.318.113 €	18.631.905 €	19.950.018 €
2047	1.318.210 €	18.352.997 €	19.671.207 €
2048	1.318.117 €	18.074.192 €	19.392.309 €
2049	1.318.099 €	17.795.526 €	19.113.624 €
2050	811.302 €	22.054.016 €	22.865.319 €

PORTACONTENEDORES FEEDER

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%
2031	95,00%	0,00%	5,00%
2032	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2033	95,00%	0,00%	5,00%
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	95,00%	0,00%	5,00%
2036	95,00%	0,00%	5,00%
2037	95,00%	0,00%	5,00%
2038	95,00%	0,00%	5,00%
2039	95,00%	0,00%	5,00%
2040	79,89%	15,11%	5,00%
2041	79,89%	15,11%	5,00%
2042	79,89%	15,11%	5,00%
2043	79,89%	15,11%	5,00%
2044	79,89%	15,11%	5,00%
2045	45,39%	49,61%	5,00%
2046	45,39%	49,61%	5,00%
2047	45,39%	49,61%	5,00%
2048	45,39%	49,61%	5,00%
2049	45,39%	49,61%	5,00%
2050	25,36%	69,64%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	1.469.581 €	2.720.989 €	4.190.570 €
2027	1.469.581 €	2.557.100 €	4.026.681 €
2028	1.469.581 €	2.393.212 €	3.862.793 €
2029	1.469.581 €	2.229.323 €	3.698.904 €
2030	1.469.581 €	2.065.434 €	3.535.015 €
2031	1.469.581 €	1.901.545 €	3.371.126 €
2032	1.469.581 €	1.737.657 €	3.207.238 €
2033	1.469.581 €	1.573.768 €	3.043.349 €
2034	1.469.581 €	1.409.879 €	2.879.460 €
2035	1.469.581 €	1.245.990 €	2.715.571 €
2036	1.469.581 €	1.240.507 €	2.710.088 €
2037	1.469.581 €	1.235.023 €	2.704.604 €
2038	1.469.581 €	1.229.539 €	2.699.120 €
2039	1.469.581 €	1.224.056 €	2.693.637 €
2040	1.251.238 €	1.993.218 €	3.244.456 €
2041	1.251.249 €	1.973.629 €	3.224.879 €
2042	1.251.248 €	1.954.087 €	3.205.335 €
2043	1.251.248 €	1.934.536 €	3.185.785 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2044	1.251.242 €	1.915.008 €	3.166.251 €
2045	752.712 €	3.503.595 €	4.256.307 €
2046	752.712 €	3.451.934 €	4.204.646 €
2047	752.694 €	3.400.327 €	4.153.021 €
2048	752.713 €	3.348.606 €	4.101.318 €
2049	752.703 €	3.296.970 €	4.049.674 €
2050	463.239 €	4.085.815 €	4.549.054 €

PORTACONTENEDORES NEO PANAMAX

Año	%GNL	%bioGNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%
2031	95,00%	0,00%	5,00%
2032	95,00%	0,00%	5,00%
2033	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	95,00%	0,00%	5,00%
2036	95,00%	0,00%	5,00%
2037	95,00%	0,00%	5,00%
2038	95,00%	0,00%	5,00%
2039	95,00%	0,00%	5,00%
2040	79,91%	15,09%	5,00%
2041	79,91%	15,09%	5,00%
2042	79,91%	15,09%	5,00%
2043	79,91%	15,09%	5,00%
2044	79,91%	15,09%	5,00%
2045	45,41%	49,59%	5,00%
2046	45,41%	49,59%	5,00%
2047	45,41%	49,59%	5,00%
2048	45,41%	49,59%	5,00%
2049	45,41%	49,59%	5,00%
2050	25,38%	69,62%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	2.243.555 €	7.684.963 €	9.928.519 €
2027	2.243.555 €	7.222.088 €	9.465.643 €
2028	2.243.555 €	6.759.213 €	9.002.768 €
2029	2.243.555 €	6.296.337 €	8.539.892 €
2030	2.243.555 €	5.833.462 €	8.077.017 €
2031	2.243.555 €	5.370.586 €	7.614.142 €
2032	2.243.555 €	4.907.711 €	7.151.266 €
2033	2.243.555 €	4.444.836 €	6.688.391 €
2034	2.243.555 €	3.981.960 €	6.225.515 €
2035	2.243.555 €	3.519.085 €	5.762.640 €
2036	2.243.555 €	3.503.597 €	5.747.152 €
2037	2.243.555 €	3.488.109 €	5.731.665 €
2038	2.243.555 €	3.472.622 €	5.716.177 €
2039	2.243.555 €	3.457.134 €	5.700.689 €
2040	1.910.731 €	5.626.139 €	7.536.870 €
2041	1.910.731 €	5.570.988 €	7.481.719 €
2042	1.910.731 €	5.515.837 €	7.426.568 €
2043	1.910.731 €	5.460.686 €	7.371.417 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2044	1.910.731 €	5.405.535 €	7.316.266 €
2045	1.149.629 €	9.892.370 €	11.041.999 €
2046	1.149.629 €	9.746.514 €	10.896.143 €
2047	1.149.629 €	9.600.663 €	10.750.292 €
2048	1.149.629 €	9.454.810 €	10.604.438 €
2049	1.149.629 €	9.308.955 €	10.458.584 €
2050	707.699 €	11.537.050 €	12.244.749 €

PORTACONTENEDORES REGIONAL

Año	%GNL	%bioGNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%
2031	95,00%	0,00%	5,00%
2032	95,00%	0,00%	5,00%
2033	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bioGNL</i>	%Fuelóleo
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	95,00%	0,00%	5,00%
2036	95,00%	0,00%	5,00%
2037	95,00%	0,00%	5,00%
2038	95,00%	0,00%	5,00%
2039	95,00%	0,00%	5,00%
2040	79,89%	15,11%	5,00%
2041	79,89%	15,11%	5,00%
2042	79,89%	15,11%	5,00%
2043	79,89%	15,11%	5,00%
2044	79,89%	15,11%	5,00%
2045	45,39%	49,61%	5,00%
2046	45,39%	49,61%	5,00%
2047	45,39%	49,61%	5,00%
2048	45,39%	49,61%	5,00%
2049	45,39%	49,61%	5,00%
2050	25,36%	69,64%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	1.258.907 €	3.449.759 €	4.708.667 €
2027	1.258.907 €	3.241.976 €	4.500.883 €
2028	1.258.907 €	3.034.192 €	4.293.100 €
2029	1.258.907 €	2.826.409 €	4.085.316 €
2030	1.258.907 €	2.618.625 €	3.877.533 €
2031	1.258.907 €	2.410.842 €	3.669.749 €
2032	1.258.907 €	2.203.058 €	3.461.966 €
2033	1.258.907 €	1.995.275 €	3.254.182 €
2034	1.258.907 €	1.787.491 €	3.046.399 €
2035	1.258.907 €	1.579.708 €	2.838.615 €
2036	1.258.907 €	1.572.755 €	2.831.663 €
2037	1.258.907 €	1.565.803 €	2.824.710 €
2038	1.258.907 €	1.558.851 €	2.817.758 €
2039	1.258.907 €	1.551.898 €	2.810.806 €
2040	1.071.875 €	2.527.014 €	3.598.889 €
2041	1.071.875 €	2.502.230 €	3.574.106 €
2042	1.071.875 €	2.477.447 €	3.549.322 €
2043	1.071.875 €	2.452.664 €	3.524.539 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2044	1.071.875 €	2.427.879 €	3.499.755 €
2045	644.806 €	4.441.973 €	5.086.779 €
2046	644.806 €	4.376.473 €	5.021.279 €
2047	644.806 €	4.310.974 €	4.955.780 €
2048	644.806 €	4.245.474 €	4.890.281 €
2049	644.806 €	4.179.975 €	4.824.781 €
2050	396.831 €	5.180.131 €	5.576.962 €

RESULTADOS OPTIMIZACIÓN ESCENARIO REDUCCIÓN SLIP

PORTACONTENEDORES OCEÁNICO

Año	%GNL	%bioGNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%
2031	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2032	95,00%	0,00%	5,00%
2033	95,00%	0,00%	5,00%
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	95,00%	0,00%	5,00%
2036	95,00%	0,00%	5,00%
2037	95,00%	0,00%	5,00%
2038	95,00%	0,00%	5,00%
2039	95,00%	0,00%	5,00%
2040	79,91%	15,09%	5,00%
2041	79,91%	15,09%	5,00%
2042	79,91%	15,09%	5,00%
2043	79,91%	15,09%	5,00%
2044	79,91%	15,09%	5,00%
2045	45,41%	49,59%	5,00%
2046	45,41%	49,59%	5,00%
2047	45,41%	49,59%	5,00%
2048	45,41%	49,59%	5,00%
2049	45,41%	49,59%	5,00%
2050	25,38%	69,62%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	2.572.935 €	15.459.628 €	18.032.564 €
2027	2.572.935 €	14.960.386 €	17.533.321 €
2028	2.572.935 €	14.461.144 €	17.034.079 €
2029	2.572.935 €	13.961.901 €	16.534.836 €
2030	2.572.935 €	13.462.659 €	16.035.594 €
2031	2.572.935 €	12.963.416 €	15.536.352 €
2032	2.572.935 €	12.464.174 €	15.037.109 €
2033	2.572.935 €	11.964.932 €	14.537.867 €
2034	2.572.935 €	11.465.689 €	14.038.625 €
2035	2.572.935 €	10.966.447 €	13.539.382 €
2036	2.572.935 €	11.145.011 €	13.717.947 €
2037	2.572.935 €	11.323.575 €	13.896.511 €
2038	2.572.935 €	11.502.140 €	14.075.075 €
2039	2.572.935 €	11.680.704 €	14.253.639 €
2040	2.191.214 €	16.658.892 €	18.850.105 €
2041	2.191.208 €	16.755.690 €	18.946.897 €
2042	2.191.206 €	16.852.484 €	19.043.690 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2043	2.191.206 €	16.949.277 €	19.140.484 €
2044	2.191.205 €	17.046.075 €	19.237.279 €
2045	1.318.364 €	27.182.536 €	28.500.900 €
2046	1.318.364 €	27.092.357 €	28.410.721 €
2047	1.318.365 €	27.002.176 €	28.320.541 €
2048	1.318.365 €	26.911.995 €	28.230.360 €
2049	1.318.365 €	26.821.820 €	28.140.184 €
2050	811.554 €	32.018.306 €	32.829.860 €

PORTACONTENEDORES FEEDER

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%
2031	95,00%	0,00%	5,00%
2032	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2033	95,00%	0,00%	5,00%
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	95,00%	0,00%	5,00%
2036	95,00%	0,00%	5,00%
2037	95,00%	0,00%	5,00%
2038	95,00%	0,00%	5,00%
2039	95,00%	0,00%	5,00%
2040	79,91%	15,09%	5,00%
2041	79,91%	15,09%	5,00%
2042	79,91%	15,09%	5,00%
2043	79,91%	15,09%	5,00%
2044	79,91%	15,09%	5,00%
2045	45,41%	49,59%	5,00%
2046	45,41%	49,59%	5,00%
2047	45,41%	49,59%	5,00%
2048	45,41%	49,59%	5,00%
2049	45,41%	49,59%	5,00%
2050	25,37%	69,63%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	1.469.581 €	2.863.803 €	4.333.384 €
2027	1.469.581 €	2.771.322 €	4.240.903 €
2028	1.469.581 €	2.678.840 €	4.148.421 €
2029	1.469.581 €	2.586.358 €	4.055.939 €
2030	1.469.581 €	2.493.877 €	3.963.458 €
2031	1.469.581 €	2.401.395 €	3.870.976 €
2032	1.469.581 €	2.308.913 €	3.778.494 €
2033	1.469.581 €	2.216.432 €	3.686.013 €
2034	1.469.581 €	2.123.950 €	3.593.531 €
2035	1.469.581 €	2.031.469 €	3.501.049 €
2036	1.469.581 €	2.064.546 €	3.534.127 €
2037	1.469.581 €	2.097.624 €	3.567.205 €
2038	1.469.581 €	2.130.702 €	3.600.283 €
2039	1.469.581 €	2.163.780 €	3.633.361 €
2040	1.251.509 €	3.086.121 €	4.337.630 €
2041	1.251.509 €	3.104.050 €	4.355.558 €
2042	1.251.509 €	3.121.975 €	4.373.485 €
2043	1.251.509 €	3.139.904 €	4.391.413 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2044	1.251.509 €	3.157.833 €	4.409.341 €
2045	752.969 €	5.035.550 €	5.788.519 €
2046	752.970 €	5.018.838 €	5.771.808 €
2047	752.969 €	5.002.133 €	5.755.103 €
2048	752.970 €	4.985.424 €	5.738.394 €
2049	752.969 €	4.968.717 €	5.721.687 €
2050	463.496 €	5.931.330 €	6.394.826 €

PORTACONTENEDORES NEO PANAMAX

Año	%GNL	%bioGNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%
2031	95,00%	0,00%	5,00%
2032	95,00%	0,00%	5,00%
2033	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	95,00%	0,00%	5,00%
2036	95,00%	0,00%	5,00%
2037	95,00%	0,00%	5,00%
2038	95,00%	0,00%	5,00%
2039	95,00%	0,00%	5,00%
2040	79,91%	15,09%	5,00%
2041	79,91%	15,09%	5,00%
2042	79,91%	15,09%	5,00%
2043	79,91%	15,09%	5,00%
2044	79,91%	15,09%	5,00%
2045	45,41%	49,59%	5,00%
2046	45,41%	49,59%	5,00%
2047	45,41%	49,59%	5,00%
2048	45,41%	49,59%	5,00%
2049	45,41%	49,59%	5,00%
2050	25,38%	69,62%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	2.243.555 €	8.088.318 €	10.331.873 €
2027	2.243.555 €	7.827.119 €	10.070.674 €
2028	2.243.555 €	7.565.921 €	9.809.476 €
2029	2.243.555 €	7.304.722 €	9.548.278 €
2030	2.243.555 €	7.043.524 €	9.287.079 €
2031	2.243.555 €	6.782.325 €	9.025.881 €
2032	2.243.555 €	6.521.127 €	8.764.682 €
2033	2.243.555 €	6.259.929 €	8.503.484 €
2034	2.243.555 €	5.998.730 €	8.242.285 €
2035	2.243.555 €	5.737.532 €	7.981.087 €
2036	2.243.555 €	5.830.955 €	8.074.510 €
2037	2.243.555 €	5.924.378 €	8.167.933 €
2038	2.243.555 €	6.017.801 €	8.261.356 €
2039	2.243.555 €	6.111.224 €	8.354.779 €
2040	1.910.757 €	8.715.283 €	10.626.039 €
2041	1.910.757 €	8.765.933 €	10.676.689 €
2042	1.910.757 €	8.816.582 €	10.727.339 €
2043	1.910.757 €	8.867.230 €	10.777.987 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2044	1.910.757 €	8.917.881 €	10.828.638 €
2045	1.149.654 €	14.221.187 €	15.370.841 €
2046	1.149.654 €	14.174.013 €	15.323.667 €
2047	1.149.655 €	14.126.838 €	15.276.492 €
2048	1.149.654 €	14.079.667 €	15.229.322 €
2049	1.149.654 €	14.032.496 €	15.182.150 €
2050	707.724 €	16.751.252 €	17.458.976 €

PORTACONTENEDORES REGIONAL

Año	%GNL	%bioGNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%
2031	95,00%	0,00%	5,00%
2032	95,00%	0,00%	5,00%
2033	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	95,00%	0,00%	5,00%
2036	95,00%	0,00%	5,00%
2037	95,00%	0,00%	5,00%
2038	95,00%	0,00%	5,00%
2039	95,00%	0,00%	5,00%
2040	79,91%	15,09%	5,00%
2041	79,91%	15,09%	5,00%
2042	79,91%	15,09%	5,00%
2043	79,91%	15,09%	5,00%
2044	79,91%	15,09%	5,00%
2045	45,41%	49,59%	5,00%
2046	45,41%	49,59%	5,00%
2047	45,41%	49,59%	5,00%
2048	45,41%	49,59%	5,00%
2049	45,41%	49,59%	5,00%
2050	25,37%	69,63%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	1.258.907 €	3.630.824 €	4.889.731 €
2027	1.258.907 €	3.513.573 €	4.772.480 €
2028	1.258.907 €	3.396.322 €	4.655.229 €
2029	1.258.907 €	3.279.070 €	4.537.978 €
2030	1.258.907 €	3.161.819 €	4.420.726 €
2031	1.258.907 €	3.044.568 €	4.303.475 €
2032	1.258.907 €	2.927.316 €	4.186.224 €
2033	1.258.907 €	2.810.065 €	4.068.973 €
2034	1.258.907 €	2.692.814 €	3.951.721 €
2035	1.258.907 €	2.575.563 €	3.834.470 €
2036	1.258.907 €	2.617.500 €	3.876.407 €
2037	1.258.907 €	2.659.437 €	3.918.345 €
2038	1.258.907 €	2.701.375 €	3.960.282 €
2039	1.258.907 €	2.743.312 €	4.002.219 €
2040	1.072.098 €	3.912.685 €	4.984.782 €
2041	1.072.097 €	3.935.416 €	5.007.513 €
2042	1.072.098 €	3.958.144 €	5.030.242 €
2043	1.072.097 €	3.980.875 €	5.052.973 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2044	1.072.098 €	4.003.602 €	5.075.700 €
2045	645.027 €	6.384.232 €	7.029.259 €
2046	645.027 €	6.363.048 €	7.008.075 €
2047	645.027 €	6.341.866 €	6.986.893 €
2048	645.027 €	6.320.685 €	6.965.711 €
2049	645.027 €	6.299.501 €	6.944.528 €
2050	397.051 €	7.519.935 €	7.916.986 €

RESULTADOS OPTIMIZACIÓN ESCENARIO AUMENTO FACTOR WTT GNL

PORTACONTENEDORES OCEÁNICO

Año	%GNL	%bioGNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2031	95,00%	0,00%	5,00%
2032	95,00%	0,00%	5,00%
2033	95,00%	0,00%	5,00%
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	91,66%	3,34%	5,00%
2036	91,66%	3,34%	5,00%
2037	91,67%	3,33%	5,00%
2038	91,66%	3,34%	5,00%
2039	91,66%	3,34%	5,00%
2040	74,53%	20,47%	5,00%
2041	74,53%	20,47%	5,00%
2042	74,53%	20,47%	5,00%
2043	74,53%	20,47%	5,00%
2044	74,53%	20,47%	5,00%
2045	42,35%	52,65%	5,00%
2046	42,35%	52,65%	5,00%
2047	42,35%	52,65%	5,00%
2048	42,35%	52,65%	5,00%
2049	42,35%	52,65%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2050	23,66%	71,34%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	2.572.935 €	15.459.628 €	18.032.564 €
2027	2.572.935 €	14.960.386 €	17.533.321 €
2028	2.572.935 €	14.461.144 €	17.034.079 €
2029	2.572.935 €	13.961.901 €	16.534.837 €
2030	2.572.935 €	13.462.659 €	16.035.594 €
2031	2.572.935 €	12.963.417 €	15.536.352 €
2032	2.572.935 €	12.464.174 €	15.037.110 €
2033	2.572.935 €	11.964.932 €	14.537.867 €
2034	2.572.935 €	11.465.690 €	14.038.625 €
2035	2.488.497 €	12.118.582 €	14.607.079 €
2036	2.488.494 €	12.279.070 €	14.767.564 €
2037	2.491.110 €	12.437.337 €	14.928.447 €
2038	2.488.496 €	12.600.011 €	15.088.508 €
2039	2.488.495 €	12.760.489 €	15.248.984 €
2040	2.055.140 €	18.369.745 €	20.424.885 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2041	2.055.135 €	18.437.394 €	20.492.529 €
2042	2.055.137 €	18.505.038 €	20.560.176 €
2043	2.055.137 €	18.572.684 €	20.627.821 €
2044	2.055.135 €	18.640.332 €	20.695.467 €
2045	1.240.944 €	28.073.046 €	29.313.990 €
2046	1.240.944 €	27.966.281 €	29.207.225 €
2047	1.240.945 €	27.859.516 €	29.100.461 €
2048	1.240.944 €	27.752.759 €	28.993.703 €
2049	1.240.944 €	27.645.993 €	28.886.937 €
2050	768.188 €	32.470.665 €	33.238.853 €

PORTACONTENEDORES FEEDER

Año	%GNL	%bioGNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2031	95,00%	0,00%	5,00%
2032	95,00%	0,00%	5,00%
2033	95,00%	0,00%	5,00%
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	91,65%	3,35%	5,00%
2036	91,65%	3,35%	5,00%
2037	91,65%	3,35%	5,00%
2038	91,65%	3,35%	5,00%
2039	91,65%	3,35%	5,00%
2040	74,52%	20,48%	5,00%
2041	74,52%	20,48%	5,00%
2042	74,52%	20,48%	5,00%
2043	74,52%	20,48%	5,00%
2044	74,52%	20,48%	5,00%
2045	42,34%	52,66%	5,00%
2046	42,34%	52,66%	5,00%
2047	42,34%	52,66%	5,00%
2048	42,34%	52,66%	5,00%
2049	42,34%	52,66%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2050	23,65%	71,35%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	1.469.581 €	2.863.803 €	4.333.384 €
2027	1.469.581 €	2.771.322 €	4.240.903 €
2028	1.469.581 €	2.678.840 €	4.148.421 €
2029	1.469.581 €	2.586.358 €	4.055.939 €
2030	1.469.581 €	2.493.877 €	3.963.458 €
2031	1.469.581 €	2.401.395 €	3.870.976 €
2032	1.469.581 €	2.308.913 €	3.778.494 €
2033	1.469.581 €	2.216.432 €	3.686.013 €
2034	1.469.581 €	2.123.950 €	3.593.531 €
2035	1.421.205 €	2.245.541 €	3.666.746 €
2036	1.421.205 €	2.275.259 €	3.696.464 €
2037	1.421.205 €	2.304.976 €	3.726.181 €
2038	1.421.205 €	2.334.693 €	3.755.898 €
2039	1.421.205 €	2.364.410 €	3.785.615 €
2040	1.173.684 €	3.403.480 €	4.577.164 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2041	1.173.683 €	3.416.003 €	4.589.686 €
2042	1.173.684 €	3.428.523 €	4.602.206 €
2043	1.173.684 €	3.441.043 €	4.614.727 €
2044	1.173.684 €	3.453.563 €	4.627.247 €
2045	708.644 €	5.200.904 €	5.909.548 €
2046	708.644 €	5.181.118 €	5.889.761 €
2047	708.643 €	5.161.331 €	5.869.974 €
2048	708.644 €	5.141.541 €	5.850.185 €
2049	708.644 €	5.121.755 €	5.830.399 €
2050	438.621 €	6.015.483 €	6.454.104 €

PORTACONTENEDORES NEO PANAMAX

Año	%GNL	%bioGNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2031	95,00%	0,00%	5,00%
2032	95,00%	0,00%	5,00%
2033	95,00%	0,00%	5,00%
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	91,67%	3,33%	5,00%
2036	91,67%	3,33%	5,00%
2037	91,67%	3,33%	5,00%
2038	91,67%	3,33%	5,00%
2039	91,67%	3,33%	5,00%
2040	74,54%	20,46%	5,00%
2041	74,54%	20,46%	5,00%
2042	74,54%	20,46%	5,00%
2043	74,54%	20,46%	5,00%
2044	74,54%	20,46%	5,00%
2045	42,36%	52,64%	5,00%
2046	42,36%	52,64%	5,00%
2047	42,36%	52,64%	5,00%
2048	42,36%	52,64%	5,00%
2049	42,36%	52,64%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2050	23,67%	71,33%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	2.243.555 €	8.088.318 €	10.331.873 €
2027	2.243.555 €	7.827.119 €	10.070.674 €
2028	2.243.555 €	7.565.921 €	9.809.476 €
2029	2.243.555 €	7.304.722 €	9.548.278 €
2030	2.243.555 €	7.043.524 €	9.287.079 €
2031	2.243.555 €	6.782.325 €	9.025.881 €
2032	2.243.555 €	6.521.127 €	8.764.682 €
2033	2.243.555 €	6.259.929 €	8.503.484 €
2034	2.243.555 €	5.998.730 €	8.242.285 €
2035	2.170.164 €	6.338.362 €	8.508.526 €
2036	2.170.164 €	6.422.353 €	8.592.516 €
2037	2.170.164 €	6.506.343 €	8.676.506 €
2038	2.170.164 €	6.590.333 €	8.760.496 €
2039	2.170.164 €	6.674.323 €	8.844.487 €
2040	1.792.281 €	9.609.067 €	11.401.347 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2041	1.792.281 €	9.644.489 €	11.436.769 €
2042	1.792.280 €	9.679.913 €	11.472.193 €
2043	1.792.280 €	9.715.335 €	11.507.615 €
2044	1.792.281 €	9.750.756 €	11.543.036 €
2045	1.082.318 €	14.685.897 €	15.768.215 €
2046	1.082.318 €	14.630.070 €	15.712.388 €
2047	1.082.318 €	14.574.243 €	15.656.561 €
2048	1.082.318 €	14.518.416 €	15.600.734 €
2049	1.082.318 €	14.462.590 €	15.544.908 €
2050	670.082 €	16.986.840 €	17.656.923 €

PORTACONTENEDORES REGIONAL

Año	%GNL	%bioGNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2031	95,00%	0,00%	5,00%
2032	95,00%	0,00%	5,00%
2033	95,00%	0,00%	5,00%
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	91,65%	3,35%	5,00%
2036	91,65%	3,35%	5,00%
2037	91,65%	3,35%	5,00%
2038	91,65%	3,35%	5,00%
2039	91,65%	3,35%	5,00%
2040	74,52%	20,48%	5,00%
2041	74,52%	20,48%	5,00%
2042	74,52%	20,48%	5,00%
2043	74,52%	20,48%	5,00%
2044	74,52%	20,48%	5,00%
2045	42,34%	52,66%	5,00%
2046	42,34%	52,66%	5,00%
2047	42,34%	52,66%	5,00%
2048	42,34%	52,66%	5,00%
2049	42,34%	52,66%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2050	23,65%	71,35%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	1.258.907 €	3.630.824 €	4.889.731 €
2027	1.258.907 €	3.513.573 €	4.772.480 €
2028	1.258.907 €	3.396.322 €	4.655.229 €
2029	1.258.907 €	3.279.070 €	4.537.978 €
2030	1.258.907 €	3.161.819 €	4.420.726 €
2031	1.258.907 €	3.044.568 €	4.303.475 €
2032	1.258.907 €	2.927.316 €	4.186.224 €
2033	1.258.907 €	2.810.065 €	4.068.973 €
2034	1.258.907 €	2.692.814 €	3.951.721 €
2035	1.217.467 €	2.846.972 €	4.064.438 €
2036	1.217.467 €	2.884.648 €	4.102.114 €
2037	1.217.466 €	2.922.325 €	4.139.791 €
2038	1.217.467 €	2.960.000 €	4.177.467 €
2039	1.217.467 €	2.997.677 €	4.215.143 €
2040	1.005.429 €	4.315.044 €	5.320.473 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2041	1.005.429 €	4.330.919 €	5.336.348 €
2042	1.005.429 €	4.346.793 €	5.352.222 €
2043	1.005.429 €	4.362.666 €	5.368.095 €
2044	1.005.429 €	4.378.541 €	5.383.970 €
2045	607.055 €	6.593.877 €	7.200.932 €
2046	607.055 €	6.568.790 €	7.175.845 €
2047	607.055 €	6.543.703 €	7.150.758 €
2048	607.056 €	6.518.615 €	7.125.671 €
2049	607.056 €	6.493.528 €	7.100.583 €
2050	375.742 €	7.626.630 €	8.002.372 €

RESULTADOS OPTIMIZACIÓN ESCENARIO DISMINUCIÓN FACTOR WTT GNL

PORTACONTENEDORES OCEÁNICO

Año	%GNL	%bioGNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%
2031	95,00%	0,00%	5,00%
2032	95,00%	0,00%	5,00%
2033	95,00%	0,00%	5,00%
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	95,00%	0,00%	5,00%
2036	95,00%	0,00%	5,00%
2037	95,00%	0,00%	5,00%
2038	94,76%	0,24%	5,00%
2039	94,53%	0,47%	5,00%
2040	83,48%	11,52%	5,00%
2041	83,47%	11,53%	5,00%
2042	83,44%	11,56%	5,00%
2043	83,47%	11,53%	5,00%
2044	83,52%	11,48%	5,00%
2045	47,43%	47,57%	5,00%
2046	47,43%	47,57%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2047	47,43%	47,57%	5,00%
2048	47,43%	47,57%	5,00%
2049	47,43%	47,57%	5,00%
2050	26,50%	68,50%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	2.572.935 €	15.459.628 €	18.032.564 €
2027	2.572.935 €	14.960.386 €	17.533.321 €
2028	2.572.935 €	14.461.144 €	17.034.079 €
2029	2.572.935 €	13.961.901 €	16.534.837 €
2030	2.572.935 €	13.462.659 €	16.035.594 €
2031	2.572.935 €	12.963.417 €	15.536.352 €
2032	2.572.935 €	12.464.174 €	15.037.110 €
2033	2.572.935 €	11.964.932 €	14.537.867 €
2034	2.572.935 €	11.465.690 €	14.038.625 €
2035	2.572.935 €	10.966.447 €	13.539.382 €
2036	2.572.935 €	11.145.011 €	13.717.947 €
2037	2.572.935 €	11.323.575 €	13.896.511 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2038	2.566.757 €	11.582.471 €	14.149.228 €
2039	2.560.991 €	11.833.448 €	14.394.439 €
2040	2.287.788 €	15.522.723 €	17.810.511 €
2041	2.284.555 €	15.641.393 €	17.925.948 €
2042	2.280.598 €	15.766.818 €	18.047.416 €
2043	2.281.186 €	15.875.737 €	18.156.923 €
2044	2.302.368 €	15.977.434 €	18.279.802 €
2045	1.369.385 €	26.595.678 €	27.965.063 €
2046	1.373.596 €	26.514.862 €	27.888.458 €
2047	1.369.686 €	26.437.069 €	27.806.754 €
2048	1.369.561 €	26.357.866 €	27.727.427 €
2049	1.375.603 €	26.276.991 €	27.652.594 €
2050	846.984 €	31.721.137 €	32.568.121 €

PORTACONTENEDORES FEEDER

Año	%GNL	%bioGNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%
2031	95,00%	0,00%	5,00%
2032	95,00%	0,00%	5,00%
2033	95,00%	0,00%	5,00%
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	95,00%	0,00%	5,00%
2036	95,00%	0,00%	5,00%
2037	95,00%	0,00%	5,00%
2038	94,89%	0,11%	5,00%
2039	95,00%	0,00%	5,00%
2040	83,46%	11,54%	5,00%
2041	83,46%	11,54%	5,00%
2042	83,46%	11,54%	5,00%
2043	83,46%	11,54%	5,00%
2044	83,46%	11,54%	5,00%
2045	47,41%	47,59%	5,00%
2046	47,41%	47,59%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2047	47,41%	47,59%	5,00%
2048	47,41%	47,59%	5,00%
2049	47,41%	47,59%	5,00%
2050	26,49%	68,51%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	1.469.581 €	2.863.803 €	4.333.384 €
2027	1.469.581 €	2.771.322 €	4.240.903 €
2028	1.469.581 €	2.678.840 €	4.148.421 €
2029	1.469.581 €	2.586.358 €	4.055.939 €
2030	1.469.581 €	2.493.877 €	3.963.458 €
2031	1.469.581 €	2.401.395 €	3.870.976 €
2032	1.469.581 €	2.308.913 €	3.778.494 €
2033	1.469.581 €	2.216.432 €	3.686.013 €
2034	1.469.581 €	2.123.950 €	3.593.531 €
2035	1.469.581 €	2.031.468 €	3.501.049 €
2036	1.469.581 €	2.064.546 €	3.534.127 €
2037	1.469.581 €	2.097.624 €	3.567.205 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2038	1.468.037 €	2.137.212 €	3.605.249 €
2039	1.469.581 €	2.163.780 €	3.633.361 €
2040	1.302.780 €	2.877.047 €	4.179.827 €
2041	1.302.780 €	2.898.538 €	4.201.317 €
2042	1.302.780 €	2.920.027 €	4.222.806 €
2043	1.302.780 €	2.941.516 €	4.244.296 €
2044	1.302.779 €	2.963.009 €	4.265.788 €
2045	781.989 €	4.927.293 €	5.709.282 €
2046	781.988 €	4.912.602 €	5.694.591 €
2047	781.988 €	4.897.913 €	5.679.901 €
2048	781.988 €	4.883.219 €	5.665.207 €
2049	781.985 €	4.868.537 €	5.650.523 €
2050	479.592 €	5.876.873 €	6.356.465 €

PORTACONTENEDORES NEO PANAMAX

Año	%GNL	%bioGNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%
2031	95,00%	0,00%	5,00%
2032	95,00%	0,00%	5,00%
2033	95,00%	0,00%	5,00%
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	95,00%	0,00%	5,00%
2036	95,00%	0,00%	5,00%
2037	95,00%	0,00%	5,00%
2038	95,00%	0,00%	5,00%
2039	95,00%	0,00%	5,00%
2040	83,48%	11,52%	5,00%
2041	83,48%	11,52%	5,00%
2042	83,48%	11,52%	5,00%
2043	83,48%	11,52%	5,00%
2044	83,48%	11,52%	5,00%
2045	47,44%	47,56%	5,00%
2046	47,44%	47,56%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2047	47,44%	47,56%	5,00%
2048	47,44%	47,56%	5,00%
2049	47,44%	47,56%	5,00%
2050	26,51%	68,49%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	2.243.555 €	8.088.318 €	10.331.873 €
2027	2.243.555 €	7.827.119 €	10.070.674 €
2028	2.243.555 €	7.565.921 €	9.809.476 €
2029	2.243.555 €	7.304.722 €	9.548.278 €
2030	2.243.555 €	7.043.524 €	9.287.079 €
2031	2.243.555 €	6.782.325 €	9.025.881 €
2032	2.243.555 €	6.521.127 €	8.764.682 €
2033	2.243.555 €	6.259.929 €	8.503.484 €
2034	2.243.555 €	5.998.730 €	8.242.285 €
2035	2.243.555 €	5.737.532 €	7.981.087 €
2036	2.243.555 €	5.830.955 €	8.074.510 €
2037	2.243.555 €	5.924.378 €	8.167.933 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2038	2.243.555 €	6.017.800 €	8.261.356 €
2039	2.243.555 €	6.111.223 €	8.354.779 €
2040	1.989.422 €	8.121.827 €	10.111.249 €
2041	1.989.422 €	8.182.588 €	10.172.010 €
2042	1.989.423 €	8.243.347 €	10.232.769 €
2043	1.989.423 €	8.304.107 €	10.293.529 €
2044	1.989.423 €	8.364.866 €	10.354.289 €
2045	1.194.346 €	13.912.750 €	15.107.096 €
2046	1.194.346 €	13.871.321 €	15.065.667 €
2047	1.194.346 €	13.829.896 €	15.024.241 €
2048	1.194.346 €	13.788.466 €	14.982.812 €
2049	1.194.346 €	13.747.039 €	14.941.384 €
2050	732.689 €	16.595.004 €	17.327.692 €

PORTACONTENEDORES REGIONAL

Año	%GNL	%bioGNL	%Fuelóleo
2026	95,00%	0,00%	5,00%
2027	95,00%	0,00%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bioGNL</i>	%Fuelóleo
2028	95,00%	0,00%	5,00%
2029	95,00%	0,00%	5,00%
2030	95,00%	0,00%	5,00%
2031	95,00%	0,00%	5,00%
2032	95,00%	0,00%	5,00%
2033	95,00%	0,00%	5,00%
2034	95,00%	0,00%	5,00%
2035	95,00%	0,00%	5,00%
2036	95,00%	0,00%	5,00%
2037	95,00%	0,00%	5,00%
2038	95,00%	0,00%	5,00%
2039	95,00%	0,00%	5,00%
2040	83,46%	11,54%	5,00%
2041	83,46%	11,54%	5,00%
2042	83,46%	11,54%	5,00%
2043	83,46%	11,54%	5,00%
2044	83,46%	11,54%	5,00%
2045	47,41%	47,59%	5,00%
2046	47,41%	47,59%	5,00%

Año	%GNL	% <i>bio</i> GNL	%Fuelóleo
2047	47,41%	47,59%	5,00%
2048	47,41%	47,59%	5,00%
2049	47,41%	47,59%	5,00%
2050	26,49%	68,51%	5,00%

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2026	1.258.907 €	3.630.824 €	4.889.731 €
2027	1.258.907 €	3.513.573 €	4.772.480 €
2028	1.258.907 €	3.396.322 €	4.655.229 €
2029	1.258.907 €	3.279.070 €	4.537.978 €
2030	1.258.907 €	3.161.819 €	4.420.726 €
2031	1.258.907 €	3.044.568 €	4.303.475 €
2032	1.258.907 €	2.927.316 €	4.186.224 €
2033	1.258.907 €	2.810.065 €	4.068.973 €
2034	1.258.907 €	2.692.814 €	3.951.721 €
2035	1.258.907 €	2.575.563 €	3.834.470 €
2036	1.258.907 €	2.617.500 €	3.876.407 €
2037	1.258.907 €	2.659.437 €	3.918.345 €

Año	Coste sanciones	Coste combustible	Coste total
2038	1.258.907 €	2.701.374 €	3.960.282 €
2039	1.258.907 €	2.743.312 €	4.002.219 €
2040	1.116.018 €	3.647.615 €	4.763.633 €
2041	1.116.018 €	3.674.860 €	4.790.879 €
2042	1.116.018 €	3.702.106 €	4.818.124 €
2043	1.116.018 €	3.729.351 €	4.845.369 €
2044	1.116.018 €	3.756.596 €	4.872.614 €
2045	669.885 €	6.246.986 €	6.916.871 €
2046	669.885 €	6.228.359 €	6.898.245 €
2047	669.886 €	6.209.732 €	6.879.618 €
2048	669.886 €	6.191.105 €	6.860.991 €
2049	669.886 €	6.172.479 €	6.842.364 €
2050	410.841 €	7.450.887 €	7.861.728 €