



MARCO DE ACCIÓN NACIONAL PARA LA IMPLANTACIÓN DE UNA INFRAESTRUCTURA PARA LOS COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS (MAN)

1.	Introducción -----	3
2.	Evolución del mercado -----	3
3.	Infraestructura de recarga destinada a los vehículos eléctricos ligeros-----	8
3.1.	Planificación en cumplimiento de los objetivos obligatorios de infraestructura-----	8
3.2.	Medidas para garantizar el cumplimiento de los objetivos -----	18
4.	Infraestructura de recarga destinada a los vehículos eléctricos pesados -----	26
4.1.	Planificación en cumplimiento de los objetivos obligatorios de infraestructura-----	26
4.2.	Medidas para garantizar el cumplimiento de los objetivos -----	30
5.	Infraestructura de repostaje de hidrógeno de los vehículos de carretera -----	32
5.1.	Planificación en cumplimiento de los objetivos obligatorios de infraestructura-----	32
5.2.	Medidas para garantizar el cumplimiento de los objetivos -----	36
6.	Infraestructura de metano licuado para vehículos de transporte por carretera -----	38
6.1.	Planificación en cumplimiento de los objetivos obligatorios de infraestructura-----	38
6.2.	Medidas para garantizar el cumplimiento de los objetivos -----	38
7.	Suministro de electricidad en puerto en los puertos marítimos -----	39
7.1.	Planificación en cumplimiento de los objetivos obligatorios de infraestructura-----	39
7.2.	Medidas para garantizar el cumplimiento de los objetivos -----	49
8.	Suministro de metano licuado en puertos marítimos-----	53
8.1.	Planificación en cumplimiento de los objetivos obligatorios de infraestructura-----	53
8.2.	Medidas para garantizar el cumplimiento de los objetivos -----	55
9.	Suministro de electricidad en puerto en puertos de navegación interior-----	57
9.1.	Planificación en cumplimiento de los objetivos obligatorios de infraestructura -----	57
9.2.	Medidas para garantizar el cumplimiento de los objetivos -----	57
10.	Suministro de electricidad a aeronaves estacionadas-----	57
10.1.	Planificación en cumplimiento de los objetivos obligatorios de infraestructura-----	57
10.2.	Medidas para garantizar el cumplimiento de los objetivos -----	60
11.	Infraestructuras ferroviarias-----	62
11.1.	Planificación en cumplimiento de los objetivos obligatorios de infraestructura-----	63
11.2.	Medidas para garantizar el cumplimiento de los objetivos -----	65
12.	Otras medidas para promover la infraestructura de combustibles alternativos -----	66
12.1.	Medidas para promover el despliegue de flotas cautivas-----	66
12.2.	Medidas para facilitar el despliegue de estaciones de recarga privadas. -----	66
12.3.	Medidas para promover infraestructura de combustibles alternativas en nodos urbanos	67
12.4.	Medidas para promover el despliegue de puntos de recarga de alta potencia. -----	67
12.5.	Medidas para garantizar que los puntos de recarga contribuyan a la flexibilidad del sistema energético y a la penetración de la electricidad renovable. -----	67

12.6.	Medidas para garantizar que los puntos de recarga y repostaje de acceso público sean accesibles a las personas mayores y personas con discapacidad. -----	67
12.7.	Medidas para el suministro de metano licuado en puertos marítimos-----	68
12.8.	Medidas para el suministro de electricidad en puerto en los puertos marítimos. -----	68
12.9.	Medidas en materia de contratación pública en el desarrollo portuario -----	72
13.	Resumen de las políticas y los objetivos nacionales no cubiertos por los objetivos de despliegue obligatorio según AFIR-----	74
13.1.	Despliegue de la infraestructura de combustibles alternativos en los puertos marítimos, distintas de las de suministro de metano licuado y electricidad en puerto, destinadas a ser utilizadas por buques de navegación marítima como el hidrógeno, el amoníaco, el metanol y la electricidad.-----	74
13.2.	Medidas-----	95
13.3.	Resumen de la situación actual, las perspectivas y las medidas planificadas con respecto al despliegue de la infraestructura de combustibles alternativos en los aeropuertos. 98	
14.	Elementos opcionales-----	99
15.	Conclusiones-----	100
15.1.	Infraestructura de recarga destinada a los vehículos eléctricos ligeros-----	100
15.2.	Infraestructura de recarga destinada a los vehículos eléctricos pesados -----	101
15.3.	Infraestructuras de repostaje de hidrógeno a los vehículos de carretera -----	102
15.4.	Suministro de metano licuado para vehículos de transporte por carretera.-----	103
15.5.	Suministro de metano licuado en puertos marítimos. -----	103
15.6.	Suministro de electricidad en puerto en puertos marítimos -----	103
15.7.	Suministro de electricidad en puerto en puertos de navegación interior. -----	105
15.8.	Suministro de electricidad a aeronaves estacionadas -----	105
15.9.	Suministro de electricidad a ferrocarriles-----	106
ANEXO I:	GLOSARIO -----	108
ANEXO II:	Tablas plantilla Excel - cumplimiento artículo 14 del Reglamento (UE) 2023/1804-----	111
Tabla 1:	Vehículos propulsados por combustibles alternativos (AFV) -----	112
Tabla 2:	Objetivos de infraestructura de combustibles alternativos (AFI)-----	114
Tabla 3:	Objetivos a lo largo de la RTE-T -----	116
Tabla 4:	Puertos marítimos-----	117
Tabla 5:	Puertos de navegación interior -----	120
Tabla 6:	Aeropuertos -----	121
Tabla 7:	Ferrocarril-----	124
ANEXO III:	Relación de estaciones de metano licuado -----	125
ANEXO IV:	Relación de hidrogeneras a 28/04/2026 identificadas por el sector -----	130

1. Introducción

Con el fin de promover la implantación en la Unión Europea (UE) de una infraestructura suficiente para los combustibles alternativos destinada a vehículos de carretera, trenes, buques y aeronaves estacionadas, se aprobó el Reglamento 2023/1804 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de septiembre de 2023, relativo a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos (AFIR, por sus siglas en inglés) y por el que se deroga la Directiva 2014/94/UE.

El Reglamento establece, en sus artículos 14 y 15, normas para la elaboración por cada Estado miembro de un proyecto de Marco de Acción Nacional (MAN), así como un mecanismo de seguimiento de los avances basado en la elaboración de informes periódicos.

El presente MAN, cumple con los contenidos mínimos que establece el artículo 14 del Reglamento y sigue las orientaciones proporcionadas por la Comisión en cuanto a contenido, estructura y formato del MAN.

El MAN proporciona un resumen de la situación actual y de la planificación prevista para alcanzar los objetivos y metas en materia de combustibles alternativos en sectores difíciles de descarbonizar, como el transporte por carretera, la aviación, el transporte marítimo y la navegación interior, así como en los tramos ferroviarios no electrificables. Identifica los obstáculos para alcanzar los objetivos y enumera las medidas adoptadas y previstas para superarlos, incluyendo una amplia gama de incentivos y medidas de carácter normativo y no normativo, a fin de garantizar que el tiempo entre la implantación y el uso de la infraestructura sea razonable y facilitar su despliegue rápido.

Se ha seguido la recomendación del Reglamento de tener en cuenta las necesidades de los distintos modos de transporte existentes en el territorio. A tal efecto, el MAN se ha desarrollado en colaboración con los agentes del sector privado mediante audiencia pública, que desempeñan un papel clave en el despliegue de la infraestructura de combustibles alternativos, y se ha puesto a disposición del público, garantizando una participación real en su elaboración. Asimismo, se respetan los principios generales de neutralidad tecnológica y primacía de la eficiencia energética.

En consecuencia, el MAN se ha elaborado con el fin de atender las necesidades actuales y futuras en materia de despliegue de infraestructura de combustibles alternativos para el sector del transporte.

2. Evolución del mercado

España está inmersa en un proceso de transformación profunda de su sistema de movilidad, orientado a modelos más sostenibles que permitan reducir emisiones, mejorar la eficiencia energética y reforzar la competitividad industrial. Este cambio de paradigma abre oportunidades significativas para el crecimiento económico y tecnológico tanto a escala nacional como europea, especialmente en un contexto en el que la transición energética se ha convertido en un eje estratégico de política pública.

La electrificación del transporte constituye uno de los pilares fundamentales de esta transformación. El sector transporte representa actualmente el 42% del consumo final de energía y el 32,5% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), lo que convierte su descarbonización en un desafío prioritario.

Cada litro de carburante fósil – sin mezcla con biocarburantes - consumido emite aproximadamente 2,35 kg de dióxido de carbono (CO₂) para la gasolina, y 2,64 kg CO₂ para el gasóleo, mientras que los vehículos privados de pasajeros concentran alrededor del 61% de las emisiones de CO₂ equivalentes del sector. En este contexto, las regulaciones comunitarias de emisiones de CO₂ de los vehículos ligeros y pesados nuevos serán determinantes para orientar la evolución del mercado y garantizar el cumplimiento de los objetivos climáticos fijados para 2030 y 2040, así como y la neutralidad climática en 2050.

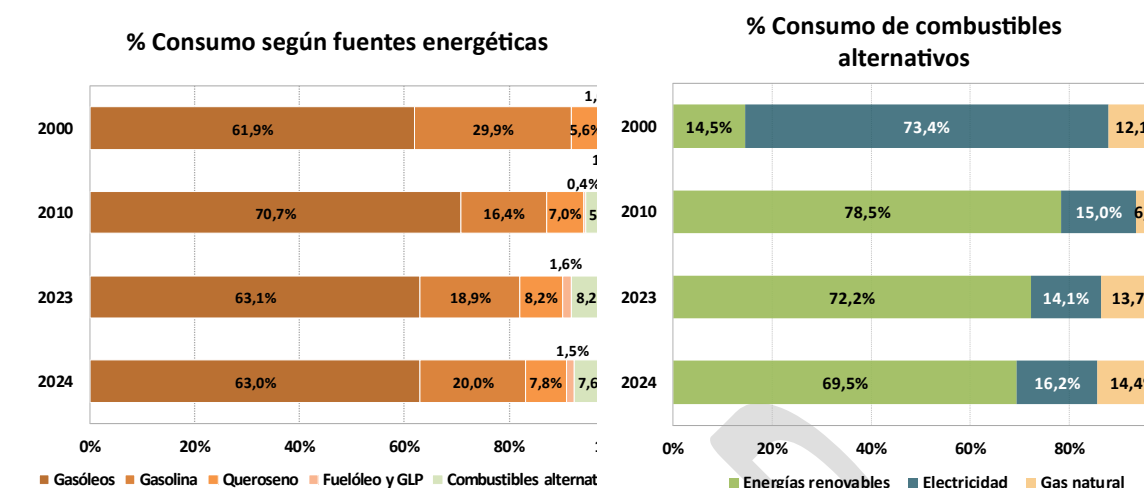
El transporte terrestre es un sector prioritario en todas las estrategias de descarbonización. Por ello, ocupa un lugar central tanto en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) como en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR). El objetivo común es reducir en un 23% la intensidad de emisiones de GEI del transporte en 2030 respecto a 1990, apoyándose en tres pilares: el cambio modal, la movilidad eléctrica y el uso de biocarburantes avanzados.

Los indicadores muestran una evolución positiva. En 2025, las ventas de vehículos electrificados han alcanzado niveles récord, con una cuota media del 19% del total de matriculaciones en el año 2025 (frente al 12% en 2024), y picos mensuales superiores a los 20.000 vehículos electrificados, llegando a casi 30.000 en junio. Este crecimiento se acompaña de un ecosistema industrial sólido: España cuenta con 18 fábricas que producen alrededor de 25 modelos de turismos electrificados, lo que refuerza su posición como hub europeo de movilidad sostenible.

En 2023, la demanda energética del transporte se ha mantenido prácticamente estable, con una leve reducción del 0,8% respecto al año 2022, en contraste con los incrementos registrados en los dos años anteriores, especialmente en 2021, en un contexto de reactivación progresiva de la movilidad de personas y mercancías tras la recuperación post-COVID-19. La desaceleración observada desde 2022 en el ritmo de crecimiento del consumo parece asociarse al efecto de la inflación y al encarecimiento de los carburantes sobre los costes del transporte, especialmente en el caso del transporte de mercancías.

No obstante, a partir de 2023 estos factores muestran una menor presión en un entorno de precios energéticos más contenidos. En este escenario, en 2024 el consumo energético del transporte ha experimentado un repunte del 2,1%. En 2023, el comportamiento del consumo energético responde a la caída de la demanda los productos petrolíferos (-2,8%), que representan más del 90% del consumo del transporte. Esta reducción se explica principalmente por el descenso del consumo del gasóleo (-5,5%), que concentra más de dos tercios del consumo de dichos productos. En cambio, el resto de los productos petrolíferos ha mantenido una evolución positiva, con incrementos superiores al 4%, con excepción del fuelóleo (-15,2%). En cuanto a las restantes fuentes energéticas, la demanda también ha crecido, entre un 3,3% en el caso del gas natural y un 8,4% en el de la electricidad.

Los combustibles alternativos, cada vez más presentes en el transporte, constituyen tan solo el 8,0% de la demanda energética total, ver Figura 1, más del 80% de su consumo se concentra en el transporte por carretera, principalmente en forma de biocarburantes, entre los que destaca el biodiesel, que supone el 91,2% del consumo de estos productos.



Fuente: MITERD/IDAE.

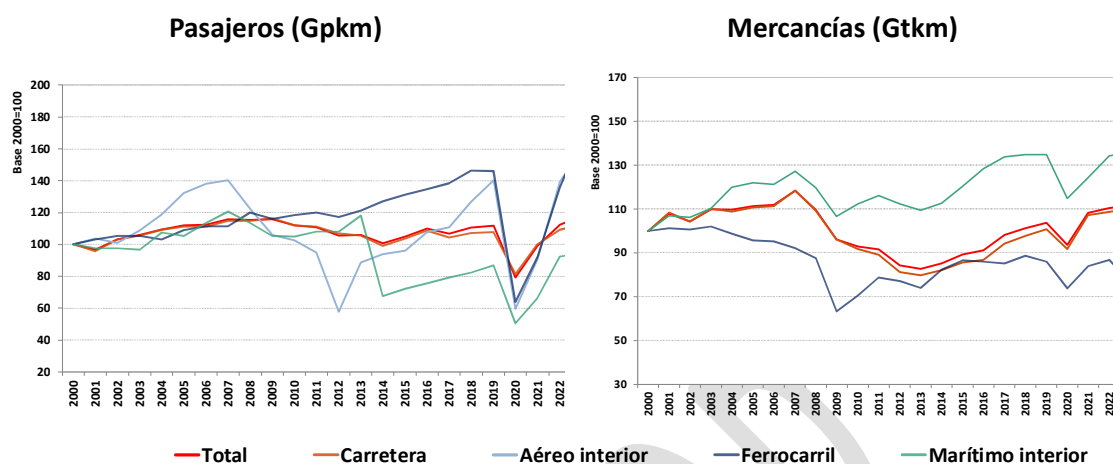
Nota: Se excluye el consumo del transporte aéreo internacional.

Figura 2. Consumo energético del sector transporte según fuentes energéticas en España, 2000-2024

Otros combustibles alternativos, como el gas natural y la electricidad, han ido ganando peso gracias a la creciente adquisición de vehículos propulsados por estas fuentes de energía, incentivadas por la implementación de programas de ayudas a la eficiencia energética y descarbonización del transporte, impulsados más recientemente por el PRTR. No obstante, su participación conjunta sigue siendo reducida, inferior al 2,0% del consumo total del transporte, según datos de 2024. En los próximos años, se prevé una progresiva transformación en la estructura del suministro energético del transporte, en coherencia con los objetivos de descarbonización y neutralidad climática establecidos en el PNIEC.

Estas variaciones del consumo energético según los modos de transporte se relacionan con la evolución de la movilidad, que ha seguido un comportamiento diferenciado según el segmento de la actividad. En 2023, en general, se ha registrado un aumento de movilidad en todos los modos, Figura 3, más acusado en el transporte de pasajeros, dentro del cual destaca el importante crecimiento del modo ferroviario, como resultado del efecto derivado de los descuentos en el transporte público implementados a partir de septiembre de 2022. El aumento de la movilidad en 2023 responde a la recuperación de la actividad económica general, que ha continuado en dicho año, como refleja el crecimiento del Producto Interior Bruto (PIB) del 2,5%, si bien de forma más moderada que en los dos años precedentes, posteriores a la pandemia, en los que se registraron incrementos superiores al 6%.

La estrecha interdependencia del tráfico de mercancías con la evolución de la economía, en un escenario todavía marcado por los elevados precios de los carburantes, junto con una ligera ralentización de los principales mercados de exportación nacional, pueden explicar el menor avance de la movilidad de las mercancías en 2023, con un retroceso en el modo ferroviario, en contraste con el crecimiento de este modo en el transporte de pasajeros. En este escenario, la demanda energética ligada al transporte de mercancías ha disminuido, a lo que posiblemente han contribuido mejoras en la gestión y optimización de las operaciones de transporte y logística, compensando el mayor consumo asociado al transporte de pasajeros, y contribuyendo con ello a la reducción observada en el consumo total del transporte en 2023.



Fuente: MITERD/MITMA/IDAE/DGT.

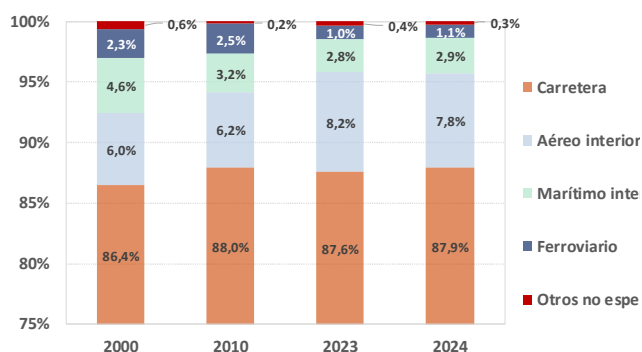
Nota: Datos 2022 provisionales. El transporte aéreo de mercancías apenas representa el 0,02% del tráfico interior de mercancías, por lo que no se ha incluido en el gráfico.

Figura 3: Tráfico de pasajeros y mercancías en España, 2000-2024

En 2024, todos los modos de transporte, excepto el aéreo, han contribuido al aumento del consumo energético de este sector, con incrementos que oscilan entre el 2,5% del transporte por carretera y el 5,6% del transporte marítimo. En el caso del transporte aéreo, la disminución del 2,8% registrada en su consumo podría estar relacionada con mejoras introducidas en este sector orientadas a su eficiencia y descarbonización, impulsadas en el marco de iniciativas como la Alianza por la Sostenibilidad del Transporte Aéreo en España, creada en 2023 para promover el desarrollo de un transporte aéreo sostenible. El transporte por carretera ha contribuido en mayor medida al crecimiento del consumo del transporte, dado su elevado peso en la demanda energética total. En 2024, en un contexto de mayor dinamismo económico, con un crecimiento del PIB del 3,5%, prácticamente todos los modos han registrado un aumento de movilidad, salvo el transporte ferroviario de mercancías, que una vez más ha experimentado una caída de su actividad en este segmento, donde su cuota de participación es muy reducida.

La carretera sigue siendo el modo de transporte dominante, donde se desarrolla la mayor parte del tráfico de mercancías y de pasajeros, alcanzando el 88,2% del consumo del transporte en 2024, Figura 4. A mayor distancia, le sigue el transporte aéreo nacional con el 8,5% del consumo total. Por su parte, el transporte marítimo interior y el ferroviario mantienen cuotas inferiores al 3%.

Consumo según modos de transporte, 2000-2024



Fuente: MITERD/MTMS/IDAE/DGT/INE.

Consumo del transporte por carretera

Según vehículos, 2023

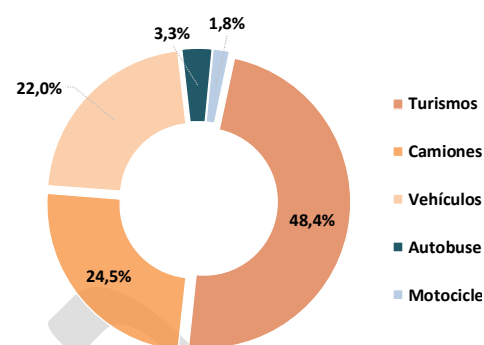


Figura 4: Consumo energético según modos y medios de transporte en España

El protagonismo del transporte por carretera se explica por el uso muy extendido de camiones y vehículos ligeros, responsables de más del 80% del transporte de mercancías expresado en toneladas-kilometro, así como por el papel de los vehículos privados, con un porcentaje similar en el transporte pasajeros. Esta configuración, caracterizada por la hegemonía de medios individuales y menos eficientes frente a opciones colectivas o ferroviarias, determina en gran medida el carácter intensivo del transporte nacional y su elevada dependencia de los productos petrolíferos.

La estructura modal del transporte, dominada por la carretera, junto con la antigüedad del parque automovilístico y el limitado desarrollo de la intermodalidad, entre otros factores, explican la mayor intensidad del transporte en España respecto a la media europea, Figura 5. No obstante, esta brecha se ha ido reduciendo en las dos últimas décadas, en paralelo a una progresiva mejora del indicador nacional, favorecida por diversos factores como la implementación de políticas y medidas dirigidas a la sostenibilidad y eficiencia energética de este sector, así como los avances tecnológicos en automoción, a los que se suman otros efectos derivados de distintas coyunturas económicas. Sin embargo, la renovación del parque automovilístico se ha ralentizado en los últimos años, lo que podría estar relacionado con problemas asociados a la cadena de suministros, especialmente durante el periodo 2021-2022, así como el efecto de la inflación en la decisión de adquisición de vehículos nuevos, más eficientes.

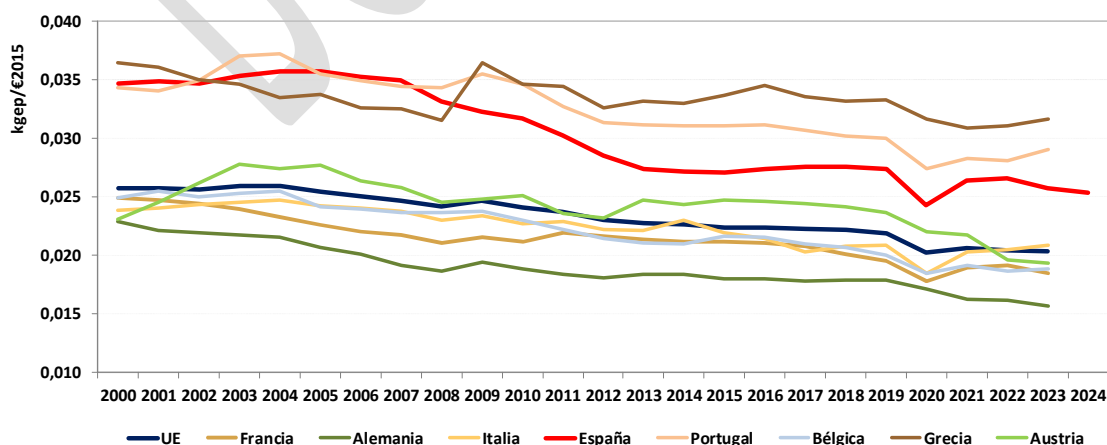


Figura 5. Intensidad energética del sector transporte en España y la UE, 2000-2024. Fuente: IDAE/ODYSSEE.

Tras el comportamiento errático registrado en el periodo 2020-2022, marcado por abruptas caídas y repuntes asociados a las alteraciones inducidas por las crisis sanitaria y energética vinculada a la invasión rusa de Ucrania, la intensidad tiende a recuperar su trayectoria descendente. En 2023, este indicador ha disminuido un 3,3%, seguido de una mejora más moderada del 1,3% en 2024. Cabe destacar el efecto positivo de los programas de ayudas, aprobados en el marco del PRTR, sobre la mejora de la eficiencia de este sector, que ha permitido avanzar en el cambio modal y en la electrificación, contribuyendo así a la descarbonización del transporte, en conformidad con los objetivos establecidos por el PNIEC. En los próximos años cabe esperar un mayor progreso gracias a la implementación de medidas y reformas previstas por el PNIEC, entre las que destaca la aprobación de la Ley de la movilidad sostenible (Ley 9/2025).

3. Infraestructura de recarga destinada a los vehículos eléctricos ligeros

El objetivo nacional es desplegar una red de estaciones de recarga de acceso público destinadas a vehículos eléctricos ligeros de forma que guarde proporción con la adopción de vehículos eléctricos ligeros y que esas estaciones suministren una potencia disponible suficiente para dichos vehículos.

3.1. Planificación en cumplimiento de los objetivos obligatorios de infraestructura

3.1.1. Cumplimiento del Ratio nacional de potencia disponible por vehículo (art. 3.1)

A 31 de marzo de 2026, el parque nacional de vehículos electrificados ligeros presenta la siguiente composición, Tabla 1:

Tipo de vehículo	Nº de vehículos a 31/03/2026
Vehículos ligeros de pasajeros (M1)	780.942
• Vehículos eléctricos de batería (BEV)	358.181
• Vehículos híbridos enchufables (PHEV)	422.761
Vehículos ligeros de mercancías (N1)	37.433
• Vehículos eléctricos de batería (BEV)	32.879
• Vehículos híbridos enchufables (PHEV)	4.554

Tabla 1: Parque nacional de vehículos electrificados ligeros (dato oficial Dirección General de Tráfico (DGT))

Es decir, a 31 de marzo de 2026, había 391.060 vehículos ligeros eléctricos de batería (BEV) M1 y N1 y 427.315 vehículos ligeros híbridos enchufables (PHEV) M1 y N1.

Por otro lado, la infraestructura de acceso público de recarga, a 31/03/2026, según datos oficiales de [Mapa REVE](#) (Red de Puntos de Recarga de Vehículos Eléctricos) asciende a:

- Número total de puntos de recarga de acceso público: 42.318
- Potencia nominal total instalada: 2.269.170 kW

Conforme al artículo 3.1 de AFIR, la potencia mínima exigida resulta de aplicar:

- 1,3 kW por cada BEV matriculado
- 0,80 kW por cada PHEV matriculado

Del cálculo efectuado resulta:

- A 31/03/2026, había registrados 391.060 BEV (M1, N1), por lo que se debería disponer de una potencia mínima de 508.378 kW de potencia instalada en puntos de recarga.
- A 31/03/2026, había registrados 427.315 PHEV (M1, N1), por lo que se debería disponer de una potencia mínima de 341.852 kW de potencia instalada en puntos de recarga.

A 31/03/2026 España cumple con el objetivo de potencia mínima instalada según art. 3.1 del Reglamento, (se cumplen los dos objetivos de potencia disponible) siendo el valor de potencia instalada 2,66 superior al requerido por el Reglamento.

Es importante hacer notar que en **España el despliegue de recarga**, hasta la fecha, **ha ido por delante de la penetración de vehículos electrificados** en el parque. En el momento actual, la **ratio de vehículos eléctricos puros de batería (M1, N1) por punto de recarga es de 9 vehículos/punto**.

3.1.2. Cumplimiento de la Cobertura en red básica RTE-T 31/12/2025 (art. 3.4.a)

- **Red básica**

De acuerdo con el art 3.4.a), para los vehículos ligeros, a 31 de diciembre de 2025, a lo largo de la red básica de carreteras de la RTE-T, se tienen que implantar en cada sentido de circulación, con una distancia máxima de 60 km entre sí, grupos de recarga de vehículos eléctricos que ofrezcan una potencia de al menos 400 kW e incluyan al menos un punto de recarga con una potencia individual de al menos 150 kW.

A 31/03/2026, según datos del Mapa REVE, existen 13.903 grupos de recarga que contienen la totalidad de los 42.318 puntos de recarga instalados en España a esa fecha. De estos, 4.677 grupos de recarga (33,6%) tienen influencia sobre la red básica de la RTE-T. Esto significa que aproximadamente dos tercios de las ubicaciones de recarga de vehículo eléctrico se sitúan fuera de las principales rutas y urbes españolas, existiendo también un cierto despliegue en zonas menos pobladas. De los 4.677 grupos de recarga citados anteriormente, 324 grupos tienen una potencia mínima de al menos 400 kW e incluyen al menos un punto de recarga con potencia individual de al menos 150kW.

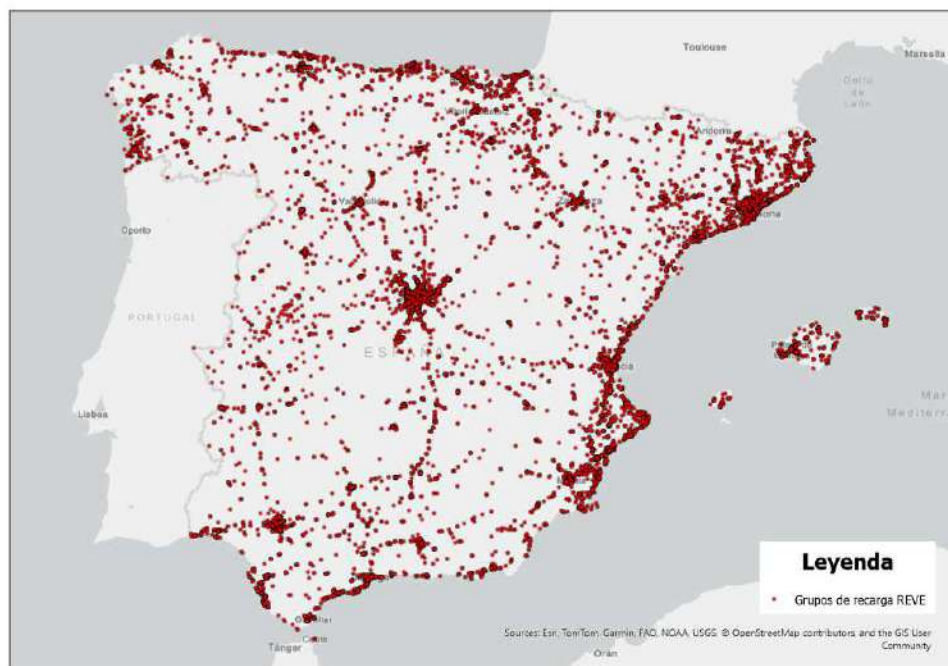


Figura 6. Grupos de recarga Mapa RTE-T

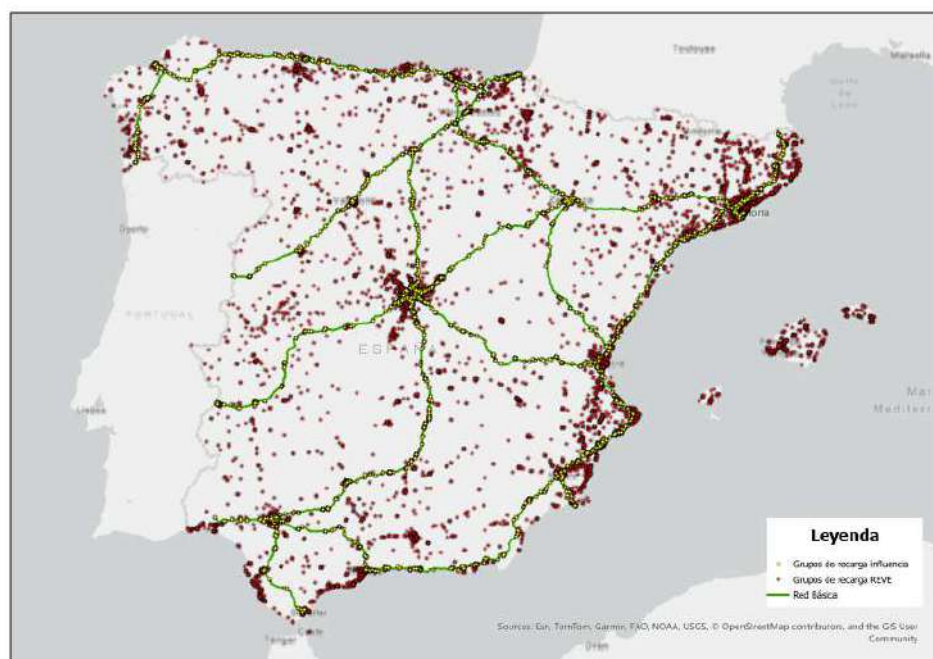


Figura 7. Posicionamiento de los grupos de recarga totales e influencia de la red básica de la RTE-T (Los puntos marcados en color amarillo son los grupos de recarga que influyen sobre la red básica sin ninguna restricción de potencia)

Considerando únicamente los requisitos de capilaridad, **no existe ningún tramo superior a 60km a lo largo de toda la red básica de la RTE-T que no disponga de un grupo de recarga**, si bien, no se han filtrado las estaciones de recarga por ninguna condición de potencia, ni agregada, ni máxima disponible. Es importante mencionar que la penetración

de vehículos eléctricos capaces de cargar a tensiones de 800 V se empezó a implantar alrededor del año 2021 en ciertas marcas de modelos premium, y, si bien ya se han empezado a generalizar, existen en el parque de vehículos eléctricos actual, muchos modelos de marcas generalistas que cargan a 400V como voltaje estándar, alcanzando potencias de carga entorno a los 100 kW.

Por ello, se ha analizado también la cobertura de infraestructura de recarga con al menos un punto de 100kW.

Analizando la red básica de la RTE-T, del total de grupos de recarga en España (13.903), 2.377 cumplen la restricción de disponer de al menos 1 punto de 100 kW, y de éstos, 1.118 grupos de recarga tienen además influencia en dicha red básica.

Cobertura de infraestructura de recarga con al menos un punto de 100kW		
Cobertura de tramos a menos de 60km	Longitud total (km) Red básica	
NO	422,70	11,9%
SI	3.139,94	88,1%
Total	3.562,64	100,0%

Tabla 2. Análisis al menos 1 punto de 100 kW cada 60 km, red básica

Podemos afirmar que el **88% de los kilómetros de la red básica, constituyen tramos en los que hay al menos 1 punto de recarga de 100 kW a una distancia inferior a 60 km.**



Figura 8. Clasificación de tramos de la red básica de la RTE-T, cada 60 km, con al menos 1 punto de 100 kW, sin tener en cuenta el sentido de circulación

Por ello, si bien es necesario continuar desarrollando la infraestructura de recarga de vehículo eléctrico principalmente para incrementar la potencia de recarga de la infraestructura actual, el despliegue existente se puede considerar suficiente para el parque circulante y permite un uso generalizado del vehículo eléctrico por toda España.

De cara a estudiar la cobertura actual de infraestructura de mayor potencia (al menos un punto de 150kW, para estaciones de al menos 400kW), se hace un análisis para ambos sentidos de circulación, con los datos a cierre de 2025, siendo el resultado del análisis el siguiente:

ESCENARIO - ANALISIS RED BASICA SEGÚN LADO		
Casos	Longitud total (km) Red básica	
Tramos donde existen puntos de recarga en ambos lados de la carretera	1.133,28	21,8%
Tramos donde existen puntos de recarga en el lado derecho de la carretera	873,61	16,8%
Tramos donde existen puntos de recarga en el lado izquierdo de la carretera	802,52	15,4%
Tramos donde existe un punto de recarga que da servicio en un único sentido de circulación (algunos tramos en el derecho y en otros en el izquierdo)	138,32	2,7%
Tramos en que no existen puntos de recarga que den servicio con los requisitos de potencia requeridos	2.260,19	43,4%

Tabla 3: Condiciones AFIR red básica 2025

Por tanto, a **31/12/2025 en el 22% de los kilómetros de la red básica de carreteras existen estaciones de recarga a ambos lados de la carretera y en un 56,6% se cumple, en al menos uno de los sentidos de circulación** (distancias máximas de 60km y disponer de al menos 400 kW de potencia por estación, con al menos 1 punto de recarga de 150 kW).

A continuación, se analizan las siguientes consideraciones contempladas en el Reglamento:

- Accesibilidad por existencia de cambio de sentido en la red básica de carreteras de la RTE-T

En el caso de la existencia de cambios de sentido cercanos en la carretera, en estos tramos, de acuerdo con el Reglamento, se considera que el grupo de recarga en el tramo está disponible para ambos sentidos.

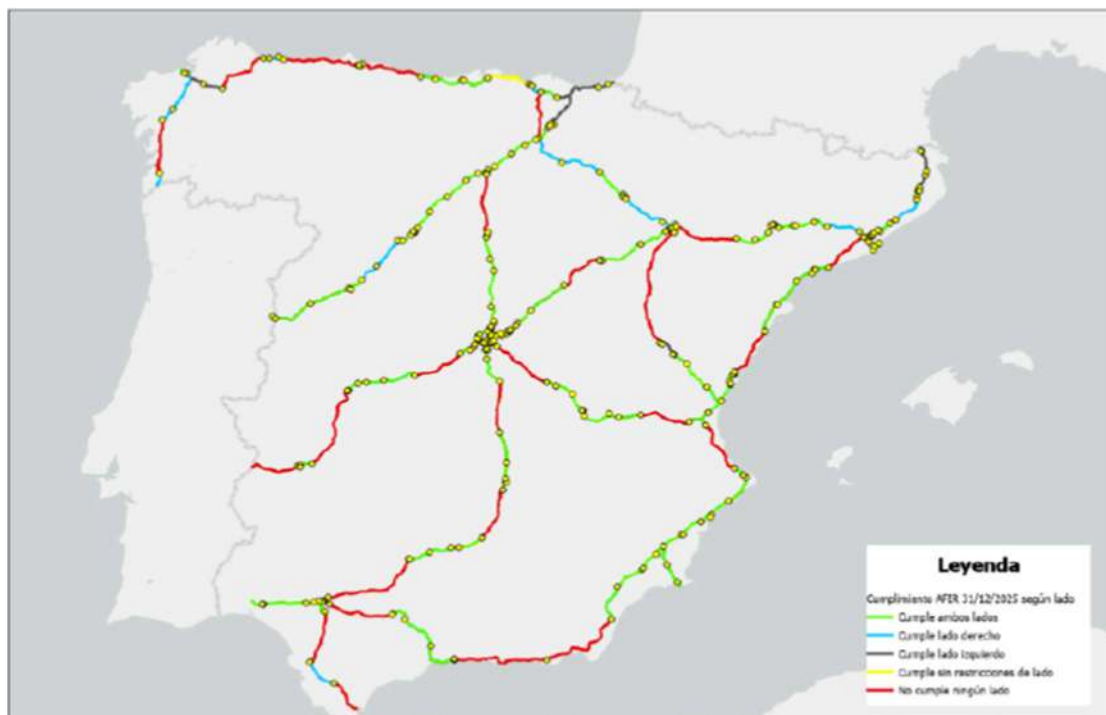


Figura 9. Cobertura según los parámetros de AFIR (grupos de al menos 400kW con al menos un punto de 150kW) según el escenario a 2025 en función del lado de la carretera en el que se sitúa el grupo de recarga y aplicando los posibles cambios de sentido.

ESCENARIO - ANALISIS SEGÚN LADO					
Casos	Longitud total (km) Red básica		Longitud tramos con cambios de sentido	Longitud total (km) aplicando cambios de sentido	
Tramos donde existen puntos de recarga que dan servicio a ambos lados de la carretera	1.133,28	21,8%		2.160,98	41,5%
Tramos donde existen puntos de recarga que dan servicio al lado derecho de la carretera	873,61	16,8%	392,72	480,88	9,2%
Tramos donde existen puntos de recarga que dan servicio al lado izquierdo	802,52	15,4%	564,67	237,85	4,6%
Tramos donde existe un punto de recarga que da servicio en un único sentido de circulación (algunos tramos en el derecho y en otros en el izquierdo)	138,32	2,7%	70,32	68,00	1,3%
Tramos en que no existen puntos de recarga que den servicio con los requisitos de potencia requeridos	2.260,19	43,4%		2.260,19	43,4%

Tabla 4: escenario -Análisis según lado, con cambios de sentido

Se puede considerar, teniendo en cuenta las excepciones de cobertura que permite AFIR, que el **41,5% de la red básica cumple el Reglamento AFIR para ambos sentidos de circulación, llegando hasta el 56,6% para al menos un sentido de circulación.**

Se puede concluir por tanto que existen suficientes grupos de recarga para cumplir con las condiciones de capilaridad que recoge AFIR, y que la prioridad debe ponerse en aumentar la potencia disponible para los usuarios.

3.1.3. Planificación en cumplimiento de objetivos obligatorios de infraestructura a 2027.

Se presenta el cumplimiento esperado de objetivos de despliegue a 2027 tanto en la red básica como en la red global, con la previsión de incrementar las estaciones de recarga existentes en 2025, con las derivadas de las siguientes actuaciones que ya están en curso:

- **Expedientes del programa de ayudas MOVES Corredores**

Este programa se aprobó por Orden TED/1477/2025, de 17 de diciembre, dotado con 200 M€ y ha incentivado estaciones de recarga en tramos elegibles de la red RTE-T en los que, a 31/12/2025, era necesario instalar nuevas estaciones de recarga o incrementar la potencia de las existentes para cumplir con las obligaciones establecidas en el Reglamento AFIR a 31/12/2030. De los expedientes presentados, 88 son repotenciaciones de estaciones existentes, lo que visualiza el interés por incrementar los requisitos de potencia. Derivado de este programa, con datos provisionales a la fecha de emisión de este documento, se instalarán un total de 2.883 puntos de recarga en 338 estaciones.

- **Estaciones de servicio en el ámbito de las obligaciones de instalación de puntos de recarga establecidas en el artículo 15 de la Ley 7/2021, de 20 de mayo de Cambio Climático y Transición ecológica.**

La Ley 9/2025, de 3 de diciembre, de Movilidad Sostenible estableció que, en un plazo de veintiún meses a partir de su entrada en vigor, las estaciones de servicio identificadas con ventas superiores a los 10 millones de litros de gasolinas y gasóleos deberán cumplir con los objetivos de al menos un grupo de recarga que ofrezca una potencia disponible de al menos 400 kW que incluya al menos un punto de recarga con una potencia disponible individual de al menos 150 kW de recarga eléctrica en corriente continua.

El cumplimiento de esta obligación supone añadir a la red nacional de infraestructura de recarga 106 estaciones de servicio que a 31/12/2025 no contaban con esa infraestructura mínima.

Teniendo en cuenta estas dos nuevas fuentes de grupos de recarga, que se sumarán a lo ya instalado a 31/12/2025 (fuente Mapa REVE), el total de grupos de recarga previsibles a 2027 asciende a 14.356 grupos, de los que 897 y 1.708 cumplen las restricciones de potencias establecidas para ese año en el artículo 4 de AFIR en la red básica y global, para vehículos ligeros, y de éstos, 578 grupos de recarga tienen influencia en la red básica de la RTE-T y 1.413 grupos de recarga tienen influencia en la red global de la RTE-T, entendiéndose como “influencia” que dichos grupos están implantados a lo largo de la red de carreteras de la RTE-T o a una distancia de 3 km de dicha red.

Análisis de la red básica

- **Escenario probable a 2027 con las restricciones de potencia agregada y máxima disponible**

Partiendo de los grupos de recarga que se han identificado que influyen en la red básica y además cumplen los requisitos del Reglamento en la red básica a 2027 (grupos de recarga de vehículos eléctricos que ofrezcan una potencia de al menos 600 kW e incluyan al menos dos puntos de recarga con una potencia individual de al menos 150 kW), midiendo las distancias existentes a lo largo de la vía entre ellos y teniendo en cuenta el análisis previsto en el reglamento AFIR en relación con los sentidos de la marcha, es posible caracterizar cada tramo de la carretera con el siguiente resultado:

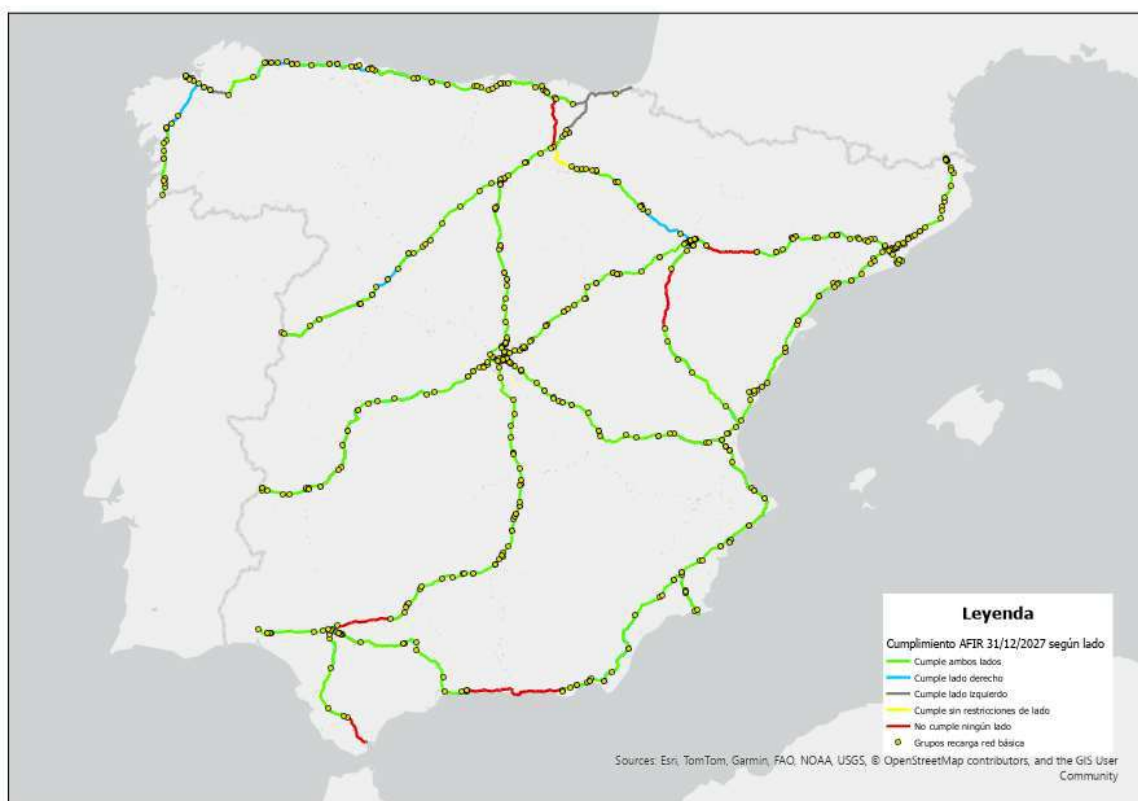


Figura 10. Cobertura según requerimientos de AFIR (grupos de al menos 600kW con al menos un punto de 150kW) según el escenario probable a 2027 en función del lado de la carretera en el que se sitúa el grupo de recarga y aplicando los posibles cambios de sentido

ESCENARIO PROBABLE A 2027 - ANÁLISIS SEGÚN LADO					
Casos	Longitud total (km) Red básica		Longitud tramos con cambios de sentido	Longitud total (km) aplicando cambios de sentido	
Tramos donde existen puntos de recarga que dan servicio a ambos lados de la carretera	2.149,38	49,8%		3.450,81	79,9%
Tramos donde existen puntos de recarga que dan servicio al lado derecho de la carretera	575,05	13,3%	395,74	179,31	4,2%
Tramos donde existen puntos de recarga que dan servicio al lado izquierdo	842,98	19,5%	673,90	169,09	3,9%
Tramos donde existe un punto de recarga que da servicio en un único sentido de circulación (algunos tramos en el derecho y en otros en el izquierdo)	271,04	6,3%	231,79	39,25	0,9%
Tramos en que no existen puntos de recarga que den servicio con los requisitos de potencia requeridos	478,24	11,1%		478,24	11,1%

Tabla 5: Escenario -Análisis red básica 2027 según lado con excepciones

Tal y como se observa en los datos anteriores, **en un 80% de la red la infraestructura está disponible para vehículos en ambos sentidos de circulación, llegando hasta el 88% de la red para al menos un sentido de circulación.**

Análisis de la red global

- **Escenario probable a 2027 con las restricciones de potencia agregada y máxima disponible**

Para los vehículos ligeros de cara al 31 de diciembre de 2027, a lo largo de la red global de carreteras de la RTE-T, se tienen que implantar en al menos el 50% de la red, para cada sentido de circulación, con una distancia máxima de 60 km entre sí, grupos de recarga de vehículos eléctricos que ofrezcan una potencia de al menos 300 kW e incluyan al menos un punto de recarga con una potencia individual de al menos 150 kW.

Partiendo de los grupos de recarga que se han identificado que influyen en la red global y además cumplen los requisitos del Reglamento, y midiendo las distancias existentes a lo largo de la vía entre ellos, así como la accesibilidad a ambos lados de la carretera por la existencia de un cambio de sentido, es posible caracterizar cada tramo de la carretera con el siguiente resultado:



Figura 11. Cobertura según requerimiento de AFIR según el escenario probable a 2027 para la red global (grupos de al menos 300kW con al menos un punto de 150kW) en función del lado de la carretera en el que se sitúa el grupo de recarga y aplicando los posibles cambios de sentido

ESCENARIO PROBABLE A 2027 - ANÁLISIS SEGÚN LADO					
Casos	Longitud (km) (solo tramos completados)		Longitud tramos con cambios de sentido	Longitud total (km) aplicando cambios de sentido	
Tramos donde existen puntos de recarga que dan servicio a ambos lados de la carretera	3.980,66	46,2%		6.222,57	72,2%
Tramos donde existen puntos de recarga que dan servicio al lado derecho de la carretera	1.514,91	17,6%	1.006,09	508,82	5,9%
Tramos donde existen puntos de recarga que dan servicio al lado izquierdo	1.448,75	16,8%	1.008,47	440,28	5,1%
Tramos donde existe un punto de recarga que da servicio en un único sentido de circulación (algunos tramos en el derecho y en otros en el izquierdo)	494,28	5,7%	227,35	266,93	3,1%
Tramos en que no existen puntos de recarga que den servicio con los requisitos de potencia requeridos	1.175,81	13,6%		1.175,81	13,6%

Tabla 6. Escenario _ Análisis red global 2027 según lado con excepciones AFIR

Tal y como se observa en los datos anteriores, en un 72% de la red global, la infraestructura está disponible para vehículos en ambos sentidos de circulación, lo que supera el objetivo de AFIR a 2027 que se establece en al menos, el 50% de la red.

3.2. Medidas para garantizar el cumplimiento de los objetivos

Se detallan las medidas más relevantes que han promovido el despliegue de infraestructura de recarga en España.

3.2.1. Medidas de política energética

- **EL PNIEC** ha fijado un objetivo de 5.500.000 vehículos electrificados en el año 2030, incluyendo todas las categorías de vehículos.
- **La Ley 7 /2021, de 20 de mayo de Cambio Climático y Transición Energética**, entre otros, establece un marco dirigido a impulsar la descarbonización del transporte, mediante su electrificación.
- **La ley 9/2025, de 3 de diciembre de Movilidad Sostenible, incorpora un “Artículo 15 bis. Planificación, despliegue e instalación de infraestructura de recarga del vehículo eléctrico”** a la Ley 7/2021, de 20 de mayo, por el que el Gobierno elaborará un Plan estatal para el despliegue de la infraestructura pública de recarga del vehículo eléctrico con el fin de impulsar y acelerar la descarbonización del sector del transporte a través de la electrificación del transporte por carretera, en el que se enmarca este documento.
- **Establecimiento de Zonas de Bajas Emisiones (ZBEs)** El artículo 14 de la Ley 7/2021, de 20 de mayo, estableció que los municipios de más de 50.000 habitantes y los territorios insulares adoptarán antes de 2023 planes de movilidad urbana sostenible que introduzcan medidas de mitigación que permitan reducir las emisiones derivadas de la movilidad incluyendo, al menos: a) El establecimiento de ZBEs antes de 2023; b) Medidas para facilitar los desplazamientos a pie, en bicicleta u otros medios de transporte activo, asociándolos con hábitos de vida saludables, así como corredores verdes intraurbanos que conecten los espacios verdes con las grandes áreas verdes periurbanas; c) Medidas para la mejora y uso de la red de transporte público, incluyendo medidas de integración multimodal; d) Medidas para la electrificación de la red de transporte público y otros combustibles sin emisiones de gases de efecto invernadero, como el biometano; e) Medidas para fomentar el uso de medios de transporte eléctricos privados, incluyendo puntos de recarga.

La Disposición final decimocuarta de la Ley 9/2025, de 3 de diciembre de Movilidad Sostenible, modifica el Real Decreto 1052/2022, de 27 de diciembre, por el que se regulan las zonas de bajas emisiones, de tal manera que las entidades locales velarán por disponer de instrumentos que faciliten a las empresas operadoras de servicios de recarga, en condiciones de concurrencia competitiva y transparencia, la tramitación y ubicación de puntos de recarga de vehículos eléctricos, de acceso público dentro y fuera de las Zonas de Bajas Emisiones, de modo que se establezca una red mínima de

recarga acompañada al crecimiento del parque de vehículos eléctricos. Para tal fin, las entidades locales incluirán, en la normativa municipal que desarrolle la Zona de Bajas Emisiones, objetivos anuales mínimos de implantación de puntos de recarga de vehículos eléctricos en el interior y exterior de la Zona de Bajas Emisiones.

- Adicionalmente, la Ley 9/2025, de 3 de diciembre, de movilidad sostenible, incluye una disposición adicional trigésima quinta denominada *Plan Estatal para el despliegue de puntos de recarga de vehículos eléctricos en pequeños y medianos municipios*, que contempla la elaboración de un Plan Estatal para el despliegue de puntos de recarga en municipios de menos de 30.000 habitantes y zonas de baja densidad de población con el fin de impulsar la electrificación del transporte por carretera. Este plan tendrá como finalidad: a) Garantizar el despliegue de al menos un punto de recarga en todos los municipios que tengan entre 2.000 y 30.000 habitantes, b) Garantizar el despliegue de al menos un punto de recarga en el 20 % de los municipios más poblados de menos de 30.000 habitantes de cada comunidad autónoma, siempre y cuando estos tengan más de 500 habitantes y c) Garantizar el despliegue de al menos un punto de recarga en un municipio en un radio de 25 km. El punto de recarga de vehículos eléctricos instalado deberá disponer de una potencia de carga de al menos 50 kilovatios de corriente continua y estar situado dentro del casco urbano

3.2.2. Medidas de Gobernanza

- **Creación de un Grupo de Gobernanza entre Administración y Asociaciones sectoriales que representan toda la cadena de valor del vehículo eléctrico.** El Grupo de Trabajo de Infraestructura de Recarga de Vehículo Eléctrico (**GTIRVE**) para mejorar la coordinación entre los distintos agentes, identificar barreras al despliegue de recarga y proponer medidas.

3.2.3. Medidas de Comunicación y acceso al dato

- **Creación del Registro Nacional de Instalaciones de Puntos de Recarga Eléctrica (RIPREE)**, gestionado por MITERD y creado por mandato de la Ley 7/2021, de 20 de mayo de Cambio Climático y Transición Energética.
- **Creación del Mapa REVE, según Disposición Adicional 3ª del Real Decreto-ley 4/2024, de 26 de junio,**

El 7 de abril de 2025, se presentó el Mapa REVE <https://www.mapareve.es/>. Esta plataforma permite consultar en tiempo real información estática, como ubicación, operador o tipo de conector, e información dinámica, como disponibilidad, precios o planificación de rutas, de más de 38.000 puntos de recarga en todo el país. Su uso contribuye a reducir la percepción de incertidumbre y a mejorar la experiencia de los usuarios de vehículos eléctricos, especialmente en los desplazamientos interurbanos y en la planificación de recargas rápidas.

- **Punto de Acceso Nacional.** Según obligación establecida en el apartado 1 del artículo 15 de la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, desde el 9/02/2024, ya está disponible en el Punto de Acceso Nacional (Dirección General de

Tráfico) la información estática de los puntos de recarga eléctrica para vehículos en formato Datex para su descarga. Los conductores recibirán la información a través de sus navegadores y aplicaciones de movilidad, disponiendo de todos los detalles para su uso en tiempo real. Se trata de una obligación supranacional puesto que la Unión Europea, en el Reglamento Delegado (UE) 2015/962, establecía las especificaciones necesarias para asegurar la accesibilidad, el intercambio, la reutilización y la actualización de los datos de carreteras y tráfico por parte de las autoridades viarias, los operadores de infraestructuras viarias y los proveedores de servicios en lo que se refiere al suministro de servicios de información de tráfico en tiempo real en toda la UE. Se adjunta referencia a la Nota de Prensa. <https://www.dgt.es/comunicacion/notas-de-prensa/ya-esta-disponible-en-el-punto-de-acceso-nacional-la-informacion-de-los-puntos-de-recarga-electrica-para-vehiculos/>

- **Señalización de puntos de recarga en carreteras de la red RTE-T.** Desde la Dirección General de Carreteras del Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible, se está trabajando en señalar los puntos de recarga a lo largo de la red estatal de carreteras, con su correspondiente pictograma, lo que dará mayor visibilidad al despliegue de recarga en carreteras. Se adjunta Instrucción de la DGT. https://www.dgt.es/export/sites/web-DGT/galleries/downloads/muevete-con-seguridad/normas-de-traffic/MOV-gestion-traffic/report_Instruccion_MOV-2022-12_Senalizacion-de-los-puntos-de-recarga-electrica-en-las-vias-y-pictograma-de-senalizacion-de-vehiculo-electrico.pdf. Los trabajos se desarrollarán en tres fases, estando ya la primera fase finalizada.
- **La Ley 9/2025, de 3 de diciembre de Movilidad Sostenible**, en su *Disposición adicional séptima. Información para el repostaje y la recarga eléctrica de vehículos*, establece que el Gobierno central pondrá a libre disposición la información sobre la localización de las grandes estaciones e infraestructuras de acceso público vinculadas con la recarga eléctrica, así como las características del servicio que prestan. Asimismo, se establecerán indicaciones físicas en las vías de comunicación de titularidad estatal que indiquen la ubicación de los puntos de recarga en las estaciones que estén operativas, así como las distancias hasta las mismas y hasta las próximas más cercanas.

En su *Disposición adicional decimoctava. Señalización de estaciones de recarga ultrarrápida en la Red de Carreteras del Estado* se establece que el Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible promoverá, la señalización progresiva de las estaciones de recarga eléctrica ultrarrápida, en autopistas, autovías y carreteras convencionales de la Red de Carreteras del Estado en el plazo máximo de un año, con el objetivo de fomentar el uso de la movilidad eléctrica mediante una mejor información a los conductores.

En relación con su *Disposición adicional vigesimoctava. Mapa estatal de capacidad de la red eléctrica*. Con fecha 15/04/2026, la Comisión Nacional de Mercados y de la Competencia (CNMC) ha publicado los mapas con la capacidad disponible en las redes eléctricas en España, tanto para generación como para demanda.

3.2.4. Medidas regulatorias

- **Obligaciones de instalación de puntos de recarga en Estaciones de Servicio.**
 - o La Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética estableció en su artículo 15, la obligación de instalación de infraestructuras de recarga en estaciones de servicio según volumen de ventas.
 - o La ley 7/2021 de 20 de mayo ha sido modificada por la Ley 9/2025, de 3 de diciembre, de Movilidad Sostenible, a efectos de alinear los requerimientos de potencia exigidos a las estaciones de servicio con ventas superiores a 10 millones de litros de combustibles, a los requisitos del Reglamento (UE) 2023/1804. Se añade un nuevo apartado 2 bis en el artículo 15 de la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética con la siguiente redacción: *«2. bis. Quienes ostenten la titularidad de las instalaciones de suministro de combustibles y carburantes a vehículos cuyo volumen anual agregado de ventas de gasolina y gasóleo A sea superior o igual a 10 millones de litros a partir de 2025 instalarán y/o acreditarán, por cada una de estas instalaciones, al menos un grupo de recarga que ofrezca una potencia disponible de al menos 400 kW que incluya al menos un punto de recarga con una potencia disponible individual de al menos 150 kW de recarga eléctrica en corriente continua, que deberá prestar servicio en un plazo de veintiún meses a partir de la entrada en vigor de esta ley. Las instalaciones que cumplan estos requisitos a partir de 2027 deberán instalar o acreditar un grupo de recarga de al menos 600 kW que incluya al menos un punto de recarga con una potencia disponible individual de al menos 150 kW de recarga eléctrica en corriente continua en un plazo de 12 meses.»*
 - o Publicada la **Orden TED/1009/2022, de 24 de octubre**, por la que se establecen el listado de instalaciones de suministro de combustibles y carburantes obligadas a instalar infraestructuras de recarga eléctrica y las excepciones e imposibilidades técnicas para su cumplimiento.
 - o Publicadas las Resoluciones de la Secretaría de Estado de Energía del 29 de diciembre de 2023 y del 12 de diciembre de 2025, por las que se establecen los listados de instalaciones de suministro de combustibles y carburantes obligadas a instalar infraestructura de recarga eléctrica en virtud de los apartados 7 y 8, del artículo 15 de la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética.
- **Dotaciones mínimas de recarga de vehículos eléctricos en aparcamientos adscritos a edificios de uso distintos al residencial o estacionamientos existentes no adscritos a edificios con más de 20 plazas.** Real decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre. Con carácter general, se instalará una estación de recarga por cada 40 plazas de aparcamiento o fracción, hasta 1.000 plazas, y una estación de recarga más por cada 100 plazas adicionales o fracción. En los edificios que sean titularidad de la Administración General del Estado (AGE) o de los organismos públicos vinculados a ella o dependientes de la misma, se instalará una estación de recarga por cada 20 plazas de aparcamiento o fracción, hasta 500 plazas, y una estación de recarga más por cada 100 plazas adicionales o fracción. Se estima el despliegue de unos 17.000 puntos de recarga solo en centros comerciales. Está pendiente la **transposición de la Directiva (UE) 2024/1275 del Parlamento Europeo y del Consejo**, de 24 de abril de 2024, relativa a la

eficiencia energética de los edificios con objetivos más ambiciosos de despliegue de recarga en aparcamientos tanto de uso residencial como no residencial, nuevos o existentes.

- **Fomento de adquisición de vehículos limpios en las licitaciones públicas.** El Real Decreto-ley 24/2021, de 2 de noviembre transpuso la Directiva (UE) 2019/1161 relativa a la promoción de vehículos de transporte por carretera limpios y energéticamente eficientes. Tiene por objeto promover y estimular el mercado de vehículos limpios y energéticamente eficientes y establece las medidas que deberán seguir en la contratación pública de vehículos de transporte por carretera las Administraciones Públicas y otros poderes adjudicadores.

3.2.5. Medidas para la simplificación en la tramitación de instalaciones de recarga.

- **Simplificación administrativa y agilidad en la tramitación del acceso a la red eléctrica.**
 - El Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre estableció: Artículo 3. 5: *“Para la instalación de puntos de recarga no podrá exigirse por parte de las administraciones públicas competentes la obtención de licencia o autorización previa de obras, instalaciones, de funcionamiento o de actividad, de carácter medioambiental ni otras de clase similar o análogas, excepto en edificaciones del patrimonio histórico artístico con la categoría de bien de interés cultural. Las licencias o autorizaciones previas serán sustituidas por declaraciones responsables, de conformidad con lo establecido en el artículo 69 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, relativas al cumplimiento de las previsiones legales establecidas en la normativa vigente.”*
 - El Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, por el que se aprueban medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico, entre otros, fomenta la conexión a las redes de nuevas actividades económicas, al fijar la caducidad de los derechos de acceso y conexión para demanda a los cinco años de haber sido otorgados, previniendo el acaparamiento y la especulación. En esta misma línea, las peticiones de acceso y conexión para demanda deberán identificar el código CNAE de la actividad a desarrollar, que tendrá que ser la misma cuando, posteriormente, se firme el correspondiente contrato de acceso. También, impulsa la demanda de electricidad al acotar los plazos de respuesta de las empresas distribuidoras a la hora de poner en marcha las extensiones de red, por ejemplo, para la recarga de vehículos eléctricos. En suelo urbanizado con las dotaciones y servicios requeridos por la regulación urbanística, las compañías tendrán un plazo de cinco días si no hay que ampliar la red, de 30 días si se precisa esta ampliación, de 60 días si hay que construir un centro de transformación y de 80 días como máximo si hay que construir varios centros.
 - La Ley 9/2025, de 3 de diciembre, de Movilidad Sostenible, contempla diversas Disposiciones que modifican la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector

Eléctrico, a fin de agilizar la tramitación administrativa de las estaciones de recarga, en particular las de potencia hasta 3.000 kW. Entre ellas cabe destacar, en su disposición final sexta introdujo una modificación en el artículo 53.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico de la forma que deja exentas de autorizaciones administrativas a las infraestructuras de recarga que no requieran evaluación ambiental ni declaración de utilidad pública.

- El Real Decreto-ley 7/2026, contiene un bloque muy amplio de medidas energéticas destinadas a reforzar la resiliencia del sistema eléctrico, acelerar la electrificación y optimizar el uso de las redes que facilitará la disponibilidad y acceso a la red de las instalaciones de recarga de alta potencia, con medidas como incrementar la transparencia sobre las capacidades de acceso de generación y demanda, requiriendo información periódica a los gestores de transporte y distribución, solicitar a los consumidores titulares de permisos de acceso y conexión de demanda cuyo punto de conexión sea de tensión igual o superior a 1 kV abonar una prestación al gestor de la red correspondiente en concepto de reserva de capacidad de acceso o incluir el código CNAE de la actividad prevista asociada a la instalación de consumo para la que se solicita la capacidad de acceso, entre otros.
 - Modificación del Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, a fin de facilitar la tramitación de la obtención del Certificado de instalación eléctrica (CIE). Esta tramitación es competencia de las administraciones autonómicas y se pretende agilizar la tramitación para que se reduzcan los plazos en la conexión de la instalación de recarga con la red de distribución. Se espera que esta modificación esté aprobada en el segundo semestre de 2026.
 - La Circular 1/2024 de la CNMC, que establece la metodología de acceso y conexión, introduce la definición y regulación de capacidad de acceso flexible de demanda a la red eléctrica, lo que puede ser un elemento que facilite la introducción de nuevos puntos de recarga, optimizando la capacidad de acceso a la red.
- **Simplificación administrativa específica para ubicaciones que necesitan autorizaciones de acceso de la Dirección General de carreteras:**
 - 1ª Modificación de la Orden Ministerial de Accesos (Orden TMA/178/2020): se eliminan requisitos de adecuación de accesos para Instalaciones de recarga asociadas a instalaciones existentes
 - Reforma art. 28.2 de la Ley de Carreteras (Ley 37/2015, de 29 de septiembre): se permiten elementos de instalaciones de recarga en zonas de servidumbre con la condición de ser “fácilmente desmontables”
 - 2ª Modificación Orden Ministerial de Accesos (Orden TMA/277/2023): facilita acreditación de la conformidad del titular de instalación principal con instalación de recarga mediante una declaración responsable.

- Delegación de firma en Demarcaciones de Carreteras del Estado (DCE): los Jefes de Demarcación tienen delegada la firma para ciertos expedientes de autorización de puntos de recarga, lo que resulta una medida organizativa eficaz para agilizar las tramitaciones.

3.2.6. Incentivos económicos

- **Bonificaciones fiscales**

- El Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, amplía las bonificaciones fiscales que pueden aplicar los Ayuntamientos sobre impuestos de su competencia (Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI), Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO), Impuesto sobre Actividades Económicas (IAE)).
- Desde el año 2023, las personas físicas pueden deducir el 15% del IRPF por la adquisición de vehículos electrificados e infraestructura de recarga. Las empresas pueden beneficiarse de la libertad de amortización por vehículos eléctricos y puntos de recarga nuevos adquiridos en 2024, 2025 y 2026. Esto permite deducir el coste total de la inversión aceleradamente en el Impuesto sobre Sociedades.

- **Incentivos directos a la compra de vehículos electrificados e inversiones en puntos de recarga.**

- En el ámbito de la movilidad eléctrica, el Gobierno de España ha impulsado un esfuerzo inversor sin precedentes a través de los programas MOVES, a los que se han dedicado más de 2.200 millones de euros desde 2019. Estos programas han estado destinados a acelerar la electrificación del parque móvil de vehículos ligeros y el despliegue de infraestructuras de recarga, tanto de acceso público como de uso privado, en todo el territorio.

Los Programas MOVES de Incentivos a la Movilidad Eficiente y Sostenible, en sus cuatro ediciones, fueron articulados mediante Real Decreto 72/2019, de 15 de febrero (MOVES I), Real Decreto 569/2020 de 16 de junio (MOVES II), Real Decreto 266/2021, de 13 de abril (MOVES III) y Real Decreto-ley 3/2025 de 1 de abril (MOVES III 2025), respectivamente.

Los Programas MOVES estuvieron dotados, con 50 M€ en su primera edición, 100 M€ en su segunda edición, 1.335.945.461 € en su tercera edición y casi 800 M€ en la edición MOVES III 2025.

Son programas de ayudas, en forma de subvención, que tienen por objeto contribuir a la descarbonización del sector del transporte mediante el fomento de las energías alternativas, promoviendo la realización de actuaciones de apoyo a la movilidad basada en criterios de eficiencia energética, sostenibilidad e impulso del uso de energías alternativas.

La coordinación y el seguimiento de los programas MOVES la realizó el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y fueron las comunidades

autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla las responsables de su gestión y de llevar a cabo las convocatorias en sus respectivos territorios.

Los Planes MOVES han incentivado la adquisición de vehículos de energías alternativas, siendo susceptible de recibir la ayuda cualquier vehículo ligero o pesado para el transporte por carretera de mercancías y pasajeros (turismos, autobuses, furgonetas, camiones, motocicletas etc.). En la tercera edición (MOVES III) únicamente se incentivaron vehículos ligeros debido a que la promoción de vehículos pesados alternativos se realizó a través del Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible, a través del Programa de ayudas para la renovación y modernización de flotas de vehículos pesados de transporte de pasajeros y mercancías por carretera, con el objetivo de descarbonizar y digitalizar la movilidad. Estas ayudas se establecieron por Real Decreto 983/2021, de 16 de noviembre. Contó con un presupuesto total de 450 M€ (400 M€ de fondos europeos NextGenerationEU a través del PRTR y 50 M€ de fondos nacionales vía Presupuestos Generales del Estado).

- Además, se han convocado, desde el año 2022 al año 2025, 180 M€ en MOVES FLOTAS, programa destinado a electrificar las flotas de vehículos de empresas.
- Por otro lado, con un enfoque específico para el cumplimiento de los objetivos de AFIR, el 17 de diciembre de 2025, se aprobó el Programa MOVES CORREDORES DE RECARGA por el que se han convocado 200 M€ para incentivar despliegue de instalaciones de recarga de acceso público en la red básica y global de la RTE-T, con requisitos mínimos de potencia que faciliten el cumplimiento de los objetivos de AFIR.
- Las ayudas del Programa Auto+ (Plan Auto Plus) se publicaron en el BOE mediante el Real Decreto 609/2026 el 23 de julio de 2026. El Programa Auto+ es el nuevo programa para la ayuda a la compra de vehículos eléctricos y electrificados, económicos y europeos del Gobierno de España, que se llevará a cabo en coordinación con las Comunidades Autónomas. El Programa Auto+ da continuidad al esfuerzo para el fomento de la demanda del programa MOVES, persiguiendo además la producción europea y española de vehículos. El Programa Auto+ es una medida y compromiso del Gobierno de España incluida en el Plan España Auto 2030 y cuenta con una dotación presupuestaria de 400 millones de euros para 2026.
- Por último, el IDAE ha asignado un presupuesto adicional de 150 M€ en el marco del FEDER 2021-2027 para infraestructuras de recarga. El alcance de este programa adicional dependerá del análisis de los resultados de MOVES CORREDORES, pero probablemente también se centrará en garantizar el cumplimiento de los requisitos de AFIR, con la posibilidad de ampliar su alcance también a la infraestructura de recarga para vehículos pesados.

3.2.7. Medidas de apoyo a la industria

El Consejo de Ministros aprobó el 13 de julio de 2021 el Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE) del Vehículo Eléctrico y Conectado, un proyecto basado en la colaboración público-privada y centrado en el fortalecimiento de las cadenas de valor de la industria de automoción española, un sector estratégico para España.

El objetivo de este PERTE es crear en España el ecosistema necesario para el desarrollo y fabricación de vehículos eléctricos y conectados a la red y convertir a España en el Hub Europeo de electromovilidad. El desarrollo de este proyecto prevé una inversión total de más de 24.000 millones de euros en el periodo 2021-2023, con una contribución del sector público de 4.300 millones de euros y una inversión privada de 19.700 millones de euros.

4. Infraestructura de recarga destinada a los vehículos eléctricos pesados

El objetivo nacional es garantizar, por parte del Estado, una cobertura mínima de puntos de recarga de acceso público destinados a los VE pesados en su territorio.

4.1. Planificación en cumplimiento de los objetivos obligatorios de infraestructura

El objetivo nacional es garantizar, por parte del Estado, una cobertura mínima de puntos de recarga de acceso público destinados a los vehículos eléctricos pesados en su territorio, con capilaridad, cantidad y requisitos de potencia acordes a la adopción de vehículos pesados eléctricos.

4.1.1. Meta 1: Cobertura del 15% en la red RTE-T a 31/12/2025

Con la información disponible del Mapa REVE, no es posible conocer qué estaciones de recarga están adaptadas a los vehículos pesados, más allá de realizar la hipótesis de que aquellas con un punto de recarga de potencia $\geq 350\text{kW}$ pudiera suministrar a vehículos pesados, pero se podría incurrir en doble contabilidad de estaciones pues también se han contabilizado estas estaciones de recarga para vehículos ligeros, y adicionalmente no se dispone la certeza de que dichas estaciones de recarga sean aptas por cuestiones de accesibilidad para vehículos pesados.

Según datos del [estudio “Decarbonising heavy-duty road transport: State of the enabling conditions” elaborado por ACEA](#)) en España habría instaladas o en proyecto 24 estaciones de recarga de acceso público para vehículos pesados.

Las principales rutas de transporte de mercancías en España son vertebradas por la red de autovías radiales (A-1 a A-6) con centro en Madrid, destacando la A-7 (Mediterráneo) y A-4 (Andalucía) por su alto volumen. Estas vías facilitan el 95% del transporte terrestre, siendo vitales para la logística nacional y el comercio con Europa.

No obstante, es importante mencionar que, según el estudio antes mencionado realizado por ACEA, la recarga de este tipo de vehículos en depósito es esencial, pues aproximadamente un 80% de la recarga se dará en estos lugares.

En España existen empresas de transporte de mercancías pioneras que han incorporado camiones eléctricos a su flota, disponiendo de carga en sus propias bases logísticas, lo que les permite realizar sus rutas habituales.

A modo de ejemplo, en el eje mediterráneo, el Grupo Disfrimur ha consolidado en casi cuatro décadas una amplia red logística dedicada al transporte de gran consumo para las principales cadenas de distribución. Su actividad es 100% nacional y cuenta con una flota de 2.500 vehículos, de los cuales 40 son eléctricos. Cuenta con puntos de recarga específicos para camiones en las bases logísticas de Disfrimur ubicadas en Sangonera la Seca (Murcia) y San Isidro (Alicante) junto a la A-7.

Igualmente, en el eje Asturias-Castilla y León, Alimerka, empresa del sector de la distribución, cuenta con una flota eléctrica compuesta por 21 camiones con autonomía de entre 100 y 250 kilómetros, destinados al reparto de última milla y distribución regional y acaba de adquirir una cabeza tractora 100% eléctrica, que permite mover hasta 42 toneladas de mercancía y alcanzar una autonomía de hasta 500 kilómetros. En paralelo, ha desarrollado infraestructuras específicas en su centro logístico, donde cuenta con 21 cargadores ultrarrápidos.

4.1.2. Cobertura en zonas de estacionamiento seguras y protegidas

A continuación, se incluye información de las 10 zonas de estacionamiento seguras y protegidas **(ZESP) actualmente certificadas y notificadas, con afección a la red RTE-T, así como tres** zonas adicionales que están muy próximos a ser certificadas y notificadas, con las previsiones de disposición de instalaciones de recarga operativas.

Nombre	Carretera	P.K.	¿Core o comprehensive?	¿Existe algún punto de recarga instalado de al menos 100 kW?	¿Hay previsión de instalar algún punto de al menos 100 kW antes de 31/12/2027?	Localización	Observaciones
ZESP Andamur Guarromán	A-4	288+000	Core	SI	N/A	https://maps.app.goo.gl/S3cFRbfabSwfA8xo7	4 postes de 400 KW con 2 conectores/poste (8 plazas de carga).
ZESP OnTurtle La Jonquera	AP-7	6+500	Core	NO	SI	https://maps.app.goo.gl/Gi4tLtr3QPunmKDH8	Previsión de 2 postes de 400 kW para poner en servicio a lo largo de 2026.
ZESP Andamur La Jonquera	AP-7	6+500	Core	SI	N/A	https://maps.app.goo.gl/Nxvdj9iBghNUvogt9	4 postes de 400 KW con 2 conectores/poste (8 plazas de carga).
ZESP Dyneff La Jonquera	AP-7	6+500	Core	NO	SI	https://maps.app.goo.gl/M2VcSijdMyE92oPJ9	Permiso de acceso y conexión concedido por 150 kW. Pendiente de instalar el PdR.

ZESP Calsina Carré	AP-7	20+200	Core	SI	SI	https://maps.google.com/maps/@41.815,1.815,15z	Actualmente poste de 240 kW (2 plazas), y prevén un segundo poste de 240 kW (2 plazas), y así tener 4 PdR activos en 2030.
ZESP Mowiz Truck Montseny	AP-7	117+000	Core	NO	NO	https://maps.google.com/maps/@41.815,1.815,15z	Pendientes de que finalice la concesión vigente en 2026.
ZESP Mowiz Truck Porta Bcn	AP-7	165+500	Core	NO	NO	https://maps.google.com/maps/@41.815,1.815,15z	Pendientes de que finalice la concesión vigente en 2026.
ZESP Mowiz Truck Astigarraga	AP-8	17+000	Core	NO	SI	https://maps.google.com/maps/@41.815,1.815,15z	Pendientes de solicitar permiso de acceso y conexión y realizar las obras de acometida con la red de distribución.
ZESP Mowiz Truck Oiartzun	AP-8	8+400	Core	NO	SI	https://maps.google.com/maps/@41.815,1.815,15z	Pendientes de solicitar permiso de acceso y conexión y realizar las obras de acometida con la red de distribución.
ZESP Andamur San Román II	A-1	385+000	Comprehensive	NO	SI	https://maps.google.com/maps/@41.815,1.815,15z	Actualmente existe un poste de 50KW, con previsión de disponer 2 postes de 150KW con 2 conectores/poste (4 plazas de carga)
ZESP Mowiz Truck Manises	AP-7	331+000	Core	NO	SI		Pendiente proyecto de instalación
ZESP Mowiz Truck Valencia-fuente de San Luis	A-3 V-30	1+000	Core	NO	SI		Pendiente proyecto de instalación
ZESP Mowiz Truck Puerto de Almería	AP-7	790+200	Core	NO	NO		Pendiente proyecto de instalación

Tabla 7: zonas ZESP

De las 10 ZESP certificadas y notificadas, con la información disponible a 30/03/2026, se prevé cumplir con los objetivos AFIR en el año 2030.

Existen otras instalaciones que podrían certificarse en los próximos años, cuya información consolidada se podrá actualizar en el futuro.

4.1.3. Cobertura en nodos urbanos en 2025

En España existen 49 nodos urbanos en la red RTE-T.

Los nodos urbanos de la red transeuropea de transportes según Reglamento 1679/2024, son las zonas urbanas en que las infraestructuras de transporte de la red transeuropea de transporte, por ejemplo puertos, incluidas las terminales de pasajeros, aeropuertos, estaciones de ferrocarril, plataformas logísticas y terminales de mercancías situados dentro o alrededor de una zona urbana, están conectadas con otras partes de esas infraestructuras y con las infraestructuras de tráfico regional y local, y cuya ciudad principal está listada en el anexo II de dicha regulación.

Nodos Urbano RTE-T	
Área Metropolitana de Madrid	Jerez
Área Metropolitana de Barcelona	Pamplona
Área Metropolitana de Sevilla	Almería
Valencia	San Sebastián-Donostia
Zaragoza	Burgos
Málaga	Albacete
Área Metropolitana de Las Palmas de Gran Canaria	Castellón
Murcia	Santander
Área Metropolitana de Bilbao	Marbella
Palma de Mallorca	Badajoz
Área Metropolitana de Santa Cruz de Tenerife	Logroño
Alicante	Salamanca
Córdoba	Huelva
Valladolid	Lleida/Lérida
Vigo	Algeciras
Gijón	León
Vitoria-Gasteiz	Cádiz
A Coruña	Jaén
Área Metropolitana de Tarragona-Reus	Ourense

Elche	Gerona
Granada	Santiago de Compostela
Cartagena	Lugo
Oviedo	Cáceres
Ferrol	Melilla
	Ceuta

Tabla 8: nodos urbanos

Con la información disponible, no se cumple con el objetivo de, a más tardar el 31 de diciembre de 2025, se implanten en cada nodo urbano puntos de recarga de acceso público destinados a vehículos eléctricos pesados que suministren una potencia disponible agregada de al menos 900 kW, proporcionada por estaciones de recarga con una potencia disponible individual de al menos 150 kW.

Analizando el cumplimiento al año 2030, según el análisis realizado, ni los aeropuertos ni las estaciones de ferrocarril, ni los puertos serían las ubicaciones más adecuadas para disponer de estas estaciones de recarga dado que se incrementaría el tráfico de vehículos pesados y se congestionarían los accesos a estas terminales. Los lugares más adecuados serían plataformas logísticas y terminales de mercancías situados dentro o alrededor de una zona urbana.

4.2. Medidas para garantizar el cumplimiento de los objetivos

Si bien las medidas expuestas en el apartado 3.1 aplican al fomento de la electrificación de los vehículos electrificados en general, incluidos los vehículos pesados por carretera, se incluyen medidas adicionales específicas.

- **Incentivos directos a la compra de vehículos electrificados e inversiones en puntos de recarga.**

El Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible, junto con otros Departamentos, están impulsando un conjunto de medidas dirigidas a la renovación y descarbonización de los vehículos pesados. Estas medidas, enmarcadas en programas como el PRTR, el futuro Plan Social por el Clima y el Plan España Auto 2030, buscan facilitar para los vehículos pesados la adopción de tecnologías limpias, la instalación de infraestructuras de recarga y la digitalización de flotas. A continuación, se detallan las principales líneas de actuación y su alcance.

En el marco del PRTR, el Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible ha venido impulsado un programa de ayudas para la renovación y modernización de flotas de vehículos pesados de transporte de pasajeros y mercancías por carretera, con el objetivo de descarbonizar y digitalizar la movilidad. Este programa (establecido por Real Decreto 983/2021, de 16 de noviembre) cuenta con un presupuesto total de 450 M€ (400 M€ de fondos europeos NextGenerationEU a través del PRTR y 50 M€ de fondos nacionales vía Presupuestos Generales del Estado).

Las ayudas cubren la adquisición de vehículos de cero o bajas emisiones, el achatarramiento de flotas antiguas contaminantes, el retrofit (sustitución de combustibles fósiles por tecnologías limpias), la instalación de puntos de recarga eléctrica y la adquisición de semirremolques para autopistas ferroviarias.

Se han recibido más de 12.000 solicitudes por un importe superior a 627 millones de euros, lo que refleja la alta demanda del sector. Las ayudas están dirigidas tanto a empresas privadas como a autónomos y pymes, con especial atención a la renovación del parque de vehículos pesados y la adopción de tecnologías alternativas de propulsión.

Dado el éxito del programa de transformación sostenible de flotas y la necesidad de llegar a todas las empresas del sector, desde el Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible se está trabajando en una línea de ayudas a microempresas vulnerables en el marco del futuro Plan Social por el Clima.

Esta ayudas, aún en proceso de definición y concertación con la comisión Europea, se están diseñando con el fin de mitigar el impacto de la implementación del régimen de comercio de derechos de emisión (ETS2) en microempresas con menos de 10 empleados y un volumen de negocio inferior a 2 M€ y podrían tener como objetivos, entre otros, la adquisición, renting o leasing de vehículos pesados de cero emisiones, la implantación de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos en las instalaciones de las microempresas, ayudas para la contratación de servicios de cálculo de huella de carbono, formación y optimización de rutas cero emisiones, o ayudas a la digitalización de microempresas de transporte.

Adicionalmente, en el marco del desarrollo del Plan España Auto 2030, está previsto constituir un grupo de trabajo específico para el ámbito del vehículo pesado. Este grupo, compuesto por los principales agentes de la cadena de valor y operativa del transporte, tendrá como función identificar barreras regulatorias, económicas y operativas para la adopción de vehículos pesados de cero emisiones. Además, definirá propuestas de actuación orientadas a acelerar la renovación del parque y el despliegue de la infraestructura energética asociada, en coherencia con los objetivos del Reglamento AFIR y la planificación nacional de descarbonización del transporte.

La adopción de medidas concretas quedará supeditada a los acuerdos alcanzados en este foro y a las disponibilidades presupuestarias. Actualmente, se está avanzando en la constitución del grupo y la determinación de sus líneas de trabajo y fuentes de financiación.

Se identifican como líneas principales:

- Incentivos al despliegue de infraestructura de recarga en depósitos y de acceso público.
- Implantación del conector MCS
- Disponibilidad de potencia, acceso y conexión a la red para estaciones de recarga de acceso público y de acceso privado en depósitos.
- Precio de la recarga de acceso público que permita un TCO competitivo.
- Incentivos a la compra de vehículos para alcanzar la paridad de precio con los vehículos de combustión.

- **Iniciativas sectoriales**

La Asociación [AEDIVE](#), ha difundido la [Plataforma para las Infraestructuras de Recarga de Vehículos Eléctricos Pesados \(PIRVEP\)](#).

5. Infraestructura de repostaje de hidrógeno de los vehículos de carretera

5.1. Planificación en cumplimiento de los objetivos obligatorios de infraestructura

En esta sección, siguiendo el índice propuesto por el Reglamento, se describe el desarrollo actual y esperado respecto al despliegue de la infraestructura de hidrógeno para vehículos de carretera en relación con los objetivos obligatorios que se deben cumplir.

5.1.1. Hoja de Ruta del Hidrógeno

El Consejo de ministros de 6 de octubre de 2020, a propuesta del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), aprobó la “Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable”. En el capítulo 5.1. VISIÓN 2030 establecía como objetivos a 2030, para el sector del transporte, los siguientes:

- Flota de al menos 150-200 autobuses de pila de combustible de hidrógeno renovable en 2030 repartidos por todo el territorio nacional, con especial participación en las flotas de autobuses urbanos de ciudades de más de 100.000 habitantes.
- Parque de al menos 5.000-7.500 vehículos ligeros y pesados de pila de combustible de hidrógeno para el transporte de mercancías en 2030.
- Red de al menos 100-150 hidrogeneras de acceso público en 2030 para el repostaje de los vehículos antes mencionados. Estas deben situarse en lugares fácilmente accesibles, repartidas por todo el territorio con una distancia máxima de 250 km entre cada una de las hidrogeneras y la hidrogenera que tenga más próxima.

5.1.2. Cobertura en la red básica RTE-T y en nodos urbanos según AFIR.

Los objetivos y metas de implantación obligatorios para los puntos de repostaje de hidrógeno de acceso público del reglamento AFIR buscan garantizar una red suficientemente densa de puntos de repostaje de hidrógeno a lo largo de la red básica de la RTE-T para permitir el desplazamiento sin interrupciones de los vehículos ligeros y pesados impulsados por hidrógeno en toda la Unión.

En la actualidad, los índices de penetración en el mercado de los vehículos impulsados por hidrógeno en España son muy bajos, así como la infraestructura de repostaje de hidrógeno.

La META 1 (cobertura en red básica RTE-T) requiere que la distancia máxima entre estaciones sea de 200 km, considerando que la longitud de la red básica en España es de 5.781,45 km y que estas deben estar situadas o bien en una carretera de la RTE-T o a una

distancia de conducción de 10 km desde la salida más próxima de una carretera de la RTE-T. En la tabla se indican los corredores de la red básica RTE-T.

Corredor	Inicio	Final
Cantábrico	Frontera Portugal (Tui / Valença)	Frontera Francia (Irún)
Atlántico interior	Frontera Francia (Irún)	Frontera Portugal (Fuentes de Oñoro)
Mediterráneo	Frontera Francia (La Jonquera / Girona)	Algeciras
Madrid-Barcelona	Madrid	Barcelona
Madrid – Valencia	Madrid	Valencia
Madrid – Andalucía	Madrid	Algeciras / Cádiz
Madrid – Badajoz	Madrid	Frontera Portugal (Elvas / Badajoz)
Valle del Ebro	Bilbao	Barcelona
Burgos-Madrid	Burgos	Madrid
Zaragoza-Valencia	Zaragoza	Valencia

Tabla 9: corredores red básica RTE-T

Por otra parte, la META 2 requiere la instalación de una estación en cada uno de los nodos urbanos que, según datos del Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible, son los 49 que se listan en la tabla. La ubicación de los nodos urbanos coincide, en algunos casos, con la red básica RTE-T. En la tabla siguiente se clasifican los 49 nodos según esta simultaneidad o su situación en islas y Ceuta y Melilla.

Tipología	Nº estaciones	Ubicación
Nodos urbanos coincidentes con red básica RTE-T	32	Vigo, A Coruña, Santiago de Compostela, Gijón, Santander, Bilbao, San Sebastián-Donostia, Vitoria-Gasteiz, Burgos, Valladolid, Salamanca, Girona, Barcelona, Tarragona-Reus, Castellón, Valencia, Alicante, Elche, Murcia, Cartagena, Almería, Málaga, Marbella, Algeciras, Madrid, Zaragoza, Lleida, Córdoba, Sevilla, Cádiz, Badajoz, Logroño
Otros nodos urbanos	12	Huelva, Granada, Jaén, Albacete, Pamplona, León, Ourense, Lugo, Ferrol, Cáceres, Oviedo, Jerez.
Nodos urbanos extra peninsulares	2	Ceuta y Melilla
Nos urbanos en islas y regiones ultraperiféricas	3	Las Palmas de Gran Canaria, Santa Cruz de Tenerife, Palma de Mallorca

Tabla 10: estaciones en nodos urbanos

La localización concreta de cada estación en la RTE-T y en los nodos urbanos deberá determinarse por los operadores del mercado, teniendo en cuenta criterios técnicos, disponibilidad de suelo, conexión energética y proximidad a centros logísticos o de

transporte. Priorizando su instalación en centros multimodales en los que se pueda abastecer a otros modos de transporte (puertos marítimos, nudos ferroviarios, plataformas logísticas, áreas de servicio, etc.).

5.1.3. Desarrollo de la infraestructura planificada a lo largo de la RTE-T y nodos urbanos para alcanzar el objetivo.

Según los datos facilitados por la Subdirección General de Hidrocarburos y Nuevos Combustibles del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a 30/03/2026, y tras consulta al sector, se han instalado o están en proyecto 23 hidrogeneras que se indican en la tabla del ANEXO IV. El parque actual de vehículos de hidrógeno en España, según información facilitada por la Asociación Nacional de Fabricantes de Automóviles y Camiones (ANFAC) y la Asociación Española del Hidrogeno (AEH2), es de 143, de los cuales 75 son autobuses.

Este parque refleja una fase inicial de desarrollo, caracterizada por su concentración en proyectos piloto y flotas específicas, en línea con la situación general en Europa. La limitada penetración responde principalmente a la escasez de infraestructura de repostaje y a los costes tecnológicos, que todavía elevados. La experiencia internacional (ej: Alemania o Dinamarca) muestra que un despliegue sin demanda conduce a infrautilización y cierre de estaciones

Tras una primera evaluación, ninguna de las 23 hidrogeneras instaladas o en proyecto, cumpliría plenamente con los requisitos establecidos en el artículo 6 del Reglamento AFIR a 2030: bien porque no se encuentran en la red básica de la RTE-T, o en un nodo urbano, o no reúnen los requisitos mínimos de capacidad de producción diaria o no son de acceso público.

En el Geoportal del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto figura 1 hidrogenera registrada: <https://geoportalgasolineras.es/geoportal-instalaciones/Inicio>

Es relevante mencionar que, dentro del programa Connecting Europe Facility (CEF), en el Marco Financiero Plurianual 2021-2027, se ha concedido financiación a los siguientes proyectos que se encuentran en ejecución (algunos de los cuales ya están identificados en el listado del Anexo IV como “En construcción”) y que, si llegan a ejecutarse, permitirán alcanzar el objetivo de despliegue de hidrogeneras **en España en 2030**:

Acrónimo	Estado	Título	Coordinador	INVERSIÓN CONSOLIDADA ESPAÑA	AYUDA CONSOLIDADA ESPAÑA	DESCRIPCION
21-ES-TG-HY2MOVE	VIGENTE	HY2MOVE1	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos (RCPP)	15.713.495,00 €	4.714.048,50 €	El proyecto HY2MOVE consiste en el despliegue de seis Estaciones de Recarga de Hidrógeno (HRS) en España a lo largo de los corredores Mediterráneo y Atlántico.
21-EU-TG-APEUNET1	VIGENTE	Air Products' European HRS Network	Air Products Nederland BV	7.539.390,00 €	2.261.817,00 €	El proyecto consiste en la construcción de dos estaciones de repostaje de hidrógeno (HRS), una en Róterdam y otra en Tarragona. Ambas estaciones están situadas a lo largo de la red básica TEN-T y en nodos urbanos
21-EU-TG-APEUNET3	VIGENTE	Air Products European HRS Network	Air Products Nerderland BV	8.463.522,00 €	2.539.056,60 €	Air Products tiene previsto crear una red transnacional de estaciones de repostaje de hidrógeno (APEUNET 3)
24-ES-TG-ACTIVA	VIGENTE	ACTIVA	HVR Energy	14.011.000,00 €	4.203.300,00 €	Implantación de 20 hidrolíneas en el territorio nacional.
24-ES-TG-ACTIVA II	VIGENTE	ACTIVA II	HIDRÓGENO VERDE RENOVABLE, S.L.	25.500.000,00 €	7.650.000,00 €	Construcción de 30 HRS en España, dentro de la Red TEN-T
24-ES-TG-ECOHYNET	VIGENTE	Deployment of a network of hydrogen fuelling stations of 1.000kg/day of capacity in Spain	SCALE GAS SOLUTIONS S.L.	26.773.000,00 €	8.031.900,00 €	Despliegue de 6 nuevas estaciones de carga de hidrógeno verde a vehículos en nodos importantes de la red TEN-T en España.

Tabla 11: Hidrogenas con ayuda en programa Connecting Europe Facility (CEF)

Se concluye que el desarrollo de la movilidad basada en hidrógeno en España se encuentra en una fase temprana. En este contexto, resulta clave adoptar un enfoque progresivo y focalizado en flotas públicas y cautivas de transporte pesado (autobuses, vehículos de recogida de residuos, logística municipal) como punto de partida más viable, de manera que permita maximizar el impacto de las inversiones **y garantizar el desarrollo sostenible del ecosistema.**

5.2. Medidas para garantizar el cumplimiento de los objetivos

Se indican a continuación las medidas relacionadas con el transporte terrestre que figuran en la “Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable”, para garantizar el cumplimiento de los objetivos y metas identificadas en su capítulo 4 de Líneas de Acción (4.2 Instrumentos sectoriales).

Con respecto al transporte terrestre la Hoja de Ruta reconoce que, a pesar de la capacidad del hidrógeno renovable para la descarbonización del transporte terrestre, existen ciertas limitaciones como la escasez de incentivos para su compra.

- *Desarrollar planes que establezcan incentivos a la compra de vehículos e implementación de infraestructura (bonificaciones fiscales, cuota de compras mínimas para entidades públicas a través de la adopción de criterios de compra pública innovadora, fomentar la compra de flotas cautivas: policía, bus, taxi, ...) (MEDIDA 13 de la Hoja de ruta del hidrógeno).*

El CAPEX de una hidrogenera (sin producción in situ) de 700 bar y 1ton/día está en 2 - 4 MEUR. Son instalaciones que dada la baja demanda de vehículos de H2 no se van a implantar sin ayudas y flotas asociadas

En cumplimiento de esta medida, desde 2019 hasta finales de 2025, los Planes MOVES I, MOVES II y MOVES III, respectivamente, han incentivado la adquisición de vehículos de energías alternativas incluyendo vehículos eléctricos de batería y vehículos eléctricos de pila de combustible alimentados con hidrógeno que, entre otras medidas, permitan una movilidad eficiente y sostenible.

Las ayudas para la adquisición de vehículos variaron, en función del tipo de vehículo y motorización, siendo la ayuda de hasta 7.000 € para los vehículos turismo de pila de combustible en MOVES III.

Según información disponible a 31/03/2026, se ha otorgado ayuda a 36 vehículos turismo (M1) de pila de combustible en MOVES III.

El Programa MOVES Singulares II, en su 1ª convocatoria, Orden TED/800/2021, de 23 de julio, incentivó la instalación de hidrogeneras, con una dotación presupuestaria de hasta 20 M€, habiéndose ejecutado una instalación en Andalucía.

Asimismo, se ha lanzado un programa de renovación del parque de vehículos de la Administración General del Estado con vehículos sin emisiones y la habilitación de uso parcial del superávit de las Entidades Locales para la renovación eficiente de las flotas, principalmente vehículos cero emisiones, dotados ambos con 100 M€.

En ambos casos —flotas de transporte público urbano de viajeros y parque de vehículos de la Administración General del Estado—, la transposición de la Directiva (UE) 2019/1161, relativa a la promoción de vehículos de transporte por carretera limpios en favor de la movilidad de bajas emisiones, a través del Real Decreto-ley 24/2021, de 2 de noviembre, es un instrumento efectivo y eficaz para fomentar la penetración de la pila de combustible y el hidrógeno en el horizonte 2030 a través de la contratación pública.

- *Apoyar a la industria española del automóvil para favorecer la producción de vehículos eléctricos de pila de combustible alimentados con hidrógeno (MEDIDA 14 de la Hoja de ruta del hidrógeno)*

Esta producción de vehículos eléctricos de pila de combustible alimentados con hidrógeno ejercerá un efecto tractor sobre la industria de equipos y componentes para automoción.

En este sentido, en el marco del Plan de Impulso de la Cadena de Valor de la industria de la Automoción, se ha impulsado la medida de Innovación Industrial en H₂ renovable: movilidad sostenible, cuyo objetivo es el aprovechamiento y orientación de las capacidades industriales existentes hacia modos de transporte público (autobús, tranvía y ferrocarril) y privado (personas y mercancías) de hidrógeno renovable. Incluye el desarrollo de nuevas tecnologías y prototipos orientados a nuevos modelos para el mercado doméstico y anticipación a las necesidades de los mercados de exportación. Esta medida está dotada con 25 M€.

- *Desarrollar una legislación específica para hidrogeneras, que concrete los requisitos administrativos y delimite los permisos necesarios para su construcción y gestión (MEDIDA 17 de la Hoja de ruta del hidrógeno).*

La Hoja de Ruta ponía de manifiesto la necesidad de una legislación específica que defina el diseño, permisos, construcción y operación de hidrogeneras, que contemple la aplicación a la que se destina el hidrógeno renovable suministrado. Las medidas que proponía eran:

- La modificación del Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias ICG 01 a 11, incluye al hidrógeno entre los gases que se distribuyen en las Estaciones de Servicio. En concreto, la ITC-ICG 05 establece los requisitos técnicos fijados en los reglamentos derivados de la Directiva 2014/94/UE4 del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de octubre de 2014 relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos, que se pueden encontrar en la norma ISO 19880-1, mencionada en la citada ITC.
- Pendiente de desarrollar: Equiparar la consideración de las hidrogeneras que incluyen electrolizador, a las tradicionales estaciones de servicio desde la perspectiva del suelo, de forma que se puedan introducir surtidores de hidrógeno en las estaciones de servicio actuales (**MEDIDA 19 de la Hoja de ruta del hidrógeno**). Se trata de una problemática relativa a la compatibilidad de suelo. Los electrolizadores se consideran instalaciones industriales y como tales en principio solo son compatibles con suelo industrial. Contrariamente las estaciones de servicio tradicionales podrían implantarse en suelo terciario/comercial o dotacional en función de la normativa de aplicación.

6. Infraestructura de metano licuado para vehículos de transporte por carretera

6.1. Planificación en cumplimiento de los objetivos obligatorios de infraestructura

Según la información proporcionada por el Geoportal por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico las estaciones que suministran GNL y BioGNL, son 97 y 4 respectivamente, situadas en 34 provincias. Se relacionan con su ubicación en el anexo III.

<https://geoportalgasolineras.es/geoportal-instalaciones/Inicio>

Se considera cumplida la META 1 al estar implantado un número adecuado de puntos de repostaje de metano licuado de acceso público en relación con la demanda a lo largo de la red básica de la RTE-T



Figura 12. Estaciones que suministran GNL y BioGNL

6.2. Medidas para garantizar el cumplimiento de los objetivos

No se proponen medidas, al considerarse cumplida la meta y no exigir el Reglamento el establecimiento de nuevos objetivos.

7. Suministro de electricidad en puerto en los puertos marítimos

El objetivo nacional es conseguir que en los puertos marítimos haya un suministro eléctrico a buques mínimo para los buques portacontenedores de navegación marítima y los buques de pasaje de navegación marítima.

7.1. Planificación en cumplimiento de los objetivos obligatorios de infraestructura

Esta sección describe la planificación respecto al despliegue de la infraestructura para el suministro de electricidad en puerto en los puertos marítimos para los cuales existen objetivos obligatorios que deben cumplir en aplicación del artículo 9.

En España hay 46 puertos marítimos de interés general de competencia exclusiva de la Administración del Estado, definidos en el anexo I del *Real Decreto Legislativo 2/2011, de 5 de septiembre, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Puertos del Estado y de la Marina Mercante (TRLPEMM)*. Están coordinados por el organismo público Puertos del Estado y gestionados por 28 Autoridades Portuarias, encargadas de la infraestructura, la planificación y la oferta portuaria.

El artículo 9 de AFIR establece las obligaciones relacionadas con el Suministro Eléctrico a Buques (OPS) en los puertos marítimos que se deberán adoptar, a más tardar el 31 de diciembre de 2029, de modo que se puedan satisfacer, al menos, el 90% de las escalas de buques de más de 5.000 toneladas brutas, diferenciando según las tipologías de buques.

Estas obligaciones se aplican a los puertos pertenecientes a la red básica o global de la RTE-T¹. No obstante, quedan exentos los puertos marítimos situados en Melilla y en el archipiélago de Canarias, conforme al artículo 9.3.

La relación de puertos marítimos a los que inicialmente les sería de aplicación el artículo 9, son los siguientes:

- **Puertos marítimos de la Red RTE-básica:** A Coruña, Algeciras, Barcelona, Bilbao, Cartagena, Castellón, Gijón, Huelva, Palma de Mallorca, Santander, Sevilla, Tarragona, Valencia.

El Puerto de Sevilla, situado en el río Guadalquivir, es el único puerto de navegación interior en España, integrado en la red básica de RTE-T, al tener simultáneamente la consideración de puerto marítimo y puerto de navegación interior, tratándose, en la práctica, de una única infraestructura. Por este motivo, y a efectos de reporte en el marco del Reglamento AFIR, la

¹ Todos los puertos de interés general excepto el puerto de Gandía incluidos en el listado del Anexo 2 del Reglamento (UE) 2024/1679 de puerto pertenecientes a la RTE-T. De los cuarenta y tres puertos recogidos en dicho listado, el puerto de Las Palmas incluye los de Salinetas y Arinaga, y el de Santa Cruz de Tenerife incluye el puerto de Granadilla.

información del puerto de Sevilla se incluye dentro del apartado correspondiente a puertos marítimos.

- **Puertos marítimos de la Red RTE-global:** Alcudia (AP Baleares), Alicante, Almería, Avilés, Cádiz (incluye su bahía), Carboneras (AP Almería), Ceuta, Eivissa (AP Baleares), Ferrol, San Cibrao (AP Ferrol), Málaga, Maó (AP Baleares), Marín, Motril, Pasajes, Sagunto (AP Valencia), La Savina (AP Baleares), Tarifa (AP Bahía de Algeciras), Vigo, Vilagarcía de Arousa.
- **Puertos marítimos bajo el alcance de la exención del artículo 9.3.**
 - Melilla
 - Autoridad Portuaria de Santa Cruz de Tenerife: Santa Cruz de Tenerife (incluye Granadilla), Santa Cruz de la Palma, San Sebastián de la Gomera, La Estaca y Los Cristianos.
 - Autoridad Portuaria de Las Palmas: Las Palmas, Arrecife y Puerto Rosario.

Están bajo el alcance de la exención del artículo 9.3 los citados puertos marítimos de la red básica y global de la RTE-T situados en Melilla y el archipiélago de Canarias, sin conexión directa a la red eléctrica del continente o, en el caso de Melilla, a la red eléctrica del país vecino (Marruecos). En consecuencia, no les son de aplicación las tres metas anteriores, hasta que se haya completado dicha conexión o hasta que exista suficiente capacidad eléctrica generada localmente a partir de fuentes de energía no fósiles para satisfacer sus necesidades. En el caso de Ceuta, está previsto que a lo largo de 2026 entre en servicio el cable submarino que conectará la red de la ciudad autónoma con la red eléctrica peninsular, por lo que se considera que no aplica la exención del 9.3.

Sin embargo, tal como se aprecia en la tabla 4.1 del anexo, estos puertos también cuentan con una potencia eléctrica planificada o instalada que permite el suministro de electricidad.

A continuación, para cada uno de los puertos anteriores de la red básica y global, se comprueba, en función del tipo de buque, si el número de escalas promedio en los 3 últimos años supera los siguientes umbrales de tráfico que activan la obligación de OPS. La evaluación anterior se realiza utilizando los datos de la tabla 4 del Anexo.

- *Buques Portacontenedores:* si se han producido en promedio más de 100 escalas anuales en los últimos 3 años.
- *Buques de pasaje de transbordo rodado y naves de gran velocidad:* si se han producido en promedio más de 40 escalas anuales en los últimos 3 años.
- *Buques de pasaje que no sean buques de pasaje de transbordo rodado ni naves de pasaje de gran velocidad:* si se han producido en promedio más de 25 escalas anuales en los últimos 3 años.

De acuerdo con el artículo 9.2, las escalas portuarias de los buques a que se refiere el artículo 6, apartado 5, letras a), b), c), e) y g), del Reglamento (UE) 2023/1805 no se tendrán en cuenta para determinar el número total de escalas portuarias de los buques amarrados en el muelle del puerto de que se trate conforme al apartado 1 del artículo 9.1 de AFIR.

En las tres tablas siguientes se indican de manera estimada los puertos marítimos que, finalmente y tras esta verificación, están obligados a disponer de infraestructura para el

suministro eléctrico en función del tipo de buque, el número esperado de instalaciones y la potencia eléctrica necesaria a 2030, para cumplir con las obligaciones del reglamento, según las previsiones del organismo público Puertos del Estado dependiente del Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible.

7.1.1. Planificación de la META 1: Infraestructura para buques portacontenedores (art. 9.1.a)

Para cubrir, al menos, el 90 % del total de escalas portuarias a 31 de diciembre de 2029 en los puertos marítimos de la red básica y global cuyo promedio anual de escalas de buques portacontenedores de navegación marítima de más de 5.000 toneladas brutas, amarrados en muelle durante los tres últimos años, supera las 100 escalas, se prevé la instalación de 49 instalaciones (valor estimado que puede variar), con una potencia eléctrica total de 240 MW. Están obligados por el Reglamento a instalar este tipo de infraestructuras 18 puertos, adicionalmente se dotarán de estos equipamientos otros 6 puertos no obligados, tal y como se recoge en la tabla siguiente.

Infraestructura para buques portacontenedores (art. 9.1 a)					
Puerto marítimo	Red RTE-T	Promedio escalas anuales	Obligación art.9.1(a) ≥ 100 escalas/año	Número esperado de instalaciones 2030 (estimado)	Potencia eléctrica MW 2030
A Coruña	Básica	--	No	--	--
Algeciras	Básica	3.255	Sí	4	36
Barcelona	Básica	2.341	Sí	6	24
Bilbao	Básica	464	Sí	4	18
Cartagena	Básica	110	Sí	2	6
Castellón	Básica	243	Sí	1	8
Ceuta	Global	23	No	1	1
Gijón	Básica	215	Sí	1	4
Huelva	Básica	146	Sí	2	6
Palma (AP Baleares)	Básica	--	No	1	2
Santander	Básica	173	Sí	1	2
Sevilla	Básica	105	Sí	2	7
Tarragona	Básica	1	No	2	8
Valencia	Básica	3.475	Sí	6	63
Alcudia (AP Baleares)	Global	--	No	--	--
Alicante	Global	382	Sí	2	8
Almería	Global	102	Sí	1	2
Avilés	Global	--	No	--	--
Cádiz	Global	440	Sí	3	12
Carboneras (AP Almeria)	Global	--	No	--	--
-Eivissa (AP Baleares)	Global	--	No	1	2
Ferrol	Global	117	Sí	1	2
Maó (AP Baleares)	Global	--	No	1	2
Málaga	Global	224	Sí	2	8
Marín	Global	58	No	1	4
Motril	Global	--	No	--	--
Pasajes	Global	--	No	--	--
Sagunto (AP Valencia)	Global	167	Sí	2	6

San Cibrao (AP Ferrol)	Global	--	No	--	--
La Savina (AP Baleares)	Global	--	No	--	--
Tarifa (AP B. Algeciras)	Global	--	No	--	--
Vigo	Global	643	Sí	2	8
Vilagarcía de Arosa	Global	107	Sí	1	2
TOTAL				50	241

Tabla 12. Infraestructura para buques portacontenedores (art. 9.1 a)

7.1.2. Planificación de la META 2: Infraestructura para buques de pasaje y naves de gran velocidad (art. 9.1.b)

Para cubrir, al menos, el 90 % del total de escalas portuarias a 31 de diciembre de 2029 en los puertos marítimos de la red básica y global cuyo promedio anual de escalas de buques de pasaje de transbordo rodado de navegación marítima de más de 5.000 toneladas brutas, amarrados en muelle durante los tres últimos años, supera las 40 escalas, se prevé la instalación de 54 instalaciones (valor estimado que puede variar), con una potencia eléctrica total de 161 MW. Están obligados por el Reglamento a instalar este tipo de infraestructuras 16 puertos, adicionalmente se dotarán de estos equipamientos otros 7 puertos no obligados, tal y como se recoge en la tabla siguiente.

Infraestructura para buques de pasaje y naves de gran velocidad (art. 9.1.b)					
Puerto marítimo	Red RTE-T	Promedio escalas anuales	Obligación art.9.1(b) ≥40 escalas/año	Número esperado de instalaciones 2030 (estimado)	Potencia eléctrica MW 2030
A Coruña	Básica	--	No	--	--
Algeciras	Básica	2.838	Sí	4	12
Barcelona	Básica	3.068	Sí	6	23
Bilbao	Básica	146	Sí	3	8
Cartagena	Básica	5	No	--	--
Castellón	Básica	--	No	1	4
Ceuta	Global	389	Sí	1	2
Gijón	Básica	2	No	--	--
Huelva	Básica	166	Sí	3	10
Palma (AP Baleares)	Básica	2.772	Sí	4	14
Santander	Básica	196	Sí	4	14
Sevilla	Básica	--	No	1	4
Tarragona	Básica	2	No	1	4
Valencia	Básica	1.990	Sí	4	12
Alcudia (AP Baleares)	Global	258	Sí	1	4
Alicante	Global	137	Sí	1	3,5
Almería	Global	1.484	Sí	3	8
Avilés	Global	--	No	--	--
Cádiz	Global	99	Sí	2	7
Carboneras (AP Almería)	Global	--	No	--	--
Eivissa (AP Baleares)	Global	1.147	Sí	3	10
Ferrol	Global	1	No	--	--
Maó (AP Baleares)	Global	219	Sí	1	2
Málaga	Global	704	Sí	3	5

Marín	Global	--	No	--	--
Motril	Global	544	Sí	2	8
Pasajes	Global	--	No	1	2
Sagunto (AP Valencia)	Global	21	No	--	--
San Cibrao (AP Ferrol)	Global	--	No	--	--
La Savina (AP Baleares)	Global	--	No	2	2
Tarifa (AP B. Algeciras)	Global	--	No	3	1
Vigo	Global	1	No	1	3,5
Vilagarcía de Arosa	Global	--	No	--	--
TOTAL				55	163

Tabla 13. Infraestructura para buques de pasaje y naves de gran velocidad (art. 9.1.b)

7.1.3. Planificación de la META 3: Infraestructura para otros buques de pasaje (art. 9.1.c)

Para cubrir, al menos, el 90 % del total de escalas portuarias a 31 de diciembre de 2029 en los puertos marítimos de la red básica y global cuyo promedio anual de escalas de otros buques de pasaje de más de 5.000 toneladas brutas, amarrados en muelle durante los tres últimos años, supera las 25 escalas, se prevé la instalación de 44 instalaciones (valor estimado que puede variar), con una potencia eléctrica total de 507 MW. Están obligados por el Reglamento a instalar este tipo de infraestructuras 16 puertos, adicionalmente se dotarán de estos equipamientos otros 4 puertos no obligados, tal y como se recoge en la tabla siguiente.

Infraestructura para otros buques de pasaje (art. 9.1.c)					
Puerto marítimo	Red RTE-T	Promedio escalas anuales	Obligación art.9.1(c) ≥ 25 escalas/año	Número esperado de instalaciones 2030 (estimado)	Potencia eléctrica MW 2030
A Coruña	Básica	160	Sí	3	32
Algeciras	Básica	--	No	--	--
Barcelona	Básica	789	Sí	5	60
Bilbao	Básica	79	Sí	2	32
Cartagena	Básica	120	Sí	2	26
Castellón	Básica	1	No	--	--
Ceuta	Global	11	No	1	8
Gijón	Básica	36	Sí	1	10
Huelva	Básica	1	No	--	--
Palma (AP Baleares)	Básica	482	Sí	5	48
Santander	Básica	4	No	2	17
Sevilla	Básica	26	Sí	2	16
Tarragona	Básica	52	Sí	2	20
Valencia	Básica	253	Sí	5	48
Alcudia (AP Baleares)	Global	--	No	--	--
Alicante	Global	98	Sí	2	16
Almería	Global	17	No	1	8
Avilés	Global	--	No	--	--
Cádiz	Global	270	Sí	3	44
Carboneras (AP Almería)	Global	--	No	--	--
Eivissa (AP Baleares)	Global	173	Sí	2	32
Ferrol	Global	20	No	1	12
Maó (AP Baleares)	Global	69	Sí	1	16
Málaga	Global	252	Sí	3	38
Marín	Global	1	No	--	--
Motril	Global	29	Sí	1	16
Pasajes	Global	3	No	--	--
Sagunto (AP Valencia)	Global	--	No	--	--
San Cibrao (AP Ferrol)	Global	--	No	--	--
La Savina (AP Baleares)	Global	--	No	--	--
Tarifa (AP B. Algeciras)	Global	--	No	--	--
Vigo	Global	78	Sí	1	16
Vilagarcía de Arosa	Global	5	No	--	--
TOTAL				45	515

Tabla 14. Infraestructura para otros buques de pasaje (art. 9.1.c)

7.1.4. Previsión de potencia eléctrica total necesaria para el cumplimiento de las tres metas.

Las necesidades de potencia eléctrica para cumplir con las obligaciones ascienden a 908 MW. En la tabla siguiente se resumen las necesidades en función de los tres tipos de buque. El número total de puertos obligados en algún segmento es de 26.

Tipo de buque	Puertos obligados	Puertos NO obligados	Potencia eléctrica MW a 2030
Artículo 9.1(a) → buques portacontenedores (>5000 GT, ≥100 escalas)	18	6	241
Artículo 9.1(b) → buques de pasaje y naves de gran velocidad (>5000 GT, ≥40 escalas)	16	7	163
Artículo 9.1(c) → otros buques de pasaje (>5000 GT, ≥25 escalas)	16	4	515
TOTAL	--		919

Tabla 15. Previsión de potencia eléctrica total necesaria para el cumplimiento de las tres metas

En 2024, el conjunto del sistema portuario de interés general disponía de una potencia eléctrica instalada de 200 MW. Con el fin de garantizar, para el año 2030, el suministro de energía eléctrica a los buques en todos aquellos puertos que cumplan las condiciones establecidas por el AFIR será necesario alcanzar una potencia instalada total de 1,1 GW. La cifra anterior representa la actividad actual y los nuevos requerimientos para OPS derivados del AFIR, pero no incluye necesidades adicionales por efecto de la electrificación de nuevas actividades portuarias, ni tampoco para posible producción de nuevos combustibles en puerto.

Con el fin de satisfacer, al menos, el 90% del número de escalas portuarios el organismo público Puertos del Estado ha estimado las necesidades de potencia eléctrica para cada uno de los puertos de la RTE-T básica y global obligados, de cara a la planificación de las infraestructuras necesarias, resultando una potencia eléctrica de 241 MW para dar servicio a los buques portacontenedores, 163 M para los de pasaje y naves de gran velocidad y 515 MW para otros buques de pasaje. En total la potencia planificada a 2030 es de 919 MW.

7.1.5. Riesgos de incumplimiento de las metas.

En la tabla siguiente se indica la potencia en instalaciones OPS planificadas a 2030 en puertos españoles de la RTE-T básica y global (Fuente: Puertos del Estado), el riesgo de incumplimiento del objetivo a 2030 para cada puerto obligado y el año en que se espera que se cumpla la meta correspondiente.

Puerto	Red RTE-T	Obligación			Potencia eléctrica MW 2030				Potencia eléctrica instalada 2026 (MW)	Potencia eléctrica en ejecución 2026 (MW)	Potencia eléctrica solicitada en planificación eléctrica a (MW)	Año del cumplimiento del objetivo previsto	Riesgo de incumplimiento (Alto, Medio, Bajo)
		art.9.1(a)	art.9.1(b)	art.9.1(c)	art.9.1(a)	art.9.1(b)	art.9.1(c)	TOTAL (MW)					
A Coruña	Básica	No	No	Sí	--	--	32	32			32	31 dic 2029	Bajo
Algeciras	Básica	Sí	Sí	No	24	24	--	48		46,9	1,1	31 dic 2029	Bajo
Barcelona	Básica	Sí	Sí	Sí	24	23	60	107	12	16	79	31 dic 2029	Bajo
Bilbao	Básica	Sí	Sí	Sí	16	8	16	40		40		2027	Bajo
Cartagena	Básica	Sí	No	Sí	6	--	26	32			32	31 dic 2029	Bajo
Castellón	Básica	Sí	No	No	8	4	--	12			12	31 dic 2029	Medio
Gijón	Básica	Sí	No	Sí	4	--	10	14			14	31 dic 2029	Medio
Huelva	Básica	Sí	Sí	No	6	10	--	16			16	31 dic 2029	Medio
Palma (AP Baleares)	Global	No	Sí	Sí	2	14	48	64	2,4	1,6	60	31 dic 2029	Bajo
Santander	Básica	Sí	Sí	No	2	14	17	33			33	31 dic 2029	Medio
Sevilla	Básica	Sí	No	Sí	7	4	16	27			27	31 dic 2029	Medio
Tarragona	Básica	No	No	Sí	8	4	20	32			32	31 dic 2029	Medio
Valencia	Básica	Sí	Sí	Sí	63	12	48	123		26	97	31 dic 2029	Bajo
Alcudia (AP Baleares)	Global	No	Sí	No	2	4	16	22		1,6	20,4	31 dic 2029	Bajo
Alicante	Global	Sí	Sí	Sí	8	3,5	16	27,5			27,5	31 dic 2029	Medio
Almeria	Global	Sí	Sí	No	2	8	8	18			18	31 dic 2029	Medio
Avilés	Global	No	No	No	--	--	--	--	No obligado	No obligado		No obligado	No obligado
Cádiz	Global	Sí	Sí	Sí	12	7	44	63	16		47	31 dic 2029	Bajo
Eivissa (AP Baleares)	Global	No	Sí	Sí	2	10	32	44		1,6	42,4	31 dic 2029	Bajo
Ferrol	Global	Sí	No	No	10	--	16	26			26	31 dic 2029	Medio
Maó (AP Baleares)	Global	No	Sí	Sí	2	2	16	20		1,6	18,4	31 dic 2029	Bajo

Malaga	Global	Sí	Sí	Sí	8	5	38	51			51	31 dic 2029	Medio
Marín	Global	No	No	No	4	--	--	4	No obligado	No obligado	4	31 dic 2029	No obligado
Motril	Global	No	Sí	Sí	--	8	16	24			24	31 dic 2029	Medio
Pasajes	Global	No	No	No	--	2	--	2	No obligado	No obligado	2	2T 2026	No obligado
Sagunto (AP Valencia)	Global	Sí	No	No	6	--	--	6			6	31 dic 2029	Medio
Vigo	Global	Sí	No	Sí	8	3,5	16	27,5		2	25,5	31 dic 2029	Bajo
Vilagarcía de Arousa	Global	Sí	No	No	2	--	--	2			2	31 dic 2029	Medio
TOTAL					236	170	511	917					

Tabla 16. Potencia en instalaciones OPS planificadas a 2030 en la red RTE-T y riesgos de incumplimiento de las metas

7.1.6. Detalle de la situación a 2026

En este apartado se describe el nivel de desarrollo del despliegue de instalaciones OPS. En este apartado se describe el nivel de desarrollo del despliegue de instalaciones OPS distinguiendo entre instalaciones operativas e instalaciones en ejecución.

- Instalaciones operativas

Puerto	RTE-T	Terminal	Potencia eléctrica (MW)	Entrada en servicio
Barcelona	Básica	Terminal BEST de contenedores en el Muelle del Prat	8 MW	7/2024
Barcelona	Básica	Terminal de pasajeros y carga rodada en el Muelle Sant Bertrán. Ferris y buques Ro-Pax	2 x 2 MW	3/2025
Cádiz	Global	Terminal de cruceros en el Muelle Alfonso XIII.	16 MW	4T 2025
Palma	Básica	Terminal de ferris en el Muelle de Perares	1,6 + 0,8 MW BT	5/2024

Tabla 17. Instalaciones operativas

- Instalaciones en fase de ejecución

Puerto	RTE-T	Terminal	Potencia eléctrica (MW)	Entrada en servicio
Algeciras	Básica	Terminal de pasajeros en el Muelle de la Galera. Ferris	2 x 0,4 MW BT	4T 2026
Algeciras	Básica	Terminal de pasajeros Ro-Ro y Ro-Pax en el Muelle Príncipe Felipe	3 x 1,5 MW	4T 2026
Algeciras	Básica	Terminal de pasajeros en el Muelle de Isla Verde Interior. Fast-ferris	4 x 0,4 MW	4T 2026

			BT	
Algeciras	Básica	Terminal de portacontenedores en el Muelle Juan Carlos I	4 x 4MW	4T 2026
Algeciras	Básica	Terminal de portacontenedores Muelle Isla Verde Exterior	3 x 4 MW	4T 2026
Algeciras	Básica	Terminal polivalente del Muelle Norte de Isla Verde Exterior. Ro-Ro y Ro-Pax	2 x 2 MW	4T 2026
Algeciras	Básica	Terminal polivalente del Muelle Norte de Isla Verde Exterior. Portacontenedores	2 x 4 MW	4T 2026
Tarifa (AP Algeciras)	Global	Terminal de pasajeros en atraques 1,2 y 3. Ferris	2 x 320 kW + 2 x 80 kW	4T 2026
Barcelona	Básica	Terminal H de cruceros en el muelle Adossat. Cruceros.	16 MW	2027
Bilbao	Básica	A1 (Santurtzi). Contenedores	3 x 2,5 MW	2T 2027
Bilbao	Básica	A2 (Santurtzi) Ro-Ro y Ro-Pax	2 x 2,5 MW	2T 2027
Bilbao	Básica	A6 (Santurtzi) Ro-Ro	6,5 MW	2T 2027
Bilbao	Básica	AZ3 (Santurtzi) Contenedores y Ro-Ro	6,5 MW	2T 2027
Bilbao	Básica	Getxo 1-2 (Getxo) Cruceros	16 MW	2T 2027
Bilbao	Básica	Getxo 3 (Getxo) Cruceros	16 MW	2T 2027
Valencia	Básica	Terminal de contenedores en el Muelle Transversal de Costa	1 punto de suministro con posibilidad de atender la conexión simultanea de 2 portacontenedores con potencias de hasta 5 MW en conexiones simultaneas y 7,5 MW en conexiones individuales.	4T 2026
Valencia	Básica	Terminales de cruceros y buques Ro-Pax en Muelle de Poniente y Muelle transversal	2 puntos de suministro con varias configuraciones de conexión: conexión única de cruceros, 16 MW; conexión única de ferri, 4 MW; conexión simultanea de crucero y ferri, 12 MW para cruceros y 4 MW para ferris.	4T 2026
Alicante	Global	Contenedores	2,6 MW	4T 2026
Pasajes	Global	Ro-Ro Muelle de Kaputxinós (terminal de automóviles).	2,6 MW	4T 2026
Vigo	Global	Terminal Ro-Ro en el Muelle de Bouzas (terminal de automóviles).	2,6 MW	4T 2026
Palma (AP Baleares)	Básica	Terminal de ferris en el primer tramo exterior de los Muelles Comerciales del Puerto de Palma	1,6 MW	4T 2026
Alcudia (AP Baleares)	Global	Terminal de ferris en la primera alineación del Muelle de Poniente, para ferris	1,6 MW (preparada para añadir un punto adicional de 0,8 MW)	4T 2026
Ibiza (AP Baleares)	Global	Terminal de ferris en el Muelle de Botafoc	2 x 1,6	4T 2026
Maó (AP Baleares)	Global	Terminal de ferris en el Muelle del Cós Nou	1,6 MW	4T 2026

Tabla 18. Instalaciones en fase de ejecución

7.2. Medidas para garantizar el cumplimiento de los objetivos

En este apartado se describen las medidas destinadas a contribuir al cumplimiento de los objetivos de despliegue de la infraestructura.

7.2.1. Medidas legislativas y reglamentarias

• Regulación del servicio de OPS en la normativa portuaria

En el marco normativo portuario, el servicio de suministro eléctrico a buques se clasifica como un servicio comercial, regulado conforme a lo dispuesto en el TRLPEMM. No obstante, las Autoridades Portuarias deben organizar y autorizar este servicio garantizando los principios de transparencia y libre concurrencia recogidos en el Reglamento (UE) 2017/352 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de febrero de 2017, por el que se crea un marco para la prestación de servicios portuarios y se adoptan normas comunes sobre la transparencia financiera de los puertos.

La prestación del servicio OPS requiere el uso de instalaciones y equipos que ocupan privativamente el dominio público portuario, como unidades de transformación, canalizaciones, cableado o sistemas de gestión de cables. Por ello, su explotación debe articularse mediante la concesión del dominio público y la autorización para la prestación del servicio, integradas en un único expediente administrativo. Este esquema introduce una limitación física al número de operadores que pueden prestar el servicio en un mismo muelle. En este contexto la licencia para la prestación del servicio OPS debe contemplar, al menos, las siguientes actividades:

- Verificación de compatibilidad: comprobación de que la instalación OPS en tierra es compatible con la del buque.
- Autorización de conexión: verificación de las condiciones de seguridad y obtención de la conformidad del buque, la terminal y, en su caso, de la Autoridad Portuaria.
- Manipulación de la instalación: despliegue de los sistemas de conexión y operación de la unidad de transformación para suministrar energía al buque.
- Venta de energía: medición de la energía suministrada y realización de la correspondiente facturación.

• Regulación del servicio de OPS en la normativa eléctrica

El servicio de suministro eléctrico a buques se define en el artículo 2 de la Ley 9/2025, de 3 de diciembre, de Movilidad Sostenible como la entrega, a título oneroso, de energía eléctrica a buques atracados desde instalaciones fijas o móviles conectadas a la red eléctrica, con el fin de que puedan apagar sus motores auxiliares durante su estancia en puerto. La definición incluye la manipulación de los equipos de transformación, control y conexión necesarios para efectuar dicho suministro, y su prestación se ajusta a lo establecido en la Disposición adicional vigésima primera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en su redacción modificada por la Ley de Movilidad Sostenible. Dicha disposición establece, entre otros aspectos, que:

- Las Autoridades Portuarias, en su condición de consumidores, pueden prestar servicios de suministro eléctrico a buques, o bien ceder total o parcialmente este derecho a terceros autorizados conforme a lo establecido en el TRLPEMM.

- Las personas jurídicas autorizadas por una Autoridad Portuaria para prestar el servicio OPS, y que tengan la condición de consumidores, pueden suministrar electricidad a buques a título oneroso y prestar los servicios inherentes a dicha actividad.

Hasta la reciente aprobación de la Ley de Movilidad Sostenible sólo las empresas comercializadoras de energía y excepcionalmente las Autoridades Portuarias podían prestar el servicio de entrega de energía a los buques. Con el cambio regulatorio introducido por la citada Ley, habilita la posibilidad de cualquier entidad que cumpla los requisitos establecidos pueda prestar el servicio. Esto es particularmente importante, por ejemplo, en el caso de las terminales portuarias, al permitirles hacerse cargo del servicio.

• Instrumentos regulatorios que incentivan directamente el uso de OPS

Los siguientes instrumentos regulatorios no están directamente orientados a la infraestructura, sino al comportamiento de los buques. Pero influyen en la demanda de OPS y afectan al coste de generar electricidad a bordo.

a) Clasificación de la intensidad de carbono de los buques (CII)

El Carbon Intensity Indicator (CII), desarrollado por la Organización Marítima Internacional (OMI), evalúa las emisiones de CO₂ de cada buque en función de su actividad anual y lo clasifica en cinco categorías, de la A a la E. Los valores de referencia se vuelven más exigentes cada año, y los buques que obtienen una calificación D durante tres años consecutivos o E durante un año deben presentar un plan de acciones correctivas.

La estancia en puerto con los motores auxiliares encendidos empeora el CII, ya que genera emisiones sin movimiento del buque. El uso de instalaciones OPS (Onshore Power Supply) evita estas emisiones durante el atraque, lo que contribuye a mejorar la clasificación del buque y reduce la necesidad de aplicar medidas correctoras que pueden resultar costosas o afectar a su operativa.

b) Régimen europeo de comercio de derechos de emisión (EU ETS)

La Directiva (UE) 2023/959 obliga a los buques de más de 5.000 toneladas brutas a adquirir derechos de emisión en el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero de la Unión Europea. Esta obligación se aplica al 100 % de las emisiones en viajes intra-UE y al 50 % cuando el origen o destino se sitúa fuera de la UE.

Este mecanismo asigna un coste directo a las emisiones de gases de efecto invernadero, incentivando indirectamente todas aquellas estrategias, como el uso del OPS, que contribuyan a reducirlas.

En determinados buques, como los cruceros de gran capacidad, cuyo consumo energético en atraque es elevado, el ahorro económico puede ser significativo. Por ejemplo, para un crucero con una demanda de 9 MW, una estancia en puerto de 8 horas, un consumo específico de 0,2 kg de fuel por kWh, un factor de emisión de 3,2 kg de CO₂ por kg de fuel y un coste del CO₂ de 70 €/t, el coste de los derechos de emisión asociados a la estancia en puerto puede aproximarse a 3.000 €, suponiendo la adquisición de derechos por el 100 % de las emisiones generadas.

c) Contenido en azufre de los combustibles marítimos y uso de scrubbers

La Directiva 2012/33/UE limita el contenido de azufre de los combustibles utilizados por los buques atracados, exigiendo valores inferiores de 0,1 % en masa. No obstante, muchos buques han recurrido a la instalación de sistemas de limpieza de gases de escape, conocidos como scrubbers, que permiten utilizar combustibles con mayor contenido en azufre, los cuales pueden llegar a ser hasta un 50% más económicos. Esta opción ha sido ampliamente adoptada: alrededor de 5.000 buques, especialmente portacontenedores, operan con estos sistemas, la mayoría en ciclo abierto.

Sin embargo, la Decisión 2025/01 de OSPAR prohibirá, antes de enero de 2027, el vertido de aguas procedentes de scrubbers en aguas interiores y portuarias. Para los buques con scrubbers de ciclo abierto, esta prohibición encarecerá de forma considerable la generación de electricidad a bordo, al obligarles a utilizar combustibles más costosos o alternativas operativas más restrictivas.

En consecuencia, el suministro eléctrico desde tierra mediante OPS se volverá significativamente más competitivo, especialmente en puertos con un alto porcentaje de buques equipados con scrubbers, como ocurre en el tráfico de portacontenedores.

• Regulación tarifaria y del suministro eléctrico para OPS

La potencia demandada por un buque atracado puede variar desde aproximadamente 1 MW, en el caso de ferris o portacontenedores de capacidad media, hasta más de 12 MW en el caso de grandes cruceros. Por ello, la puesta en servicio de una instalación OPS requiere contratar potencias elevadas que, en muchos casos, solo se utilizan entre el 10 % y el 30 % del año. Este porcentaje podría ser incluso menor durante el periodo 2025-2030, dado que, hasta 2030, los buques no estarán obligados a utilizar sistemas OPS.

En consecuencia, el coste asociado a la contratación de la potencia necesaria constituye, por un lado, una barrera para la entrada de operadores privados interesados en desarrollar y explotar estas instalaciones y, por otro, un desincentivo para su uso por parte de los buques, ya que la energía consumida queda gravada por un peaje de acceso cuyo aprovechamiento es limitado. Para mitigar este problema se han aprobado, o se encuentran en fase de desarrollo, las siguientes medidas:

a) Peaje específico para OPS

Los puntos de suministro que operen en tensiones inferiores a 72,5 kV, con potencias contratadas superiores a 15 kW y cuyo único fin sea suministrar energía eléctrica a embarcaciones, pueden acogerse a un peaje específico para OPS regulado en la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la CNMC.

Este peaje está diseñado actualmente de modo que el 20% del coste del acceso a la red de distribución se recupere a través del término de potencia y el 80% restante a través del término de energía, tomando como referencia una utilización del punto de suministro del 10%. Este enfoque permite reducir de forma sustancial el coste del término de potencia en tráficos que requieren potencias elevadas, como ocurre en el caso de los cruceros.

b) Mecanismos de contratación de potencia “adaptable”

El Real Decreto 88/2026, de 11 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento general de suministro, comercialización y agregación de energía eléctrica, introduce mecanismos que permiten adaptar la potencia contratada a consumos variables o discontinuos. Contempla

contratos de potencia de corta duración (horarios, diarios, mensuales o trimestrales) que pueden combinarse entre sí, de modo que la potencia total se ajuste a las necesidades de cada momento siempre y cuando no se superen los derechos de acceso. Además, se prevé una mayor flexibilidad al permitir la formalización de contratos con un preaviso temporal reducido: cinco días para los mensuales y un día para los diarios u horarios. La aplicabilidad de esta medida está pendiente de una regulación específica de la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia (CNMC) que regule los recargos a los peajes para cada uno de estos periodos reducidos.

c) Acceso de los sistemas OPS al mercado eléctrico

Resulta deseable que la potencia requerida por las instalaciones OPS sea atendida mediante redes conectadas directamente a la red de distribución. De este modo, cada instalación OPS puede disponer de un contrato de suministro ajustado a sus necesidades reales de potencia y consumo. Como parte de esta medida, y con el fin de facilitar las citadas cesiones de redes internas de los puertos, se trabaja en una propuesta de modificación del TRLPEMM para exceptuar del pago de las tasas de ocupación y actividad a las empresas de distribución eléctrica que se hagan cargo de las citadas redes a través de las correspondientes concesiones demaniales.

7.2.2. Incentivos fiscales

Para promover el uso de las instalaciones OPS se han aprobado diversas medidas, tanto directas, de carácter fiscal, como indirectas, vinculadas a la normativa que regula las emisiones de gases de efecto invernadero de los buques. A continuación, se describen estos mecanismos.

- **Bonificación de la tasa del buque:** Los buques atracados que, en lugar de utilizar sus motores auxiliares, emplean electricidad suministrada desde muelle, pueden beneficiarse de una bonificación del 50% en la tasa del buque, recaudada por la Autoridad Portuaria por la utilización de la infraestructura portuaria. Esta medida está regulada en el artículo 195 del TRLPEMM.
- **Tipo impositivo reducido del impuesto especial sobre la electricidad:** La electricidad suministrada directamente a los buques atracados en puerto se acoge a un tipo impositivo reducido del impuesto especial sobre la electricidad, conforme a lo previsto en la Ley 38/1992, de Impuestos Especiales. Esta reducción cuenta con la autorización de la Decisión de Ejecución (UE) 2025/210 del Consejo, de 28 de enero de 2025, por la que se autoriza a España, de conformidad con el artículo 19 de la Directiva 2003/96/CE, a aplicar un tipo impositivo reducido del impuesto especial sobre la electricidad suministrada directamente a los buques atracados en puerto.

7.2.3. Medidas de inversión

En los planes de inversiones vigentes 2025-2029 correspondientes al Plan de Empresa 2026 del organismo público Puertos del Estado se contempla un presupuesto para inversiones en OPS de 778.740 miles de euros.

7.2.4. Incentivos económicos directos

Varias de las líneas de inversión reciben subvención de fondos europeos con un presupuesto de 215.720 miles de euros, asociados a los programas: FEDER 2021-2027, Mecanismo “Conectar Europa” (CEF2), Programa de Apoyo al Transporte Sostenible y Digital (PATSYD) y el PRTR.

8. Suministro de metano licuado en puertos marítimos

El objetivo nacional es conseguir que en los puertos marítimos exista un número adecuado de puntos de repostaje de metano licuado de forma que los buques de navegación marítima puedan circular por toda la red básica de la RTE-T.

8.1. Planificación en cumplimiento de los objetivos obligatorios de infraestructura

En la actualidad todos los puertos españoles que forman parte de la Red Transeuropea de Transporte, tanto de la red básica como de la red global, están en disposición de suministrar GNL mediante cisternas (TTS/MTTS), en aquellos casos en los que exista demanda.

Adicionalmente, un total de 7 puertos de la RTE-T disponen de infraestructura para suministrar metano licuado a buques desde instalaciones fijas (PTS): Barcelona, Bilbao, Cartagena, Huelva y Santander, en la red básica; Sagunto y Ferrol, en la red global.

Finalmente, en España operan de manera habitual varios buques de suministro de GNL que permiten la realización de operaciones de bunkering (STS) en distintos puertos del sistema portuario. Estos buques, entre los que destacan el Haugesund Knutsen y el Levante LNG, con base en los puertos de Barcelona y Algeciras, respectivamente, así como el Alisos LNG y el Avenir Aspiration, que operan de forma flexible cubriendo el Estrecho de Gibraltar y Mediterráneo occidental, configuran una red multipuerto que permite atender la demanda de suministro en diferentes localizaciones, tanto regular como suministros *spot*.

En conjunto, este despliegue de las distintas modalidades de suministro de GNL en los puertos españoles, mediante cisternas (TTS/MTTS), desde instalaciones fijas (PTS) y a través de buques de suministro (STS), impulsado en el marco de la anterior Directiva, configura hoy un sistema flexible, complementario y capilar, capaz de atender de manera óptima la demanda en el conjunto del sistema portuario. Esta combinación permite cubrir eficientemente todos los rangos de volumen requeridos, desde operaciones de pequeña escala hasta suministros de gran capacidad, adaptándose a las necesidades específicas de cada buque y puerto y garantizando una respuesta operativa adecuada en cada caso.

Por esta razón se pueden dar por cumplidos los objetivos y metas de suministro de gas natural licuado, recogidas en el MAN de 2016, así como las obligaciones establecidas en el actual AFIR.

En la **¡Error! La autoreferencia al marcador no es válida.** muestra el volumen de GNL en m³ servido durante 2024, desagregando los suministros por puerto y tipo de operación, aunque solo de aquéllos de los que se tiene desglosada la información.

Puerto	STS	PTS	TTS	MTTS
Barcelona	173.904	-	1.059	53.360
Bilbao	-	28.685	60	-
Cartagena	-	191	459	332
Huelva	-	-	336	17.178
Santander	-	41.308	-	-
Santa Cruz de Tenerife	20.893	-	-	-
Valencia	-	-	1.050	22.014
Almería	-	-	42	1.596
Avilés	-	-	-	-
Cádiz	1.325	-	168	-
Denia	-	-	84	23.394
Málaga	-	-	2.562	17.092
Motril	-	-	1.008	6.342
Sagunto	-	-	-	5.021
Vigo	-	-	179	-
TOTAL	196.122	70.184	7.007	146.329

Tabla 19. Volumen (m³) Bunkering de GNL por puerto y tipo de operaciones. Año 2024. Fuente GASNAM

8.1.1. Perspectivas de la evolución de los suministros de GNL en los puertos españoles.

Se es moderadamente optimista sobre la evolución a corto/medio plazo respecto del suministro de GNL. Es significativo el récord histórico alcanzado en 2024 por el Sistema Portuario Español (SPE) de titularidad estatal, ya que durante dicha anualidad aproximadamente se duplicó el volumen de GNL suministrado como combustible para buques respecto a 2023 (Fuente GASNAM).

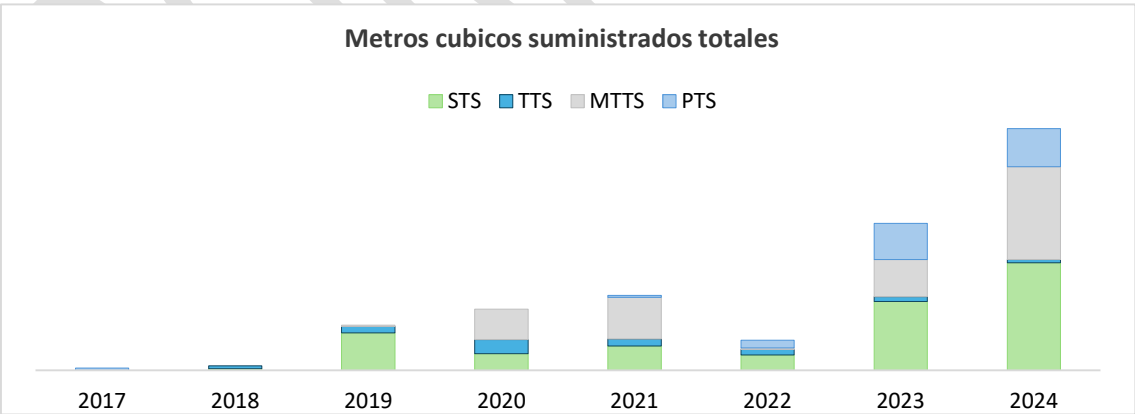


Figura 13. Evolución del suministro de GNL como combustible en el Sistema Portuario español. Fuente GASNAM 2024.

Dentro del Sistema Portuario Español destacan los puertos de Barcelona y Algeciras. En el caso de Barcelona, en 2024 se suministró en el puerto el 40% del total suministrado por el SPE ese año, con aproximadamente 230.000 m³ de GNL y 491 operaciones de bunkering (89 en la modalidad STS), lo que le sitúa a la cabeza en número de operaciones. En 2025, el

puerto de Algeciras ha superado los 300.000 m³ de GNL (incluyendo 78 operaciones STS), que lo sitúan a la cabeza en volumen suministrado.

Los puertos españoles se consolidan como referente en el suministro de GNL al sector marítimo, gracias a una red integrada por siete terminales de regasificación (la más extensa de Europa) y a una infraestructura logística altamente desarrollada que permite el suministro a barcos de este combustible en cualquiera de los puertos del sistema portuario de interés general, y que sigue reforzándose. En este sentido, la futura incorporación de un nuevo buque de suministro (Mistral LNG), prevista para 2028, cuyo ámbito de operación incluye Canarias, contribuirá a ampliar la cobertura y capacidad operativa de la red de suministro en el conjunto del territorio nacional.

Todas estas circunstancias permiten prever un crecimiento sostenido del suministro de GNL desde los puertos españoles en el periodo 2025-2030.

8.2. Medidas para garantizar el cumplimiento de los objetivos

Las medidas para garantizar el cumplimiento de los objetivos y metas son: incentivos fiscales, sistema de regulación del sector gasista, formación y cualificación, regulación de pliegos de servicio e inversión y desarrollo de mercado.

8.2.1. Medidas legislativas y reglamentarias

Las operaciones de suministro de GNL a buque desde tierra, así como las operaciones de suministro de GNL de buque a buque se vieron favorecidas por las modificaciones introducidas en la Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural.

Esta circular establece peajes estrictamente variables para las operaciones de trasvase de GNL de planta a buque y de buque a buque. La ausencia de término fijo en los peajes que se aplican a estas operaciones permitió no penalizar las recargas de buques suministradores y consumidores de GNL de pequeña escala, condicionando la cuantía del peaje únicamente en función del volumen de GNL transferido. Esta medida fue decisiva para permitir el despliegue de las operaciones de suministros en la modalidad STS y PTS.

8.2.2. Incentivos fiscales

El uso de GNL como combustible marítimo está incentivado mediante los siguientes mecanismos recogidos en la Ley de Puertos del Estado y de la Marina Mercante:

- Bonificación a la tasa del buque: aplicación de un coeficiente reductor de 0,5 a la tasa del buque para aquellos barcos que utilicen combustibles alternativos para su propulsión en altamar o como alimentación de sus motores auxiliares cuando estén atracados o fondeados en puerto.
- Bonificaciones a la tasa de ocupación: posibilidad de aplicar una bonificación de hasta un 30% a la tasa de ocupación a terminales ligadas al suministro de GNL como combustible marítimo.

Esta bonificación no se aplica de forma automática; para que pueda ejecutarse debe ser aprobada por el Consejo de Administración de la Autoridad Portuaria correspondiente, incorporada en su Plan de Empresa y adecuadamente justificada en relación con las circunstancias operativas y estratégicas del puerto. Además, su concesión es de carácter anual y no implica el reconocimiento de derechos para años posteriores.

8.2.3. Formación y cualificación

La formación en los procedimientos de suministro y la evaluación de riesgos en el bunkering de GNL es esencial para proteger a las personas, las instalaciones y el medio ambiente. Por ello, y en colaboración con el Instituto Nacional de Cualificaciones (INCUAL) se promovió la elaboración y aprobación de dos cualificaciones profesionales para formar en la supervisión de operaciones de suministro de GNL como combustible a buques desde medios terrestres y desde buque. Estas cualificaciones están incorporadas al Catálogo nacional de estándares de competencias profesionales.

8.2.4. Medidas de inversión

España puso en marcha en 2016 el proyecto CORE LNGas hive, una iniciativa público-privada, liderada por Puertos del Estado y coordinada por Enagás, S.A., para el desarrollo del mercado de bunkering de GNL y su infraestructura asociada. El proyecto finalizó en 2020 y contó con la participación de 41 socios directos (13 de ellos Autoridades Portuarias) y más de 70 entidades colaboradoras, incluyendo sector público y privado. En total, el proyecto abarcó 14 estudios y 11 acciones piloto a través de los cuales se pudieron realizar las siguientes acciones:

- Estudios de viabilidad, regulatorios y técnicos, que permitieron evaluar la viabilidad de introducir GNL como combustible, adaptando infraestructura portuaria, y definir las medidas de adaptación del marco normativo para permitir el desarrollo del mercado, incluyendo un modelo de costes.
- Pilotos, que permitieron desarrollar pruebas reales de distintas soluciones de suministro de GNL a buques en diferentes entornos, incluyendo también pruebas en la cadena de suministro. Como resultado de estas acciones piloto se desarrollaron y adaptaron las primeras infraestructuras, instalaciones y medios de suministro de GNL

Uno de los principales objetivos del proyecto CORE LNGas hive fue la contribución al MAN de 2016, y a su posterior seguimiento.

En 2018, y gracias al conocimiento adquirido en el proyecto CORE LNGas hive, se puso en marcha la estrategia española LNGhive2, orientada al despliegue de infraestructuras, instalaciones y medios de suministro de GNL en puertos y al desarrollo del mercado, incluyendo bajo el paraguas de la estrategia la adaptación de buques consumidores (ferris) para promover el desarrollo del mercado.

A través de la estrategia se adaptaron buques consumidores, se construyeron buques de suministro, se completó la adaptación de todas las plantas de regasificación españolas para permitir las operaciones de suministro y recarga de buques y se desarrollaron nuevos almacenamientos.

En total, el proyecto CORE LNGas hive y la estrategia LINGHIVE2 movilizaron de forma conjunta más de 300 millones de euros de inversión (en su mayor parte privada) que han contado con financiación europea.

9. Suministro de electricidad en puerto en puertos de navegación interior

El objetivo nacional es conseguir que en los puertos de navegación interior se suministre electricidad a las embarcaciones de navegación interior.

9.1. Planificación en cumplimiento de los objetivos obligatorios de infraestructura

El Puerto de Sevilla, situado en el río Guadalquivir, es el único puerto de navegación interior en España, integrado en la red básica de RTE-T.

En este caso existe una dualidad en la clasificación, ya que el puerto de Sevilla tiene simultáneamente la consideración de puerto marítimo y puerto de navegación interior, tratándose en la práctica de una única infraestructura.

Por este motivo, y a efectos de reporte en el marco del Reglamento AFIR, la información relativa a las infraestructuras del puerto de Sevilla se incluye dentro del apartado correspondiente a puertos marítimos, donde se recogen los datos relevantes sobre suministro eléctrico en puerto.

No hay puertos de navegación interior en España en la red global de la RTE-T.

9.2. Medidas para garantizar el cumplimiento de los objetivos

La información relativa a las infraestructuras del puerto de Sevilla se incluye dentro del apartado correspondiente a puertos marítimos.

10. Suministro de electricidad a aeronaves estacionadas

El objetivo nacional es conseguir que en todos los aeropuertos de la red básica y de la red global de la RTE-T se garantice el suministro de electricidad a las aeronaves estacionadas.

10.1. Planificación en cumplimiento de los objetivos obligatorios de infraestructura

En 2026, en España, hay un total de 46 aeropuertos, y 2 helipuertos de la red de aeropuertos de interés general de Aena, S.A. de los que 10 pertenecen a la red básica y otros 29 a la red global de la RTE-T.

10.1.1. Aplicación del régimen de exenciones: Aeropuertos con menos de 10.000 vuelos/año (art.12.2)

El artículo 12.2 del reglamento AFIR permite eximir, a los aeropuertos de la red RTE-T, con menos de 10.000 movimientos de vuelos comerciales al año, en promedio de los tres últimos años, de la obligación de suministrar electricidad en todos los puestos de estacionamiento en remoto de aeronaves.

Considerando el promedio de los tres últimos años (2022-2024), según la tabla 1, podrían quedar exentos 18 aeropuertos con menos de 10.000 movimientos de vuelos comerciales. En consecuencia, el número de aeropuertos obligados por el reglamento ascenderían a 21 aeropuertos, de los cuales 10 pertenecen a la red básica y 11 a la red global:

- **Red RTE-básica:** Adolfo Suárez Madrid-Barajas, Josep Tarradellas Barcelona-El Prat, Palma de Mallorca, Málaga-Costa del Sol, Gran Canaria, Alicante-Elche Miguel Hernández, Tenerife Sur, Valencia, Sevilla y Bilbao.
- **Red RTE-global:** Tenerife Norte-La Laguna, Ibiza, César Manrique-Lanzarote, Fuerteventura, Menorca, La Palma, Santiago-Rosalía de Castro, Girona-Costa Brava, Asturias, Vitoria, Melilla,

En función del incremento de vuelos comerciales en los próximos años es posible que algunos aeropuertos (A Coruña, Santander y Vigo) puedan superar el umbral de los 10.000 movimientos/año y les sean de aplicación las metas anteriores.

Aeropuerto	RTE-T	Vuelos comerciales			Promedio
		2024	2023	2022	
Adolfo Suárez Madrid-Barajas	Básica	419.332	388.400	351.204	386.312
Barcelona-El Prat J.T.	Básica	345.432	316.682	280.934	314.349
Palma de Mallorca	Básica	239.928	225.966	217.839	227.911
Málaga-Costa del Sol	Básica	171.952	157.411	138.486	155.950
Gran Canaria	Básica	136.883	125.297	115.662	125.947
Alicante-Elche Miguel Hernández	Básica	115.986	100.265	89.558	101.936
Tenerife Sur	Básica	85.578	77.387	70.245	77.737
Valencia	Básica	81.583	76.348	67.694	75.208
Ibiza	Global	78.911	78.670	75.912	77.831
Tenerife Norte-La Laguna	Global	77.216	70.897	65.816	71.310
Lanzarote-César Manrique	Global	69.928	66.016	61.624	65.856
Sevilla	Básica	62.459	55.446	50.300	56.068
Fuerteventura	Global	50.756	48.044	47.708	48.836
Bilbao	Básica	49.883	48.799	42.510	47.064
Menorca	Global	35.798	34.592	35.352	35.248
Santiago-Rosalía de Castro	Global	25.063	24.301	23.403	24.256
La Palma	Global	23.073	21.883	20.537	21.831
Girona-Costa Brava	Global	15.314	12.084	11.082	12.827
Asturias	Global	14.662	14.349	11.163	13.391
Melilla	Global	10.645	10.444	9.380	10.156
Vitoria	Global	10.241	10.777	10.600	10.539
A Coruña	Global	9.463	9.554	8.297	9.105
Federico García Lorca-Granada-Jaén	Global	9.227	8.529	7.553	8.436
Seve Ballesteros Santander	Global	8.798	9.811	8.911	9.173
Vigo	Global	8.787	10.110	9.523	9.473
Zaragoza	Global	8.571	7.854	8.195	8.207
Jerez de la Frontera	Global	8.466	7.901	8.032	8.133
Reus	Global	8.121	7.062	6.306	7.163
Almería	Global	8.104	7.573	6.928	7.535
Aeropuerto Internacional Región de Murcia	Global	6.478	6.151	6.391	6.340

El Hierro	Global	5.994	5.598	5.463	5.685
San Sebastián	Global	4.688	4.755	4.138	4.527
Pamplona	Global	3.081	3.026	2.869	2.992
La Gomera	Global	2.904	2.865	2.252	2.674
Valladolid	Global	2.567	2.707	2.620	2.631
Badajoz	Global	1.991	1.790	1.464	1.748
León	Global	1.031	996	860	962
Burgos	Global	246	289	356	297
Salamanca	Global	227	236	169	211

Tabla 20. Aeropuertos incluidos en la RTE básica y global y número de vuelos comerciales promedio de 2022-2024

10.1.2. Situación del cumplimiento de la META 1: Suministro eléctrico obligatorio en puestos de estacionamiento de contacto (art.12.1.a y 12.3)

Actualmente, todos los puestos de estacionamiento de contacto de aeronaves de la red básica y global de la RTE-T disponen de tomas fijas de suministro eléctrico conectadas a la red eléctrica.

10.1.3. Situación del cumplimiento de la META 2: Suministro eléctrico obligatoria en puestos de estacionamiento en remoto (art.12.1. b)

Debe tenerse en cuenta que, dado que esta meta se fija para el 31 de diciembre de 2029, el número de vuelos comerciales que deberá utilizarse para determinar su aplicabilidad en los aeropuertos será el correspondiente al promedio de los años 2027, 2028 y 2029.

En los aeropuertos, el suministro eléctrico en los puestos de estacionamiento en remoto se realiza mediante tomas fijas de 400 Hz en plataforma o mediante el empleo de Ground Power Units (GPU). La situación actual es la siguiente:

- **Instalación de tomas fijas de 400 Hz en puesto de estacionamiento remoto**

Los 21 aeropuertos obligados cuentan con 758 puestos de estacionamiento en remoto, de los cuales 35 estaban en 2023 equipados con tomas fijas de 400 Hz. En la tabla 6.1. del Anexo II se indica, el número total de puestos de estacionamiento en remotos de los aeropuertos obligados, así como cuántos de ellos disponen de tomas fijas de 400 Hz.

- **Ground Power Units (GPU)**

De los 75 puestos de estacionamiento en remoto, el suministro eléctrico los 723 puestos de estacionamiento restantes se realiza mediante equipos Ground Power Units (GPU) móviles. Los 21 aeropuertos obligados contaban en febrero de 2025 en con un total de 575 equipos Ground Power Units operativos, propiedad de los agentes de handling. De estos equipos, 267 (46%) funcionan con diésel, 122 (21%) utilizan diésel sostenible (HVO) y 186 (32%) son eléctricos. En conjunto, un 53 % emplean diésel sostenible o electricidad. La tabla 3 recoge la distribución de estos equipos por aeropuerto y categoría.

Aeropuerto	GPU diésel	GPU diésel	GPU	Total
Adolfo Suárez Madrid-Barajas	43	20	36	99
Barcelona-El Prat J.T.	31	23	26	80
Palma de Mallorca	30	11	13	54
Málaga-Costa del Sol	14	10	11	35
Gran Canaria	32	6	11	49
Alicante-Elche Miguel Hernández	14	10	8	32
Tenerife Sur	11	5	17	33
Valencia	10	1	10	21
Ibiza	9	5	10	24
Tenerife Norte-La Laguna	22	2	2	26
Lanzarote-César Manrique	14	3	2	19
Sevilla	5	2	9	16
Fuerteventura	12	2	4	18
Bilbao		11	5	16
Menorca	2	3	8	13
Santiago-Rosalía de Castro	1	3		4
La Palma	4		2	6
Girona-Costa Brava	4	1	7	12
Asturias	8		1	9
Melilla		3	2	5
Vitoria	1	1	2	4
TOTAL	267	122	186	575

Tabla 21. Número de GPU en los aeropuertos de la red por tipo de energía utilizada (febrero 2025)

10.1.4. Situación del cumplimiento de la META 3: Requisito de origen no fósil de la electricidad suministrada (art.12.4)

Esta meta deberá cumplirse a más tardar el 1 de enero de 2030. Actualmente, en relación con el origen de la electricidad suministrada a las aeronaves estacionadas, la situación es la siguiente:

- *Puestos de estacionamiento de contacto:* todos disponen de tomas fijas de electricidad conectadas a la red eléctrica.
- *Puestos de estacionamiento en remoto:* de los 758 puestos de estacionamiento en remoto 35 puestos cuentan con tomas fijas de 400 Hz. En el resto se utilizan 575 GPU de los que 122 son de diésel sostenible y 186 eléctricos. Los 267 restantes son de diésel.

10.2. Medidas para garantizar el cumplimiento de los objetivos

10.2.1. Meta 1

No se proponen medidas al ser una meta alcanzada.

10.2.2. Meta 2

En los puestos de estacionamiento en remoto, el suministro eléctrico en tierra puede materializarse mediante dos soluciones técnicas: la instalación de tomas fijas de 400 Hz integradas en plataforma, como infraestructura permanente conectada a la red del aeropuerto, o la generación in situ mediante Ground Power Units (GPU).

Para garantizar el cumplimiento de la meta, a más tardar el 31 de diciembre de 2029, se prevén las siguientes medidas:

- **Instalación de tomas fijas de 400 Hz en puesto de estacionamiento en remoto**

De acuerdo con el vigente plan de inversiones de Aena S.M.E., S.A. están planificadas las inversiones necesarias para instalar tomas fijas de 400 Hz para puestos de estacionamiento remoto en los siguientes aeropuertos: 50 posiciones remotas en el aeropuerto de Madrid, 7 en el de Barcelona y 8 en Valencia.

No obstante, se ha desestimado el despliegue sistemático de tomas fijas de 400 Hz junto a las posiciones de estacionamiento en remoto, con instalación bajo plataforma, por los siguientes motivos:

- Incremento significativo de la inversión, derivado de la necesidad de ejecutar obra civil asociada, incluyendo en numerosos casos la demolición parcial y posterior reposición de losas de plataforma, así como la posible ejecución o ampliación de la acometida eléctrica hasta cada punto de suministro.
- Impacto operativo relevante durante la fase de obras, debido a la reducción temporal de disponibilidad de posiciones y a las limitaciones sobre la operativa en plataforma.
- Riesgo de generación de interferencias físicas en plataforma, ya que la implantación de infraestructura eléctrica complementaria podría constituir obstáculos permanentes que limiten o inhabiliten la circulación de aeronaves, especialmente en configuraciones de puestos remotos pasantes.

- **GPU eléctricos**

La operación de eGPU para el cumplimiento del requerimiento del reglamento AFIR, requiere la instalación de puntos de recarga eléctrica en la plataforma. El número de puntos de recarga y la potencia necesaria de cada uno de ellos depende de varios factores, entre ellos:

- Características de la flota: número total de vehículos eléctricos, capacidad de las baterías, autonomía media diaria requerida, patrones de uso (turnos, horarios, rutas), tipo de aeronave a las que prestan servicio y número de operaciones de rotación “turnarounds”
- Perfil de carga: frecuencia de recarga (carga rápida de día y lenta de noche), tiempo disponible de recarga, tipo de recarga (lenta, semi-rápida, rápida)

Teniendo en cuenta la alta demanda de potencia eléctrica de los puntos de recarga rápida, se ha optado una solución mixta, combinando cargas lentas nocturnas de 7 horas con cargas rápidas o ultrarrápidas diurnas con un máximo de 2 horas de duración.

- **GPU con combustibles renovables.**

La posibilidad de utilizar GPU con combustibles renovables, como alternativa a GPU eléctricos, ha sido consultada por Airports Council International Europe (ACI Europe) a la Dirección General de Movilidad y Transporte de la Comisión Europea (DG MOVE), que ha confirmado que el diésel fósil puede sustituirse por diésel renovable (HVO100), para dar cumplimiento al artículo 12 del reglamento AFIR.

En cuanto a la disponibilidad de HVO Aena S.M.E., S.A., las soluciones aplicadas, en función de la tipología del aeropuerto, son las siguientes:

- Aeropuertos sin estación de servicio en lado aire: los agentes de handling gestionan directamente la compra con proveedores.
- Aeropuertos con estación de servicio en lado aire (ej. Madrid y Barcelona): se está trabajando en la novación de los contratos para incluir puntos de suministro de HVO, ya sea mediante suministro físico o mediante sistema de balance de masas. A día de hoy, las estaciones de servicio de lado aire de los aeropuertos de Madrid como de Barcelona ya disponen de puntos de suministro de HVO.

10.2.3. Meta 3

Desde el año 2020 Aena compra energía eléctrica con certificado de origen renovable, motivo por el cual la meta 3 se ha alcanzado hasta 2025. Adicionalmente, tal y como se refleja en el Plan de Acción Climática de Aena, se prevé su cumplimiento para la fecha indicada, teniendo en cuenta que Aena está reforzando este compromiso de compra de energía renovable con la puesta en marcha de las instalaciones previstas en el Plan Fotovoltaico de Aena, que aportarán energía renovable para autoconsumo.

11. Infraestructuras ferroviarias

El objetivo es evaluar, en relación con los tramos ferroviarios que no puedan electrificarse totalmente por razones técnicas o de rentabilidad, el desarrollo de tecnologías de carburantes y sistemas de propulsión alternativos.

El artículo 13 del Reglamento 2023/1804 (AFIR) no recoge, para el caso de las infraestructuras ferroviarias, ninguna meta nacional obligatoria. Este artículo señala textualmente que:

En el caso de las infraestructuras ferroviarias a las que no se aplique el Reglamento (UE) n.º 1315/2013, los Estados miembros evaluarán, en lo que respecta a los tramos ferroviarios que no puedan electrificarse totalmente por razones técnicas o de rentabilidad, el desarrollo de tecnologías de carburantes y sistemas de propulsión alternativos, como los trenes alimentados por hidrógeno o baterías y, si procede, cualquier necesidad de infraestructura de recarga y repostaje.

Es preciso señalar que, aunque el Reglamento 2023/1804 haga referencia al Reglamento n.º 1315/2013 ², éste ya está derogado por el nuevo Reglamento 2024/1679 ³. Este nuevo reglamento permite excepciones de electrificación “por motivos de limitaciones geográficas específicas o físicas de peso, de resultado negativo de un análisis de coste-beneficio socioeconómico, o de impacto negativo considerable para el medio ambiente o la biodiversidad”.

² Reglamento (UE) n.º 1315/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2013, sobre las orientaciones de la Unión para el desarrollo de la Red Transeuropea de Transporte, y por el que se deroga la Decisión n.º 661/2010/UE.

³ Reglamento (UE) 2024/1679 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, relativo a las orientaciones de la Unión para el desarrollo de la red transeuropea de transporte, y por el que se modifican el Reglamento (UE) 2021/1153 y el Reglamento (UE) n.º 913/2010 y se deroga el Reglamento (UE) n.º 1315/2013 (Texto pertinente a efectos del EEE).

11.1. Planificación en cumplimiento de los objetivos obligatorios de infraestructura

En el marco de la transformación de la Red Ferroviaria de Interés General (RFIG), condicionada por la transición ecológica, la digitalización del transporte y las obligaciones regulatorias de la Unión Europea, España persigue consolidar un sistema ferroviario más competitivo, seguro y alineado con las políticas europeas de movilidad de bajas emisiones.

La Estrategia Indicativa 2021-2026 estableció un marco de planificación bajo criterios de sostenibilidad, eficiencia e integración europea, apoyándose en el PRTR como instrumento clave para la modernización del transporte y la transición ecológica. Asimismo, la Estrategia de Movilidad Segura, Sostenible y Conectada (EMSSC), en su Eje 4, línea de actuación 4.2, prevé el desarrollo de alternativas tecnológicas que permitan reducir el uso de combustibles fósiles en tramos donde la electrificación convencional no resulte viable o no sea socioeconómicamente justificable.

Desde el Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible se está avanzando, en el marco de la actualización de la Estrategia Indicativa para el nuevo periodo de trabajo, en el análisis de tramos de la RFIG no electrificados.

En este sentido, la actualización de la Estrategia Indicativa al nuevo marco temporal de trabajo (la vigente abarca el periodo 2021-2026), actualmente en fase de elaboración, prevé:

- Analizar el escenario actual de electrificación, identificando las características técnicas y operativas de los tramos no electrificados.
- Incorporar un análisis socioeconómico de la conveniencia de electrificar las líneas o tramos no electrificados mediante análisis coste-beneficio.
- Identificar los tramos o líneas en los que la electrificación no resulte socioeconómicamente recomendable.

Una vez aprobada la actualización de la Estrategia Indicativa, se evaluará, en los tramos o líneas en los que la electrificación no resulte socioeconómicamente recomendable, la posibilidad de implementar soluciones de tracción sostenible alternativas al diésel, conforme al artículo 13 del Reglamento 2023/1804.

- **Síntesis general de la situación, las perspectivas y medidas previstas con respecto a la implantación de infraestructuras para los combustibles alternativos, con los objetivos, los hitos clave y la financiación necesaria, para los trenes propulsados por hidrógeno o baterías en los tramos ferroviarios de la RTE-T que no pueden electrificarse.**

La red ferroviaria española se encuentra inmersa en un proceso de transformación condicionado por la transición ecológica, la digitalización del transporte, las obligaciones regulatorias derivadas de la normativa de la UE y la necesidad de optimizar la eficiencia de las inversiones programadas en la RFIG mediante el establecimiento de prioridades. Este contexto estratégico converge en un objetivo común: consolidar un sistema ferroviario más competitivo, seguro y alineado con la política europea de movilidad de bajas emisiones.

En este marco, la Estrategia Indicativa del desarrollo, mantenimiento y renovación de la infraestructura ferroviaria para el periodo 2021-2026, aprobada mediante Orden

TMA/1338/2022, de 23 de diciembre, constituyó el primer esfuerzo estructurado para orientar la planificación ferroviaria bajo criterios de sostenibilidad, eficiencia e integración europea. La Estrategia fijó un marco financiero estable, definió prioridades para el desarrollo y mantenimiento de la infraestructura y estableció un conjunto de actuaciones dirigidas a satisfacer las necesidades futuras de movilidad de forma coherente con las tendencias europeas. Esta Estrategia se apoya en el PRTR como una de las reformas clave para la modernización del transporte y la transición ecológica.

La Estrategia Indicativa se enmarca también en la EMSSC, que define la hoja de ruta de las políticas de transporte para la próxima década, articulada mediante nueve ejes estratégicos y más de 150 medidas orientadas a la sostenibilidad, la digitalización, la eficiencia energética y la cohesión territorial.

En particular, la EMSSC establece en su Eje 4, línea de actuación 4.2, la necesidad de desarrollar alternativas tecnológicas que permitan reducir el uso de combustibles fósiles en aquellos tramos ferroviarios donde la electrificación convencional no resulte viable o no sea socioeconómicamente justificable. Este planteamiento es coherente con los compromisos asumidos por España en el marco del Pacto Verde Europeo, así como con las exigencias del Reglamento (UE) 2021/241⁴, relativo al Mecanismo de Recuperación y Resiliencia, y del Reglamento (UE) 2020/852⁵, de Taxonomía, garantizando el cumplimiento del principio de “no causar un perjuicio significativo” (DNSH, por sus siglas en inglés).

En este contexto, resulta especialmente relevante la situación actual de la electrificación de la RFIG: aproximadamente el 67 % de la red se encuentra electrificada, mientras que 5.175 km (33 %) permanecen sin electrificar, operándose en estos tramos con tracción diésel, que presenta peores resultados en términos de eficiencia energética y emisiones. Asimismo, resulta relevante indicar que se encuentran en marcha actuaciones que permitirán electrificar aproximadamente 1.700 km adicionales, alcanzando en torno al 78 % de la red electrificada, quedando aún unos 3.475 km sin electrificar, siendo estos tramos los que cobran mayor relevancia a la hora de buscar alternativas que permitan reducir emisiones.

	Electrificado	No electrificado	TOTAL
Red de ancho Ibérico (1,668 m)	6.691 km	4.357 km	11.048 km
Red de ancho estándar UIC (1,435 m)	3.083 km	0 km	3.083 km
Red mixta (ancho ibérico y estándar UIC)	324 km	0 km	324 km
Red de ancho métrico (1,000m)	375 km	818 km	1.193 km
Longitud total de la red	10.473 km (67%)	5.175 km (33%)	15.648 km

Tabla 22. Declaración sobre la Red 2026 de ADIF y ADIF AV y Base de datos IDEADIF

⁴ Reglamento (UE) 2021/241 del Parlamento Europeo y del Consejo de 12 de febrero de 2021 por el que se establece el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia.

⁵ Reglamento (UE) 2020/852 del Parlamento Europeo y del Consejo de 18 de junio de 2020 relativo al establecimiento de un marco para facilitar las inversiones sostenibles y por el que se modifica el Reglamento (UE) 2019/2088.

Por otra parte, el porcentaje de uso de energía eléctrica respecto del total de la energía de tracción es del 77 %. En este marco, Renfe Operadora, principal operador de viajeros y mercancías en España, realizó en 2024 un 92 % de sus tráficos con tracción eléctrica frente a un 8% en diésel, medidos en toneladas brutas/km.

Actualmente se está elaborando una actualización de la Estrategia Indicativa al nuevo marco temporal de trabajo. Sobre la electrificación de la red, en esta se prevé abordar, en primer lugar, el análisis del escenario actual de electrificación, identificando las características técnicas y operativas de los tramos que permanecen sin electrificar.

En segundo lugar, incorporará un análisis socioeconómico de la conveniencia de electrificar las distintas líneas o tramos que no están electrificados, mediante un análisis coste-beneficio.

Este análisis se apoyará en criterios de retorno social, económico y ambiental, considerando, entre otros factores, el volumen y composición del tráfico ferroviario, la demanda actual y prevista, las características geográficas y topográficas y el impacto ambiental de las actuaciones. En base a todo ello, se identificarán aquellos tramos o líneas en los que la electrificación no resulte socioeconómicamente recomendable.

Con todo lo anterior, la actualización de la Estrategia Indicativa integrará estas decisiones en coherencia con los compromisos asumidos ante la Comisión Europea, asegurando que la planificación reduzca progresivamente las circulaciones basadas en combustibles fósiles y contribuya a reforzar la sostenibilidad del sistema ferroviario español.

Posteriormente, en las líneas o tramos que la Estrategia Indicativa haya identificado como no susceptibles de electrificación, se evaluará la posibilidad de implementar soluciones de tracción sostenible alternativas al diésel, tal y como se recoge en el artículo 13 del Reglamento 2023/1804 relativo a la implantación de una infraestructura de combustibles alternativos.

En este contexto y dado que se requiere información técnica especializada, conocimiento actualizado del mercado y un diagnóstico preciso de las particularidades de cada corredor ferroviario, la Dirección General del Sector Ferroviario del Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible ha lanzado una Consulta Pública al Mercado para implementar tracción sostenible como alternativa a la electrificación. Esta consulta, cuya convocatoria se publicó en la Plataforma de Contratación del Sector Público el 4 de agosto de 2025, se encuentra, en estos momentos, en desarrollo.

Esta consulta tiene como objetivo general recopilar información actualizada y detallada sobre las tecnologías de tracción ferroviaria alternativas al diésel disponibles actualmente en el mercado, sus requisitos de infraestructura, costes operativos y limitaciones, con el fin de evaluar la rentabilidad socioeconómica y técnica de dichas soluciones, así como incorporarlas, si procede, a los distintos elementos de planificación, actualmente en desarrollo o futuros.

11.2. Medidas para garantizar el cumplimiento de los objetivos

No se incluye este apartado al no fijar AFIR objetivos y metas.

12. Otras medidas para promover la infraestructura de combustibles alternativos

12.1. Medidas para promover el despliegue de flotas cautivas

El fomento de la electrificación de las flotas de empresa ha sido uno de los objetivos del programa MOVES FLOTAS, cuya primera edición se publicó a través de la Orden TED/1427/2021, de 17 de diciembre, por la que se aprueban las bases reguladoras del programa de incentivos a proyectos de electrificación de flotas de vehículos ligeros (Programa MOVES FLOTAS), en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

Desde ese año, se han publicado 3 convocatorias dotadas con 130 M€ a finales del año 2025, se ha publicado un nuevo programa denominado MOVES FLOTAS PLUS, mediante Orden TED/1478/2025, de 17 de diciembre, dotado con 50 M€.

Se incentivan proyecto de electrificación integral de la flota, que incluyan, no solo la renovación de los vehículos de combustión por vehículos eléctricos sino también, se incentiva el estudio preliminar de electrificación de las flotas, la instalación de la infraestructura de recarga necesaria en la cochera de la flota y, en su caso, la implantación de nuevos sistemas de gestión de la flota, consecuencia de su electrificación.

Con las tres primeras convocatorias, se han incentivado 17.147 vehículos eléctricos y 3.434 puntos de recarga en las cocheras de las flotas.

12.2. Medidas para facilitar el despliegue de estaciones de recarga privadas.

Todos los programas de incentivos a la movilidad eléctrica hasta el año 2025, (MOVALT, MOVEA, MOVES) han incentivado la recarga privada.

De manera especial, el Programa MOVES III, aprobado por Real Decreto 266/2021, de 13 de abril, incrementó la ayuda a personas físicas para la instalación de recarga privada, así como para actuaciones de preinstalación de recarga en comunidades de propietarios, al 70% del coste subvencionable, pudiendo elevarse al 80% del coste subvencionable para aquellas actuaciones que justifiquen encontrarse en municipios de menos de 5.000 habitantes.

Por otro lado, a nivel normativo y para facilitar la instalación de la recarga privada en comunidades de propietarios, se modificó el artículo 17.5 de la Ley Ley 49/1960, de 21 de julio, sobre Propiedad Horizontal, de manera que se establece que el propietario puede instalar un punto de recarga en su plaza privada sin necesidad de acuerdo comunitario, basta únicamente una comunicación previa a la comunidad.

12.3. Medidas para promover infraestructura de combustibles alternativos en nodos urbanos

Sin determinar en el caso del hidrógeno.

12.4. Medidas para promover el despliegue de puntos de recarga de alta potencia.

Todos los programas de incentivos a la movilidad eléctrica hasta el año 2025, (MOVALT, MOVEA, MOVES) han incentivado la recarga privada.

De manera especial, para recarga de alta potencia, mediante Orden TED/1477/2025, de 17 de diciembre, se aprobaron las bases reguladoras del programa de incentivos a la instalación de infraestructura de recarga de acceso público de vehículos eléctricos ligeros en España (Programa MOVES Corredores de Recarga), en el marco del PRTR.

Este Programa, dotado con 200 M€, incentiva instalaciones de recarga a lo largo de la red RTE-T, de al menos 300 kW de potencia por grupo y al menos 1 punto de 150 kW, en línea con los requerimientos del Reglamento (UE) 2023/1805.

Desde el punto de vista normativa, se ha simplificado la tramitación de estas instalaciones a través de medidas expuestas en el apartado 3.2.1 de este documento.

12.5. Medidas para garantizar que los puntos de recarga contribuyan a la flexibilidad del sistema energético y a la penetración de la electricidad renovable.

De acuerdo con el artículo 36 bis del Reglamento UE 651/2014 por el que se declaran determinadas categorías de ayudas compatibles con el mercado interior en aplicación de los artículos 107 y 108 del Tratado, en los programas de incentivos al despliegue de recarga (MOVES III y MOVES CORREDORES DE RECARGA), se han considerado elegibles los costes subvencionables podrán cubrir los costes de inversión de la producción in situ de electricidad renovable y los costes de inversión de las unidades de almacenamiento para almacenar electricidad renovable, siempre que la capacidad nominal de producción de la instalación de producción de electricidad in situ no exceda de la potencia nominal máxima de la infraestructura de recarga a la que esté conectada.

12.6. Medidas para garantizar que los puntos de recarga y repostaje de acceso público sean accesibles a las personas mayores y personas con discapacidad.

En el Programa MOVES COREDORES de Recarga, se exige, para ser elegibles las instalaciones, que sean accesibles a las personas mayores y a las personas con discapacidad.

12.7. Medidas para el suministro de metano licuado en puertos marítimos

12.7.1. Regulación de pliegos de servicio

Dentro del marco normativo español del sector portuario, la actividad de bunkering, y en particular el bunkering de GNL, es clasificado como un servicio comercial que debe regularse de modo que se garantice el cumplimiento de las condiciones de transparencia y competencia establecidas en el Reglamento Europeo de Servicios Portuarios (*Reglamento (UE) 2017/352 del Parlamento Europeo y del Consejo de 15 de febrero de 2017, por el que se crea un marco para la prestación de servicios portuarios y se adoptan normas comunes sobre la transparencia financiera de los puertos*)

Por lo tanto, la prestación del servicio de suministro de GNL a buques está sujeta a Autorización por parte de las Autoridades Portuarias, debiendo ajustarse su prestación a las condiciones particulares que determine cada Autoridad Portuaria, así como a las demás disposiciones normativas que sean de aplicación.

En este contexto, el organismo público Puertos del Estado ha desarrollado herramientas que tienen por objetivo homogeneizar las condiciones de prestación del servicio en el conjunto del sistema portuario español y agilizar su tramitación administrativa, entre las que destacan:

- *Pliego tipo*: Propuesta de un pliego tipo de condiciones particulares que permitan estandarizar y homogeneizar las condiciones administrativas y técnicas de prestación del servicio en el conjunto del sistema portuario. Se pretende con ello mejorar la seguridad jurídica y reducir la carga administrativa ligada a la autorización del servicio.
- *Guía técnica y de procedimientos*: Documento elaborado en colaboración con la Dirección General de la Marina Mercante que particulariza las mejores prácticas y estándares internacionales al ámbito de los puertos españoles, incluyendo criterios técnicos unificados relativos a requisitos operativos y de seguridad para las distintas modalidades de suministro (truck-to-ship, pipe-to-ship, ship-to-ship), eficiencia de las operaciones y requisitos de acreditación.

Estas iniciativas se enmarcan en un enfoque colaborativo, que incluye la creación de un foro permanente y varios grupos de trabajo con participación de autoridades portuarias, operadores logísticos, navieras y organismos reguladores. El objetivo es asegurar una transición ordenada y eficaz hacia un modelo de suministro de GNL plenamente integrado en la estrategia de descarbonización del transporte marítimo.

12.8. Medidas para el suministro de electricidad en puerto en los puertos marítimos.

12.8.1. Medidas en materia de planificación de las necesidades de potencia eléctrica. Infraestructuras de red

En 2024, el conjunto del sistema portuario de interés general disponía de una potencia eléctrica instalada de 200 MW y registraba un consumo anual de 1 TWh.

Con el fin de garantizar, para el año 2030, el suministro de energía eléctrica a los buques en todos aquellos puertos que cumplan las condiciones establecidas por el AFIR será necesario alcanzar una potencia instalada total de 1,1 GW (sin incluir electrificación de nuevas actividades ni producción de nuevos combustibles en puerto). Esta capacidad deberá permitir atender un consumo adicional de entre 1 y 1,5 TWh anuales respecto al existente.

Para satisfacer los requerimientos de potencia y energía asociados al servicio OPS, resulta imprescindible, por una parte, que los reguladores de las redes de transporte y distribución incorporen esta nueva demanda en la planificación de sus infraestructuras; y, por otra, que las Autoridades Portuarias integren en su planificación el desarrollo de las redes eléctricas necesarias para distribuir la energía hasta los muelles.

Las actuaciones siguientes permitirán garantizar la disponibilidad de potencia suficiente para el despliegue de instalaciones OPS en los principales puertos de la red TEN-T en España.

12.8.1.1. Planificación de las redes de transporte y distribución eléctrica. Perspectiva del sector eléctrico

La potencia necesaria para el despliegue del OPS en los puertos supera, con frecuencia, la capacidad disponible en las redes de distribución. En consecuencia, resulta imprescindible reforzar tanto las redes de transporte como las de distribución eléctrica. Estos refuerzos solo pueden llevarse a cabo si las necesidades de potencia asociadas al OPS se incorporan de forma explícita en la planificación de dichas redes.

- **Planificación de la Red de Transporte.**

Las necesidades de potencia y energía asociadas al servicio OPS se han incorporado al esquema de participación pública del proceso de Planificación de la Red Eléctrica de Transporte para el horizonte 2030, con el objetivo de garantizar que el desarrollo de la red contemple las nuevas demandas previstas.

Asimismo, se ha establecido un marco de coordinación entre Puertos del Estado, la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) para analizar la forma óptima de atender los requerimientos de potencia del servicio OPS desde las redes de transporte y distribución.

Asimismo, conviene señalar que en estos momentos se encuentran en avanzado estado de tramitación la planificación de la red de transporte de electricidad con horizonte 2030. En esta propuesta se atienden las peticiones que han manifestado tanto los puertos como Puertos del Estado para atender el OPS.

- **Planes de inversión de redes de distribución.**

Con carácter general, la energía demandada por los sistemas OPS se suministrará desde las redes de distribución que gestionan las empresas distribuidoras de electricidad, bien directamente desde las redes de distribución que operan en los puertos y su entorno, o indirectamente en el caso de las redes de distribución que gestionan directamente las Autoridades Portuarias.

En este contexto, se ha establecido un marco de coordinación entre Puertos del Estado, las Autoridades Portuarias y las principales empresas distribuidoras que operan en España

(i+DE, e-distribución, UFD y E-Redes), con el objetivo de que incorporen esta nueva demanda en la planificación y el desarrollo de sus redes, especialmente en aquellos proyectos que requieran reforzar sus conexiones con la red de transporte.

A diferencia de las redes de transporte de energía eléctrica, las redes de distribución no son planificadas, si bien las empresas deben presentar anualmente un plan de inversión que debe ser aprobado por la Secretaría de Estado de Energía. En julio de 2026 se publicó el Real Decreto 640/2026, de 29 de julio, por el que se regulan los planes de inversión de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Este real decreto tiene como innovaciones la introducción de un procedimiento más participativo y servirá para movilizar la inversión necesaria para alimentar las peticiones firmes de demanda entre la que se encontrará el OPS de los puertos.

- **Reserva de capacidad de redes de distribución (solicitudes de acceso y conexión)**

En la actualidad, las Autoridades Portuarias están formalizando las solicitudes de acceso y conexión a las redes de distribución eléctrica con el fin de disponer de la potencia necesaria para el despliegue de las instalaciones de suministro eléctrico a buques (OPS) en los puertos.

A este respecto, conviene señalar que el Real Decreto-Ley 7/2026, de 20 de marzo, por el que se aprueba el Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio, en su artículo 13, relativo a las “Condiciones particulares de aplicación en los procedimientos de obtención de los permisos de acceso y conexión para proyectos considerados de alta prioridad”, ha clasificado a las instalaciones de alimentación eléctrica de buques en puertos, como instalaciones de alta prioridad, a los efectos de la obtención de permisos de acceso y conexión por parte del gestor de la red.

12.8.1.2. Planificación de las redes de transporte y distribución eléctrica. Perspectiva del sector eléctrico

Las autoridades Portuarias, como gestoras del dominio público portuario, tienen entre sus funciones y competencias el desarrollo de las infraestructuras básicas que benefician al conjunto de los usuarios del puerto. En este marco, las Autoridades Portuarias están asumiendo, por regla general, el desarrollo de las infraestructuras eléctricas necesarias para transportar la energía desde las subestaciones hasta las terminales portuarias o los muelles.

Ello se entiende sin perjuicio de la posible cesión posterior de dichas instalaciones a las empresas distribuidoras, para que estas se encarguen de su gestión y mantenimiento, conforme a lo previsto en el artículo 39 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y teniendo en cuenta, además, las limitaciones relativas al uso del dominio público portuario establecidas en el Real Decreto Legislativo 2/2011, de 5 de septiembre, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Puertos del Estado y de la Marina Mercante (TRLPEMM).

En consecuencia, la construcción de las subestaciones y líneas eléctricas necesarias para atender el consumo de los sistemas OPS se integra actualmente en los planes de inversión y en los planes de empresa de las Autoridades Portuarias.

12.8.2. Medidas relativas a la concesión de permisos y explotación de las instalaciones OPS.

La casuística en el desarrollo y explotación de instalaciones OPS es amplia; sin embargo, los modelos habituales pueden agruparse en los siguientes esquemas que repercuten en la gestión financiera de las inversiones necesarias para el desarrollo de las infraestructuras e instalaciones OPS. La correcta caracterización de estos modelos es relevante, por tanto, para la viabilidad de los desarrollos y debe analizarse caso a caso:

- **Inversión y explotación privada.**

En terminales donde el suministro eléctrico a buques constituye una demanda significativa o un elemento estratégico de la operación, puede existir interés privado en construir y explotar instalaciones OPS.

- Si la terminal está gestionada mediante concesión, el concesionario podrá ejecutar y operar la instalación solicitando una modificación del objeto y del ámbito de su concesión, así como la licencia para la prestación del servicio.
- Si la terminal no está concesionada, o el concesionario no desea prestar el servicio, la Autoridad Portuaria podrá otorgar una concesión a un tercero. Esta concesión podrá adjudicarse mediante competencia de proyectos, a solicitud de una empresa interesada; o bien mediante concurso, cuando exista interés por parte de varias empresas.

- **Inversión pública y explotación privada.**

Cuando la inversión necesaria en la instalación OPS constituya una barrera para la entrada de iniciativa privada, la Autoridad Portuaria puede construir la instalación y ceder su explotación a un tercero, cobrando por ello las correspondientes tasas.

- Si la terminal está gestionada por un concesionario con conexión física con la instalación OPS, este podrá integrar la instalación OPS en su concesión, previa modificación de su objeto y ámbito, y obtención de la licencia correspondiente.
- Si no existe concesionario, o este no desea prestar el servicio, la Autoridad Portuaria podrá otorgar a un tercero una concesión y licencia para la explotación. En este caso, dado que la instalación ha sido total o parcialmente financiada por la Autoridad Portuaria, resultara preferible la adjudicación mediante concurso.

- **Inversión y explotación por la Autoridad Portuaria.**

Cuando no exista interés privado, ya sea por falta de rentabilidad o por la complejidad técnica del proyecto, la Autoridad Portuaria podrá asumir tanto la construcción como la explotación de las instalaciones OPS. La explotación podrá desarrollarse mediante un contrato de servicios; o bien mediante una sociedad participada constituida al amparo de lo previsto en el artículo 36.7 de la Ley de Movilidad Sostenible.

12.9. Medidas en materia de contratación pública en el desarrollo portuario

La ejecución de las actuaciones necesarias para desplegar el servicio de OPS en los puertos deben tener en cuenta aspectos singulares y específicos, tanto en materia de diseño técnico de las instalaciones, como en contratación. Seguidamente se analizan estos aspectos diferenciando entre proyectos de desarrollo de la red de distribución y proyectos de desarrollo de instalaciones OPS. En relación con todos estos aspectos, que pueden suponer en mayor o menor medida barreras para el desarrollo del mercado, se están acometiendo acciones de distinta índole para facilitar el desarrollo de los proyectos.

12.9.1. Ejecución de proyectos de redes de distribución

El diseño de las redes de distribución eléctrica destinadas a suministrar energía a las instalaciones OPS en muelle debe realizarse considerando los siguientes condicionantes técnicos:

- **Cesión a empresas distribuidoras:** las redes de distribución que alimenten los sistemas OPS deben ser diseñadas y construidas conforme a los estándares de calidad establecidos por la empresa distribuidora correspondiente, a fin de posibilitar su posterior cesión. Este criterio se aplica igualmente a aquellas redes que, por razones técnicas, deban conectarse a infraestructuras eléctricas internas gestionadas por las Autoridades Portuarias. Con ello se garantiza la viabilidad de una eventual cesión integral de la red, así como la compatibilidad técnica y normativa entre ambas infraestructuras.
- **Modelo de explotación:** el diseño de la red debe ser coherente con el modelo de explotación previsto, procurando, siempre que resulte técnicamente viable, que cada muelle disponga de un Código Universal de Punto de Suministro (CUPS) independiente. Esta configuración permite a las empresas operadoras de instalaciones OPS contratar la potencia eléctrica aplicando el peaje específico previsto para estos sistemas y acceder directamente al mercado eléctrico. Ambos aspectos, como se detallará más adelante, resultan determinantes para la rentabilidad y viabilidad económica del servicio OPS. Asimismo, esta estructura de red facilita que las empresas concesionarias puedan ejecutar o gestionar directamente las instalaciones en sus áreas de operación.

Por otro lado, cuando una Autoridad Portuaria desarrolla una nueva línea de distribución para atender las necesidades de las instalaciones OPS, suele ser necesario acometer actuaciones de adaptación o refuerzo en las subestaciones de las empresas distribuidoras. Estas actuaciones únicamente pueden ser ejecutadas por dichas compañías, lo que introduce condiciones especiales que deben considerarse en la contratación de los proyectos:

- **Ejecución por empresas distribuidoras:** la actividad de distribución eléctrica constituye un monopolio natural sujeto a regulación, conforme a lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. En este marco, las extensiones o refuerzos de red necesarios para atender nuevos suministros o ampliaciones deben ser financiados por el solicitante, según lo dispuesto en los artículos 21 y 25 del Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico. Además, la empresa

distribuidora es el único agente autorizado para ejecutar actuaciones de extensión o refuerzo sobre sus propias instalaciones (art. 40 de la Ley 24/2013).

En consecuencia, cuando estas actuaciones deban ser realizadas directamente por la distribuidora, surge la necesidad de abordar desde la contratación procedimientos de adjudicación directa, plenamente justificada por las razones normativas expuestas.

- **Ejecución por empresas de servicios:** En los casos en que la ejecución se encomiende a empresas de servicios, el diseño y proyecto de extensión de red deberá garantizar que las instalaciones cumplan los estándares técnicos y de calidad establecidos por la empresa distribuidora de la zona.

12.9.2. Ejecución de instalaciones de OPS por parte de Autoridades Portuarias.

En aquellos casos en los que una Autoridad Portuaria desarrolle la instalación de suministro de OPS es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos:

- **Contratación del proyecto y ejecución:** las instalaciones OPS se caracterizan por su naturaleza innovadora y su elevada complejidad técnica, por lo que resulta razonable abordar su desarrollo mediante la contratación conjunta de la redacción del proyecto, la ejecución de la obra y el mantenimiento de las instalaciones.

Este modelo de contratación cuenta con el respaldo jurídico del artículo 234 de la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público, que permite la contratación conjunta de la elaboración del proyecto y la ejecución de la obra, con carácter excepcional, cuando así lo exijan razones técnicas o las características y dimensión de la actuación. Esta modalidad requiere, no obstante, la elaboración previa de un anteproyecto por parte de la entidad que licita el contrato (en este caso la Autoridad Portuaria).

- **Condiciones técnicas y operativas:** Es aconsejable que la contratación de la redacción del proyecto y la ejecución de las instalaciones OPS vaya precedida de un anteproyecto que analice en detalle los siguientes aspectos: las necesidades de potencia y consumo de los buques que operan en el muelle; los posibles modelos de explotación de la instalación OPS; los condicionantes derivados de las características de la infraestructura portuaria; la integración de la instalación con la operativa desarrollada en la terminal; los factores que puedan afectar la seguridad de la actividad; y la compatibilidad e integración de la instalación con la infraestructura de suministro eléctrico existente o planificada.

Con este propósito, Puertos del Estado ha elaborado una guía que recoge recomendaciones técnicas y administrativas destinadas a orientar la redacción de este tipo de documentos.

13. Resumen de las políticas y los objetivos nacionales no cubiertos por los objetivos de despliegue obligatorio según AFIR

13.1. Despliegue de la infraestructura de combustibles alternativos en los puertos marítimos, distintas de las de suministro de metano licuado y electricidad en puerto, destinadas a ser utilizadas por buques de navegación marítima como el hidrógeno, el amoniaco, el metanol y la electricidad.

13.1.1. Consumo de combustibles en el tráfico marítimo internacional

Según se menciona en el documento MEPC 82/6/38 de IMO, durante el año 2023 los barcos de más de 5000 GT de la flota internacional consumieron 211 millones de toneladas de combustible, lo cual supone entorno a un 4,5% del combustible consumido en ese año (96.376 millones de barriles/día, = 4.78 mil millones de toneladas). De los 211 millones de toneladas de combustible consumidos en 2023 el 93,54% fueron combustibles convencionales de origen fósil, y un 6,6% fueron combustibles alternativos.

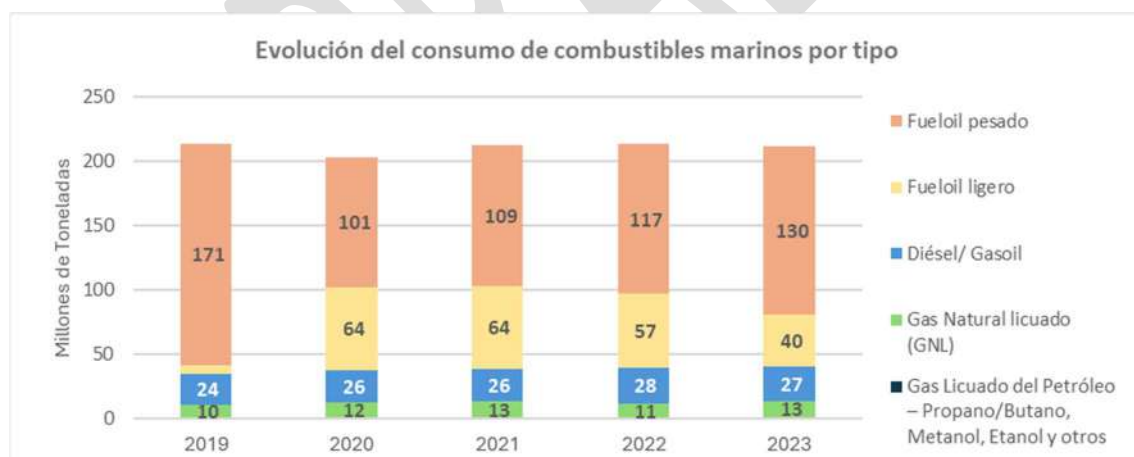


Figura 14. Evolución del consumo de combustibles marino por tipo, en barcos de más de 5.000 GTs (OMI)

La cuota de mercado para los combustibles alternativos es aún reducida frente a los combustibles convencionales, si bien se aprecia una tendencia creciente habiendo pasado de suponer el 5% del total suministrado en 2019 al 6,5% en 2023. Siendo principalmente GNL el 94% de los combustibles alternativos utilizados en el transporte marítimo en 2023 (casi trece millones de toneladas)

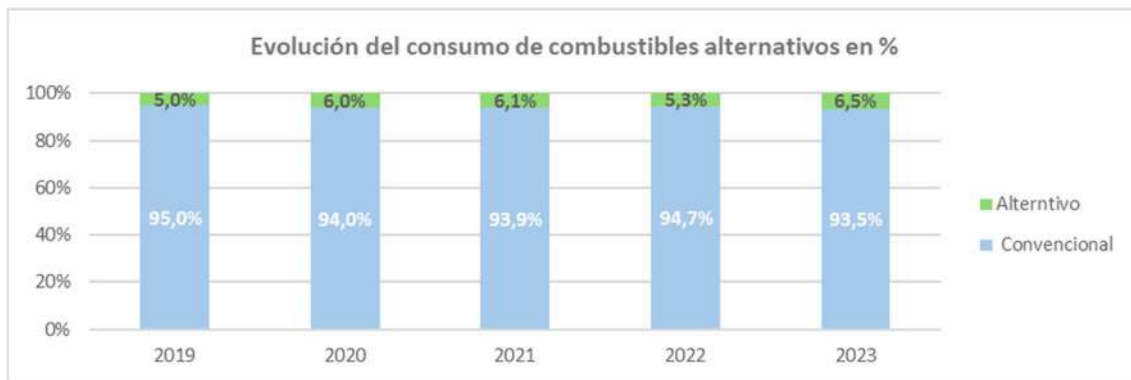


Figura 15. Evolución del consumo de combustibles alternativos en %, en barcos de más de 5.000 GTs (OMI)

Dentro de los combustibles alternativos distintos al GNL, cabe destacar el progresivo aumento experimentado en los últimos años por los biocombustibles y el metanol.

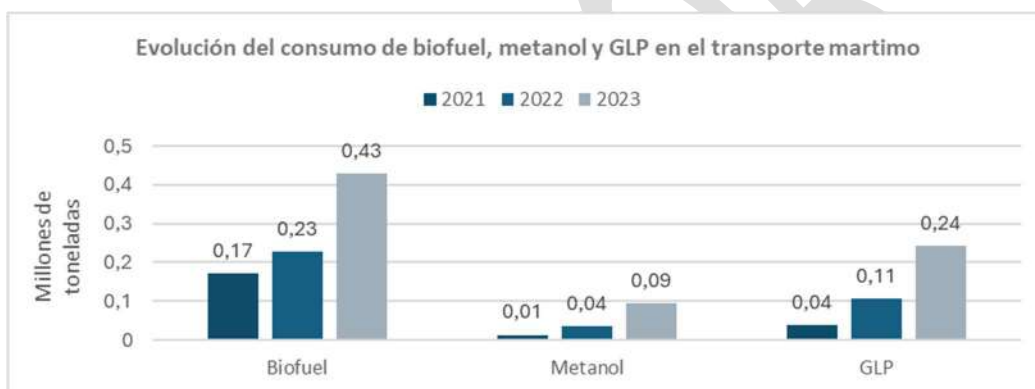


Figura 16. Evolución de combustibles alternativos distintos al GNL en barcos de más de 5000 GT (OMI)

13.1.2. La actividad de bunkering en los puertos españoles

Los puertos españoles desempeñan un papel fundamental en el suministro de combustibles al tráfico marítimo internacional. Su posición geográfica, y la importancia de algunos de sus puertos en rutas internacionales de movimiento de contenedores, convierten a España en un país clave en las operaciones de suministro de combustible a barcos (bunkering).

De hecho, los puertos españoles suministraron el 5% de los 211 millones de toneladas de combustible consumido por el tráfico marítimo a nivel mundial en 2023 para barcos de más de 5000 GTs. En este sentido, cabe destacar que los puertos de Algeciras y Las Palmas se encuentran entre los 20 primeros puertos del mundo por volumen de bunkering; estando, a nivel europeo, solo por detrás de Rotterdam y Amberes.

En 2024, la Autoridad Portuaria de la Bahía de Algeciras suministró, a través de empresas que operan con licencias, más de 3 millones de toneladas de combustible, liderando al Sistema Portuario Español por el número de toneladas de combustible suministrado, seguida por Las Palmas y Barcelona.



Figura 17. Evolución del avituallamiento de combustibles líquidos en España. Fuente: Puertos del Estado

Por otro lado, la evolución de la actividad de avituallamiento de combustible en los puertos españoles presenta un incremento continuado en el tiempo, habiendo pasado esta actividad de un suministro de 4 millones de toneladas en 1962, a 10 millones de toneladas en 2024; si bien el mayor incremento de esta actividad se ha experimentado en el periodo 1997-2024 en el cual se ha pasado de 5 millones de toneladas a 10 millones de toneladas.

13.1.3. Papel de los puertos españoles en la producción y logística de nuevos combustibles

Las materias primas de carácter energético y sus productos derivados representan aproximadamente el 45% de las mercancías desembarcadas en los puertos y el 30% de las mercancías embarcadas. Los puertos constituyen, por tanto, el principal punto de entrada y salida de productos energéticos en España. Por ello, la práctica totalidad de las refinerías españolas se ubican en su entorno inmediato, con la única excepción de la refinería de Puertollano.

Por su capacidad para integrar las cadenas de transporte marítimo con las de transporte terrestre —carretera, ferrocarril y tubería—, así como por su función como espacios donde confluyen de forma sinérgica diversas actividades industriales, los puertos y su entorno inmediato están llamados a desempeñar un papel fundamental en el desarrollo de los nuevos combustibles y, en consecuencia, en la transformación del sector energético-industrial español.

En esta línea, varias plantas de producción de biocombustibles ya se encuentran ubicadas en entornos portuarios, lo que les proporciona un acceso eficiente a materias primas y una logística diversificada para la distribución de sus productos, tanto a escala nacional como internacional. Entre las más destacadas se encuentran:

- **Puerto de Bilbao:** Planta Bunge/Acciona de biodiesel ubicada en el Puerto de Bilbao, con capacidad para producir hasta 200.000 toneladas de FAME al año.
- **Puerto de Castellón:** Planta Masol Iberia Biofuel ubicada en la dársena sur del Puerto de Castellón, con capacidad para producir hasta 600.000 toneladas de biodiésel al año.

- **Puerto de Cartagena-Escombreras:** Planta Vertex Bioenergy Cartagena de bioetanol localizada en el Valle de Escombreras, dentro del área industrial asociada al Puerto de Cartagena, con una capacidad estimada en torno a 150.000 toneladas anuales.
- **Puerto de Cartagena-Escombreras:** Planta Repsol Renovables Cartagena de biocombustibles situada en el Valle de Escombreras, vinculada al Puerto de Cartagena, con capacidad para producir hasta 250.000 toneladas al año.
- **Puerto de Ferrol:** Planta Masol Iberia Biofuel de biodiésel situada en el Puerto de Ferrol (Caneliñas), con una capacidad aproximada de 300.000 toneladas anuales.
- **Puerto de Huelva:** Planta Bio-Oils Huelva de biodiésel situada en el polígono industrial Nuevo Puerto, conectada por tubería con los pantalanes del Puerto de Huelva y con una capacidad de producción de hasta 500.000 toneladas anuales.
- **Puerto de Sevilla:** Planta Biotrading Sevilla vinculada al área industrial del Puerto de Sevilla, con capacidad para producir 50.000 toneladas año de FAME.

Adicionalmente, y en coherencia con esta tendencia, existen actualmente diversos proyectos orientados a la producción de combustibles alternativos en el entorno de varios puertos españoles. En la mayoría de los casos, estas iniciativas se apoyan en las infraestructuras portuarias para las tareas de almacenamiento, logística y transporte.

A continuación, se presentan las principales iniciativas que se han hecho públicas (por tanto sin carácter limitativo) en las que los puertos españoles actúan como polos logístico-industriales asociados a nuevos proyectos para la producción de combustibles alternativos.

- **Hidrógeno verde**
 - **Puerto de la Bahía de Algeciras:** Proyecto desarrollado en las proximidades del puerto e integrado en el Valle Andaluz del Hidrógeno, es promovido por Moeve y EDP Renewables, con una capacidad de hasta 1GW de electrolisis. El proyecto se encuentra en una fase avanzada de tramitación de permisos.
 - **Puerto de Bilbao:** Proyecto Basque Hydrogen enmarcado en el Basque Hydrogen Corridor promovido por Petronor en su instalación del puerto. En su primera fase, con puesta en operación en 2026, se prevé producir 1.600 toneladas de hidrógeno, con una inversión de 44 M€. La instalación cuenta con decisión firme de inversión.
 - **Puerto de Cartagena-Escombreras:** En el complejo de Escombreras, Repsol y Enagas Renovable desarrollan un electrolizador de 100 MW que producirá unas 15.000 toneladas anuales de hidrógeno. Prevé entrar en funcionamiento en 2029, tras una inversión superior a 300 millones de euros y con ayudas IPCEI cercanas a 155 M€. Cuenta con decisión firme de inversión.
 - **Puerto de Castellón:** Proyecto Castellón Green Hydrogen promovido por BP e Iberdrola prevé la producción de 2.800 toneladas de hidrógeno verde al año destinados a la refinería de BP, con entrada en operación a finales de 2026, y una inversión de más de 70 M€. La instalación cuenta con decisión firme de inversión.
 - **Puerto de Huelva:** El proyecto Onuba, primera fase del Valle Andaluz del Hidrógeno Verde promovido por Moeve, se desarrolla en el entorno de puerto y contempla la producción de hasta 300.000 toneladas de hidrógeno, con una entrada en servicio prevista para 2026 y un despliegue total proyectado hacia 2028. La iniciativa forma

parte de una inversión global superior a 3.000 M€ y ha recibido 304 M€ en ayudas públicas.

- **Amoniac verde**

- **Puerto de la Bahía de Algeciras:** Proyecto Planta de amoniac verde promovido en el entorno del puerto por la empresa Moeve, prevé una producción de más de 600.000 toneladas anuales de amoniac, con entrada en servicio entre 2027 y 2030. El proyecto cuenta con una inversión cercana a 1.000 M€ con una ayuda europea de 29 M€ y se encuentra en tramitación ambiental.
- **Puerto Exterior de A Coruña:** Proyecto Armonia Green Galicia promovido en el puerto por la empresa Ignis, prevé la producción de hasta 725.000 toneladas anuales de amoniac, con entrada en servicio entre 2027 y 2030. La inversión prevista es de 380 M€ y ha sido declarado iniciativa empresarial prioritaria.
- **Puerto de Castelló:** Proyecto Armonia Green Comunitat Valenciana promovido en el entorno del puerto por la empresa Ignis, que prevé la producción de hasta 860.000 toneladas anuales de amoniac, con entrada en operación entre 2027 y 2031. El proyecto prevé una inversión de 1.400 M€ y se encuentra en tramitación ambiental.
- **Puerto de Sevilla:** Proyecto Armonia Green Sevilla promovido en la zona franca del puerto por Ignis, que prevé producir más de 250.000 toneladas anuales de amoniac a partir de 2025. El proyecto supone una inversión de 1.800 M€, con un respaldo de 97,3 M€ del Banco Europeo del Hidrogeno; habiendo solicitado el promotor concesión en el puerto.

- **Metanol Verde**

- **Puerto de Ferrol.** Proyecto Triskelion en el Puerto de Ferrol promovido por Forestal del Atlántico, prevé la producción de más de 40.000 toneladas de metanol, a partir de 2028, con una inversión de 180 M€ respaldadas por una subvención de 49 M€ del Innovation Fund. El proyecto cuenta con suelo portuario y DIA ya aprobada.
- **Puerto de Gijón:** Proyecto Musel GreenMet, promovido en el Puerto de Gijón por HyFive y White Summit Capital en el Puerto, prevé la producción de 100.000 toneladas anuales de metanol verde, con entrada en operación en 2027, y una inversión de más de 250 M€, respaldados por una subvención de 15 M€ del programa Pioneros H2. El proyecto ya ha iniciado tramitaciones administrativas y ambientales.
- **Puerto de Huelva:** Proyecto Planta de Metanol del Puerto de Huelva promovido por Moeve y C2X (Maersk) prevé una producción de más de 300.000 toneladas anuales de metanol verde, con entrada en servicio en torno a 2028. El proyecto supone una inversión estimada de 1.000 M€ y cuenta con disponibilidad de suelo portuario.
- **Puerto de Huelva:** Proyecto MetGreenPort promovido en el Puerto de Huelva por el Grupo Anasol, prevé la producción de 150.000 toneladas anuales de metanol verde, con entrada en operación en 2027. El proyecto supone una inversión superior a 500 M€, cuenta con disponibilidad de suelo portuario, y ha iniciado tramitaciones administrativas y ambientales.
- **Puerto de Tarragona:** Proyecto Sophya/HyBERBUS situado en el entorno de puerto prevé la producción de 125.000 toneladas de metanol al año, a partir de 2029, con

una inversión de 320 M€ y una subvención de 57,7 M€. Aún pendiente de iniciar trámites administrativos y ambientales.

- **Biocombustibles avanzados**

- **Puerto de Huelva:** Proyecto de Planta de Biocombustible promovido por Moeve en el entorno del puerto, con una producción inicial prevista en 500.000 toneladas año de HVO y SAF, y entrada en servicio en 2026. El proyecto supone una inversión de 1.200 M€ y se encuentra en una fase avanzada de desarrollo.

- **Biometano**

- **Puerto de Bilbao:** Proyecto Planta de Biometanización Metabarri en el entorno del Puerto de Bilbao, prevé la producción de 4 millones de m³ normalizados de biometano (43,6 GWh) al año, mediante el tratamiento de residuos municipales. La instalación entrara en funcionamiento a finales de 2026 con una inversión de 20 M€.

13.1.4. Análisis de escenarios de demanda y producción

- **Proyección del consumo de combustibles marinos a 2030 y 2040**

Tal y como se expuso en el apartado 13.1.1, el consumo mundial de combustibles para uso marino se ha mantenido relativamente estable, en torno a los 211 millones de toneladas, desde 2019. Esto contrasta con el hecho de que, en ese mismo periodo, el número de buques a nivel global ha aumentado un 15% (UNCTAD Stat, junio de 2025).

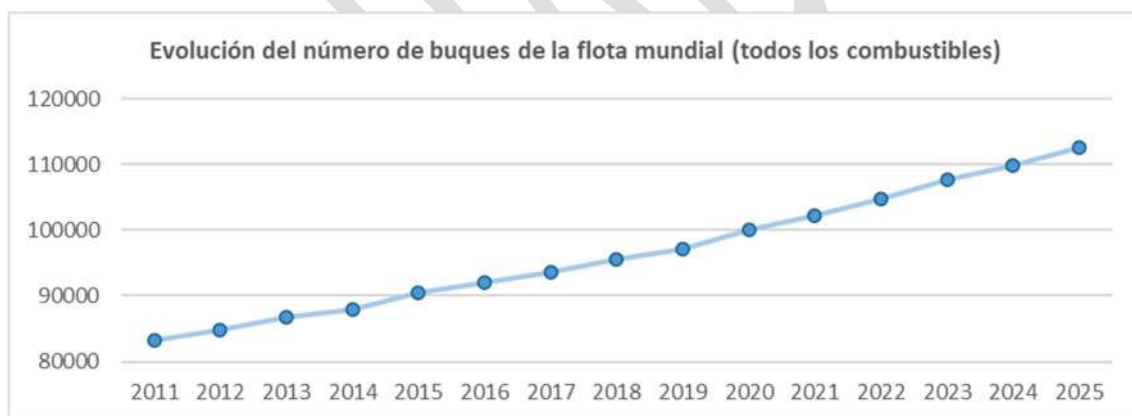


Figura 18. Evolución del número de buques de la flota mundial. Fuente: UNCTAD

Este comportamiento puede explicarse por la introducción de nuevas configuraciones de buques más eficientes, junto con una reducción progresiva de la velocidad operativa en la mayor parte de los segmentos (con la excepción de los portacontenedores de mayor tamaño). Ambos factores han contribuido a que el consumo total de combustible permanezca estable, y permiten prever que esta tendencia se mantenga, al menos, a medio plazo.

Por otra parte, la incertidumbre respecto a la adopción futura de combustibles alternativos está provocando un progresivo envejecimiento de la flota mundial. Si la tendencia actual se mantuviera, para 2030 la edad media de la flota superaría los 25 años, acercándose así a su vida útil promedio.

En este contexto, y considerando tanto el endurecimiento de las restricciones medioambientales como el deterioro progresivo de la flota, se anticipa un proceso de renovación profunda entre 2030 y 2040. Esta renovación dará lugar a la incorporación de buques significativamente más eficientes, aunque previsiblemente operarán a velocidades ligeramente superiores a las de las unidades actuales más veteranas.

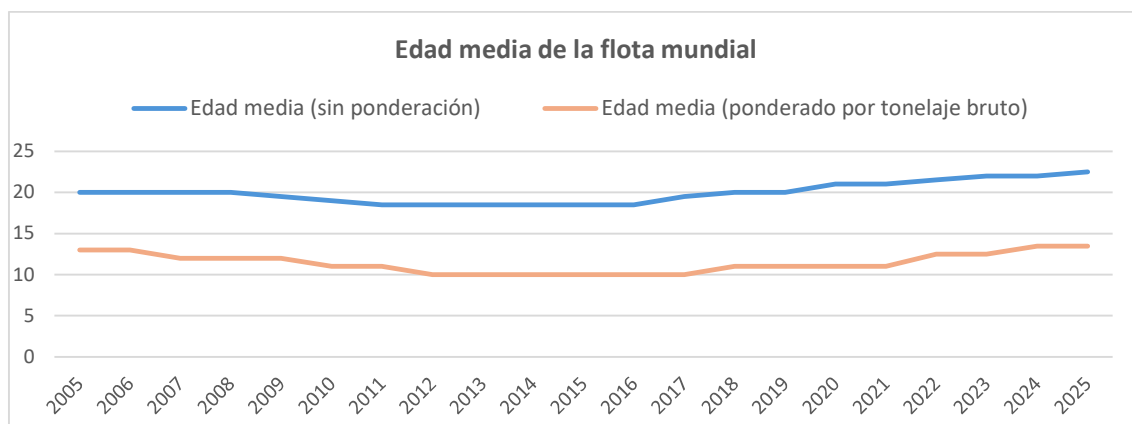


Figura 19. Evolución de la edad media de la flota mundial de buques (Fuente: UNTAD basados en datos de Klarksons Reserchs)

- **Objetivos de descarbonización del transporte marítimo en los horizontes 2030 y 2040 establecidos en FUEL-EU**

Aunque los niveles de descarbonización que la OMI prevé introducir bajo el marco NZF serán más exigentes que los establecidos por FuelEU Maritime, hasta que dichos objetivos se aprueben definitivamente —y a la espera de una posible armonización entre ambos marcos regulatorios—, se adoptarán como referencia los límites establecidos en el artículo 4.2 del Reglamento FuelEU.

Este reglamento fija para el año 2020 un valor de referencia de 91,16 gCO₂e/MJ como intensidad media anual de emisiones de gases de efecto invernadero asociada a la energía utilizada a bordo por un buque. A partir de esta referencia, el límite máximo permitido se determinará aplicando, al valor de referencia de 2020, las siguientes reducciones porcentuales:

Año	% reducción	Límite superior (gCO ₂ e/MJ)
2025	2,0 %	89,34
2030	6,0 %	85,69
2035	14,5 %	77,94
2040	31,0 %	62,90
2045	62,0 %	34,64
2050	80,0 %	18,23

Tabla 23. Límite máximo permitido de la intensidad media anual de emisiones según las reducciones anuales. Fuente: artículo 4.2 del Reglamento FuelEU/Puertos del Estado

- **Proyecciones de utilización de combustibles alternativos estimadas a partir de la cartera de pedidos de buques y de tendencias globales de consumo.**

Las previsiones más robustas sobre la adopción de combustibles alternativos en el sector marítimo son, en general, de corto plazo, ya que se basan fundamentalmente en el número de pedidos de nuevos buques con una determinada motorización. En este sentido el siguiente gráfico muestra la evolución hasta 2033 del número de barcos adaptados al uso de diferentes combustibles alternativo, con base en la cartera de pedidos en astilleros.

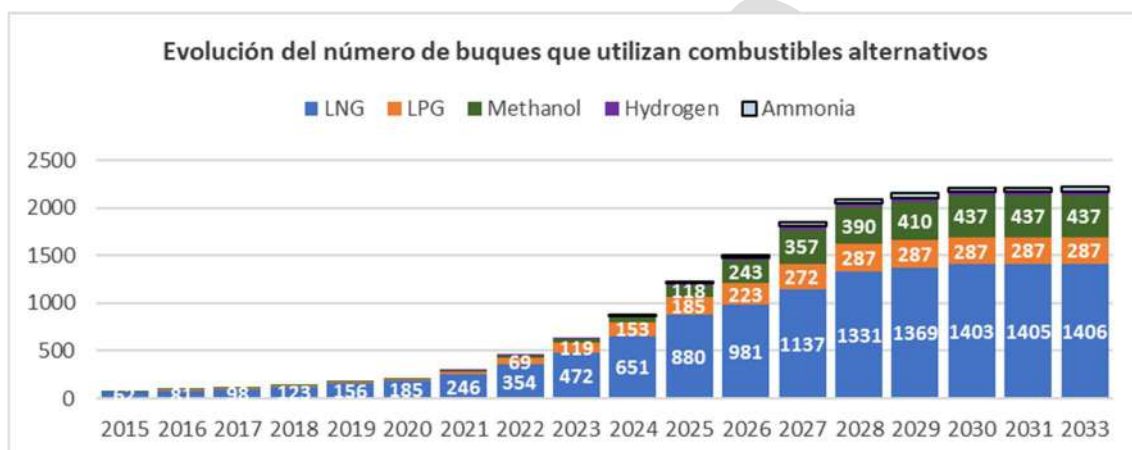


Figura 20. Evolución del número de buques que utilizan combustibles alternativos. Fuente: AFI DNV (sept 2025)

Dado el tiempo de maduración tecnológica de los motores propulsados por hidrógeno o amoniaco —al margen de la disponibilidad efectiva de estos combustibles—, no se espera una penetración significativa antes de 2030, por lo que su consumo seguirá siendo marginal durante la próxima década.

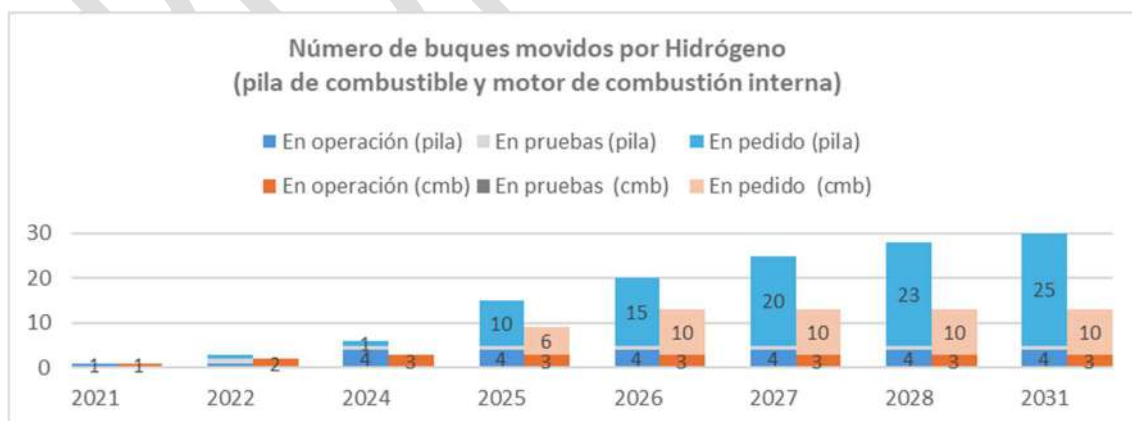


Figura 21. Número de buques que usan Hidrogeno como combustible. Fuente AFI DNV (sept 2025)

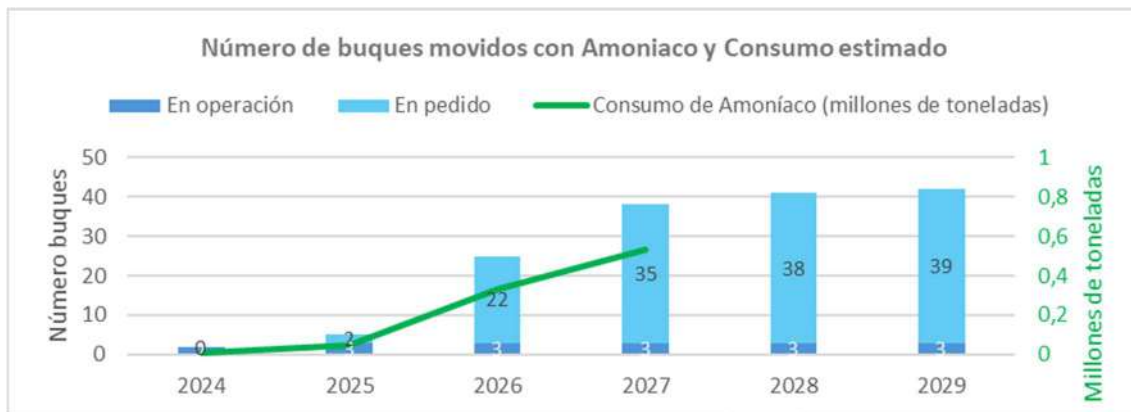


Figura 22. Número de buques que usan amoníaco como combustible y consumo estimado. Fuente AFI DNV (sept 2025)

En contraste, las perspectivas para el metanol son más favorables. La cartera actual de pedidos permite prever que, hacia 2030, su consumo alcanzará niveles apreciables, equivalentes aproximadamente a un tercio de la energía que se prevé suministrar mediante GNL a escala mundial en esa fecha.

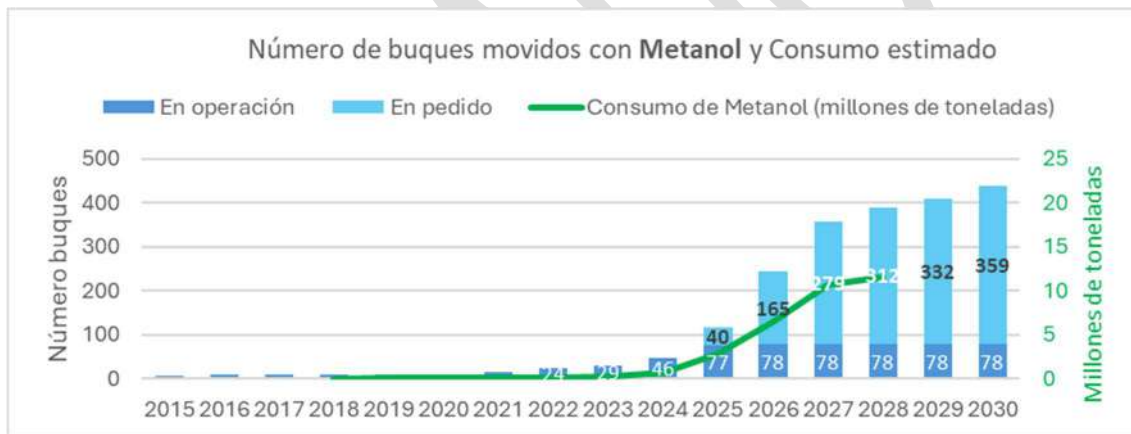


Figura 23. Número de buques que usan Metanol como combustible y consumo estimado. Fuente AFI DNV (sept 2025)

No obstante, estas estimaciones —centradas en horizontes temporales que rara vez superan 2032— resultan insuficientes para evaluar el impacto a largo plazo de FuelEU Maritime. Por ello se han analizado previsiones con un alcance más amplio, hasta 2050, elaboradas por diferentes organismos.

La primera procede del American Bureau of Shipping, que anticipa una implantación significativa del amoníaco y otros derivados del hidrógeno a partir de 2035. Según su escenario, en 2050 estos combustibles representarían casi un tercio del total utilizado por la flota mundial.

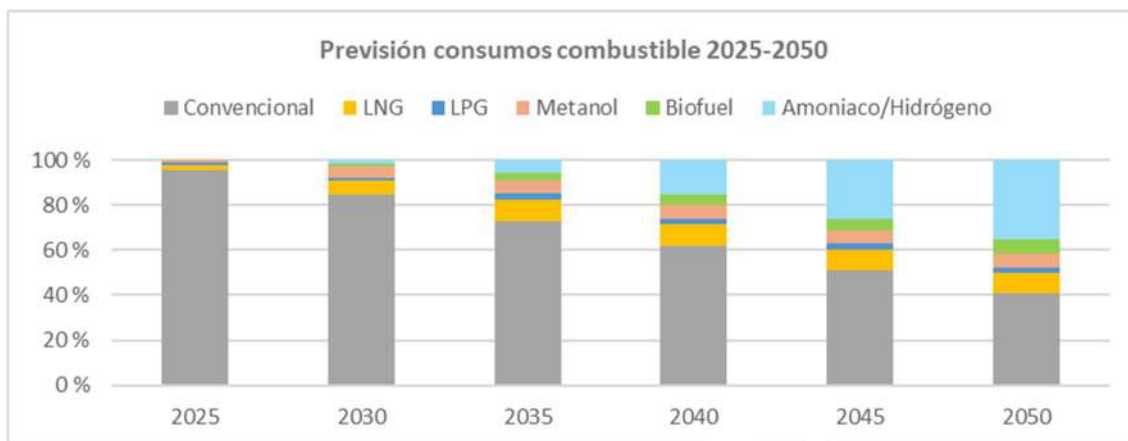


Figura 24. Previsión de consumos de combustibles 2025-2050 Fuente American Bureau of Shipping

Por su parte, las estimaciones de DNV incorporan fuentes de energía no consideradas en la previsión anterior, como la electricidad (baterías) y la energía nuclear. Además, reducen casi a la mitad la cuota prevista de amoniaco, incrementan la participación del metanol y los biocombustibles, y contemplan la implantación de sistemas de captura de CO₂ a bordo a partir de 2040, lo que contribuirá a la reducción global de emisiones.

Finalmente, la previsión de la IEA (International Energy Agency) difiere notablemente de las anteriores: no contempla el uso de GNL, asigna un papel muy limitado al metanol y, en cambio, otorga un peso predominante al hidrógeno y al amoniaco, que alcanzarían conjuntamente el 60% del consumo energético en 2050. Los cuales, junto con los biocombustibles (19%), constituirían las principales opciones energéticas a largo plazo.

Dada la marcada disparidad entre los distintos escenarios, se ha optado por emplear como base la previsión del American Bureau of Shipping, al considerarse la más realista y alineada con las tendencias detectadas en las carteras de pedidos de barcos; si bien, dicha estimación, requiere ajustes para reflejar con mayor precisión la situación española. Con este fin, se ha incorporado la contribución de la conexión eléctrica en puerto (OPS), que en España se estima alcanzará alrededor del 2% del suministro energético total a buques en 2030, así como un aumento gradual del uso de biocombustibles (bio-LNG, biodiésel). La participación de estos últimos se ha calibrado para aproximarse a los objetivos de penetración (subcuotas) marcadas por la regulación para el sector del transporte en 2030 (5,5%) y, al mismo tiempo, permitir el cumplimiento de FuelEU en 2050, evitando así recurrir a incrementos poco realistas del consumo de energía nuclear o de volúmenes masivos de combustibles basados en hidrógeno cuya disponibilidad y coste a fecha de hoy son aún inciertos.

- **Proyecciones de utilización de combustibles alternativos en puertos españoles estimados a partir de objetivos de descarbonización**

En el apartado anterior se indicó la necesidad de adaptar las proyecciones de consumo de combustibles alternativos realizadas por el American Bureau of Shipping a los compromisos de descarbonización asumidos por España.

No obstante, para poder construir dicha proyección es necesario transformar las proyecciones a emisiones. Esto permitirá evaluar las reducciones de intensidad de carbono equivalente por unidades de energía. Para lograr dicho objetivo se introducen los dos supuestos metodológicos que se detallan a continuación:

- Distribución de combustibles convencionales: El estudio de referencia indica únicamente el porcentaje total de combustibles fósiles convencionales, sin desglosar su composición interna (HSFO, MGO, MDO, etc.). Dado que aún no se dispone del desglose completo para el Sistema Portuario de Titularidad Estatal (previsto para 2027), se ha recurrido a los datos de suministro de los tres principales HUBs mundiales —Singapur, Rotterdam y Fujairah— que representan en torno al 33% del suministro mundial. Se ha asumido que la distribución española es equivalente a la observada en dichos puertos.

Combustible	% suministrado
HSFO	37%
MGO/MDO	16,5%
VLSFO	37,5%
ULSFO	9%

Tabla 24. Distribución mundial de combustibles convencionales previsto. Fuentes: MPA Singapore; Port Of Rotterdam; FOIZ/S&P Global; Bunkering 2024

- Factores de equivalencia en masa: Los porcentajes en dicho estudio es sobre el total de la energía consumida, por ello se han utilizado factores de multiplicación aproximados de dichos porcentajes basados en los potenciales caloríficos superiores de los diferentes combustibles respecto al MGO de referencia, con objeto de introducir los adecuados coeficientes en masa dentro de la ecuación de cálculo para la intensidad de los gases de efecto invernadero (GHG intensity).

	Evolución de porcentaje total de energía consumida para cada tipo de combustible					
Combustible	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ULSFO	8,59%	7,58%	6,55%	5,58%	4,58%	3,67%
VLSFO	35,78%	31,57%	27,26%	23,23%	19,07%	15,26%
HSFO	35,58%	31,39%	27,11%	23,10%	18,96%	15,18%
MGO/MDO	15,69%	13,84%	11,96%	10,19%	8,36%	6,69%
LNG	2,30%	6,66%	9,44%	9,44%	8,96%	8,96%
Bio-LNG						
Bio-diesel (bio-MGO)		0,96%	3,15%	4,60%	5,45%	6,05%
e-metanol	1,21%	4,97%	6,05%	6,18%	5,69%	6,30%
LPG	0,85%	1,21%	2,67%	2,42%	2,90%	2,66%
e-amoniaco		1,82%	5,81%	15,25%	26,03%	35,23%
OPS						

Tabla 25. Evolución de la proyección de referencia, expresada como porcentaje del total de energía consumida. Fuente: American Bureau of Shipping (ABS)

Cabe destacar que dicha proyección no considera adecuadamente los siguientes aspectos:

- OPS: No tiene en cuenta la energía suministrada a través de sistemas OPS para buques de más de 5.000 GT como resultado de la aplicación de AFIR y el FUEL-EU.
- Bio-GNL: En relación con este combustible, la proyección de American Bureau of Shipping no tiene en cuenta que el suministro real de GNL en España en 2024 (2,7%) supera la estimación del estudio (2,3%); y tampoco considera la sustitución progresiva del GNL por bio-GNL establecida en la Hoja de Ruta de Biogás.
- Biodiesel: La utilización de bio-diésel se estima de manera conservadora, no teniendo en cuenta los objetivos establecidos en la Directiva RED III.

Por tanto, es necesario adaptar dicha proyección al contexto español con el fin de tener en cuenta los tres factores mencionados, es decir: implantación del OPS; tendencia de sustitución progresiva del GNL por bio-GNL y penetración creciente de los biocombustibles en el transporte.

Seguidamente se describen dichas adaptaciones:

- **Incorporación del OPS.** Esta adaptación introduce la obligación establecida por la Directiva AFIR para 2030, por la cual los buques de más de 5.000 GT deberán conectarse a la red eléctrica en puerto (Onshore Power Supply). Según las estimaciones de Puertos del Estado, esta medida sustituirá el 2% de la energía suministrada mediante bunkering (en torno a 2Twh en 2030), porcentaje que se mantiene constante a lo largo del periodo.

Combustible	Evolución de porcentaje total de energía consumida para cada tipo de combustible					
	Incluida corrección por uso de OPS					
	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ULSFO	8,59%	7,40%	6,37%	5,40%	4,40%	3,49%
VLSFO	35,78%	30,82%	26,52%	22,49%	18,32%	14,51%
HSFO	35,58%	30,65%	26,37%	22,36%	18,22%	14,43%
MGO/MDO	15,69%	13,51%	11,63%	9,86%	8,03%	6,37%
LNG	2,30%	6,66%	9,44%	9,44%	8,96%	8,96%
Bio-LNG						
Bio-diesel (bio-MGO)		0,96%	3,15%	4,60%	5,45%	6,05%
e-metanol	1,21%	4,97%	6,05%	6,18%	5,69%	6,30%
LPG	0,85%	1,21%	2,67%	2,42%	2,90%	2,66%
e-amoniaco		1,82%	5,81%	15,25%	26,03%	35,23%
OPS		2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%

Tabla 26. Evolución de la proyección, expresada como porcentaje del total de energía consumida incluyendo OPS. Fuente: ABS/Puertos del Estado

- **Sustitución progresiva del GNL por bio-GNL.** La segunda adaptación incorpora la paulatina sustitución del GNL fósil por bio-GNL, de forma que en 2050 este represente dos tercios del total consumido. La previsión asume un crecimiento lineal del porcentaje de bio-GNL.

Evolución de porcentaje total de energía consumida para cada tipo de combustible incluida corrección por uso de OPS + corrección por sustitución progresiva de GNL por Bio-GNL						
Combustible	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ULSFO	8,59%	7,40%	6,37%	5,40%	4,40%	3,49%
VLSFO	35,78%	30,82%	26,52%	22,49%	18,32%	14,51%
HSFO	35,58%	30,65%	26,37%	22,36%	18,22%	14,43%
MGO/MDO	15,69%	13,51%	11,63%	9,86%	8,03%	6,37%
LNG	2,30%	5,66%	7,44%	6,44%	4,96%	3,96%
Bio-LNG		1,00%	2,00%	3,00%	4,00%	5,00%
Bio-diesel (bio-MGO)		0,96%	3,15%	4,60%	5,45%	6,05%
e-metanol	1,21%	4,97%	6,05%	6,18%	5,69%	6,30%
LPG	0,85%	1,21%	2,67%	2,42%	2,90%	2,66%
e-amoniaco		1,82%	5,81%	15,25%	26,03%	35,23%
OPS		2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%

Tabla 27. Evolución de la proyección, expresada como porcentaje del total de energía consumida incluyendo sustitución progresiva de GNL por bio-GNL. Fuente: ABS/Puertos del Estado

Posteriormente, esta previsión lineal se ajusta aplicando los objetivos de la Hoja de Ruta del Biogás y considerando el rápido despliegue de infraestructuras de producción de biometano, lo que permitiría una sustitución completa del GNL fósil hacia 2040.

Evolución de porcentaje total de energía consumida para cada tipo de combustible incluida corrección por uso de OPS + corrección para incluir objetivos de Hoja de Ruta de Bio-Gas en el consumo de GNL						
Combustible	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ULSFO	8,59%	7,40%	6,37%	5,40%	4,40%	3,49%
VLSFO	35,78%	30,82%	26,52%	22,49%	18,32%	14,51%
HSFO	35,58%	30,65%	26,37%	22,36%	18,22%	14,43%
MGO/MDO	15,69%	13,51%	11,63%	9,86%	8,03%	6,37%
LNG	2,30%	3,66%	3,44%	0,44%		
Bio-LNG		3,00%	6,00%	9,00%	8,96%	8,96%
Bio-diesel (bio-MGO)		0,96%	3,15%	4,60%	5,45%	6,05%
e-metanol	1,21%	4,97%	6,05%	6,18%	5,69%	6,30%

LPG	0,85%	1,21%	2,67%	2,42%	2,90%	2,66%
e-amoniaco		1,82%	5,81%	15,25%	26,03%	35,23%
OPS		2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%

Tabla 28. Evolución de la proyección, expresada como porcentaje del total de energía consumida incluyendo objetivos Hoja de ruta del Biogás. Fuente: ABS/Puertos del Estado

- **Sustitución progresiva de combustibles tradicionales por bio-diésel.** Las adaptaciones de las proyecciones descritas anteriormente permitirían cumplir FuelEU hasta 2040, pero a partir de ese año sería necesaria una penetración mayor de combustibles renovables. Según DNV (Maritime Forecast to 2050), un buque que utilice MGO podría cumplir FuelEU incorporando un 7% de bio-MGO en 2030 y un 17% en 2035. Ello sin necesidad de modificaciones significativas en la motorización, con lo que se podría alcanzar la vida útil de los buques.

Además, la Directiva DER III establece para el transporte un objetivo del 4,5% de biocombustibles en 2030, junto con un subobjetivo adicional del 1% de RFNBO (e-diésel). Dado que las proyecciones iniciales no contemplan más del 6,05% de bio-diésel en 2050, resulta razonable asumir que el consumo real será significativamente mayor. Teniendo en cuenta los objetivos europeos de utilización de biocombustibles, y la estrategia de utilización de estos combustibles descrita por DNV, se construye una nueva proyección que incrementa progresivamente el uso de bio-diésel.

Combustible	Evolución de porcentaje total de energía consumida para cada tipo de combustible					
	incluidas correcciones por uso de OPS + correcciones para incluir objetivos de Hoja de Ruta de Bio-Gas en el consumo de GN + correcciones para incluir objetivos de utilización de biocombustibles de Directiva RED III					
Combustible	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ULSFO	8,59%	7,00%	5,75%	4,47%	3,00%	1,24%
VLSFO	35,78%	29,12%	23,95%	18,60%	12,50%	5,18%
HSFO	35,58%	28,96%	23,82%	18,49%	12,43%	5,15%
MGO/MDO	15,69%	12,77%	10,50%	8,16%	5,48%	2,27%
LNG	2,30%	3,66%	3,44%	0,44%		
Bio-LNG		3,00%	6,00%	9,00%	8,96%	8,96%
Bio-diesel (bio-MGO)		5,50%	10,00%	15,00%	22,00%	31,00%
e-metanol	1,21%	4,97%	6,05%	6,18%	5,69%	6,30%
LPG	0,85%	1,21%	2,67%	2,42%	2,90%	2,66%
e-amoniaco		1,82%	5,81%	15,25%	26,03%	35,23%
OPS		2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%

Tabla 29. Evolución de la proyección, expresada como porcentaje del total de energía consumida incluyendo uso de bio-diesel. Fuente: ABS/Puertos del Estado

En esta última proyección, parte de los siguientes supuestos:

- El bio-diésel sustituye a cantidades equivalentes de combustibles convencionales.
- El desglose por tipo de combustible convencional se mantiene constante para todas las proyecciones.
- El valor de 2030 se ajusta al objetivo de la Directiva DER III (5,5%).
- Los valores de 2045 y 2050 se determinan para asegurar el cumplimiento de FuelEU, reduciendo la intensidad por debajo de los límites exigidos.

Es previsible que, a medida que avance el desarrollo de combustibles sintéticos (especialmente e-diésel), estos sustituyan progresivamente a los biocombustibles, dado su menor factor de emisión.

Sin embargo, para mantener un enfoque conservador, las proyecciones propuestas en este documento consideran únicamente bio-GNL y bio-diésel. El metanol se considera sintético en todos los escenarios.

La siguiente tabla compara los objetivos de reducción de Intensidad Media Anual de emisiones (gCO₂eq/MJ) establecidos en FUEL-EU, con las reducciones de intensidad de carbono que se lograrían en caso de que se cumplieran cada una de las proyecciones o escenarios que se han elaborado a partir de la proyección de American Bureau of Shipping, siguiendo la secuencia de adaptaciones de dicha proyección que se han descrito anteriormente.

Año	INTENSIDAD DE CARBONO OBJETIVO	INTENSIDAD MEDIA ANUAL DE EMISIONES EN LOS DISTINTOS ESCENARIOS ANALIZADOS				
		(gCO ₂ eq/MJ)				
		Ref FuelEU	Bureau	OPS	OPS + BioLNG	OPS + Hora Ruta BioGas + RED III (Bio-Diesel)
2020	91,16	91,16	91,16	91,16	91,16	91,16
2025	89,34	88,03	88,03	88,03	88,03	88,03
2030	85,69	81,72	79,94	79,31	78,03	74,29
2035	77,94	74,82	73,04	71,76	69,19	63,55
2040	62,9	65,16	63,37	61,45	57,60	49,07
2045	34,64	55,28	53,48	50,91	47,73	34,20
2050	18,23	46,05	44,25	41,03	38,48	18,16

Tabla 30. Intensidad media anual de emisión (gCO₂eq/MJ) para cada escenario. Fuente: Puertos del Estado (2025)

La siguiente figura representa estos datos de modo gráfico.

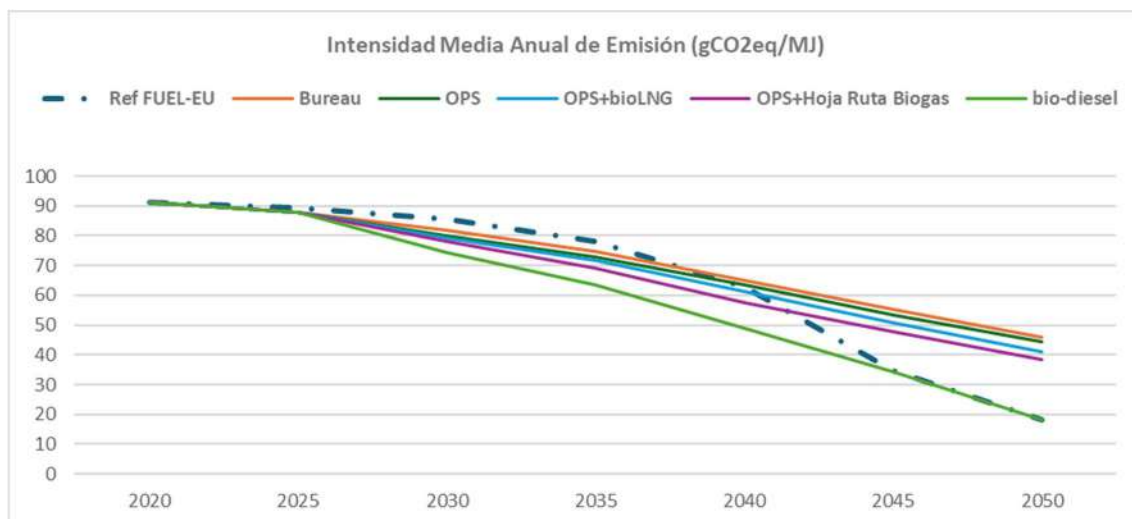


Figura 25. Simulaciones de Intensidad Media Anual de Emisión. Fuente Puertos del Estado (2025)

Todas las proyecciones parten del supuesto de que los 10 millones de toneladas anuales de combustibles convencionales suministrados actualmente en España serán sustituidos íntegramente por combustibles alternativos.

En dicho escenario, si desde 2025 a 2050 no se produjese incremento en la energía demandada, los 10 millones de toneladas de combustible distribuido evolucionarían en el tiempo conforme a la siguiente tabla, la cual muestra el volumen de cada uno de los combustibles que se distribuirían en distintos horizontes temporales.

Combustible	Evolución de la cantidad de combustible suministrado, por tipo de combustible					
	Expresado en miles de toneladas					
	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ULSFO	877	805	662	514	345	143
VLSFO	3.652	3.350	2.755	2.140	1.438	596
HSFO	3.632	3.332	2.740	2.127	1.430	593
MGO/MDO	1.601	1.469	1.208	939	630	261
LNG	188	337	317	40	0	0
Bio-LNG	0	276	552	828	825	825
Bio-diesel (bio-MGO)	0	633	1.151	1.726	2.531	3.567
e-metanol	247	1.144	1.392	1.422	1.309	1.450
LPG	79	127	280	253	304	278
e-amoniaco	0	459	1.464	3.842	6.559	8.877

Tabla 31. Evolución de la cantidad de combustible suministrado, expresada en miles de toneladas, bajo el supuesto de que en el periodo 2025-2050 no se produce incremento en la demanda de energía para bunkering. Fuente: Puertos del Estado.

- **Capacidad de atender las demandas estimadas en los puertos españoles a partir de la producción esperada**

El mercado de combustibles para uso marino (bunkering) mueve en España más de 10 millones de toneladas anuales, lo que sitúa a nuestro país entre los principales proveedores internacionales de este tipo de combustibles, con una cuota del 5 % del mercado.

Mantener esta posición exige que España desarrolle las capacidades necesarias para producir los combustibles que las empresas navieras irán demandando de forma progresiva para descarbonizar su actividad.

En este contexto, conviene tener en cuenta que el transporte marítimo es un sector de difícil descarbonización debido, entre otros factores, a la complejidad de adaptar la motorización de los buques ya existentes y a la larga vida útil de las embarcaciones en operación, lo que ralentiza la renovación de la flota.

Por ello, en el corto y medio plazo, la descarbonización del sector solo puede abordarse mediante mezclas de combustibles fósiles con biocombustibles, en proporciones crecientes de estos últimos. Esta estrategia presenta la ventaja de poder aprovechar los motores y las infraestructuras de suministro actualmente en uso. Seguidamente se analiza la capacidad de atender las demandas de combustibles alternativos en el sector marítimo, con especial atención al bio-diésel y biometano por los motivos antes indicados.

No se describen de manera específica en este documento otros combustibles como el bioetanol o la electricidad para la navegación. En el caso del bioetanol, podría emerger como opción complementaria dentro del conjunto de los biocombustibles con potencial de aplicación progresiva en el ámbito marítimo. Si bien su posible despliegue requiere de un análisis más detallado. En el caso de las baterías para navegación, aunque es aún prematuro para hablar de un despliegue, puede ser una opción para trayectos cortos en donde ya existen iniciativas en España (servicio Tarifa-Tánger Ville operado por Balearia con buques 100% eléctricos, actualmente en construcción). Si bien, debe analizarse aún el posible despliegue atendiendo a factores de competitividad frente a los combustibles líquidos y de viabilidad técnica, según las tipologías de buques y las potencias eléctricas que pueden demandar los servicios de recarga.

a) Bio-Diésel

De acuerdo con las necesidades de bio-diésel para cumplir FuelEU en 2050 y con el subobjetivo español del 5,5% de biodiésel en el transporte, y tomando como referencia un suministro energético anual de 10 Mtoe de combustibles en España (dato de 2024), se estima que serían necesarios 0,55 Mtoe en 2030 y 3,1 Mtoe en 2050 destinados al sector marítimo.

En la actualidad, el volumen medio de biodiésel certificado en España entre 2015 y 2023 asciende a 1,28 Mtoe anuales (aproximadamente 1,5 millones de m³). Cerca de la mitad proviene de aceites usados o grasas animales no aptas para consumo humano. Este biodiésel se destina casi exclusivamente al transporte por carretera —aunque su presencia en la aviación es creciente— (Ecodes, Escenario de los biocombustibles en España, octubre 2024).

La producción actual de biodiésel no es suficiente para atender la futura demanda del sector marítimo; no obstante, los nuevos proyectos de producción de biodiésel abren un

escenario favorable, pues permiten incrementar la capacidad de producción en casi cuatro millones de toneladas para el año 2030.

Empresa	año	Producción estimada anual (Millones Tm)
Cepsa	2030	2,5
Repsol	2027	1,27
BP	2030	0,15
Total		3,92

Tabla 32. Proyectos de Bio-Diesel proyectados según la empresa, año y producción estimada de los mismos.
Fuente: Ecodes, Escenario de los biocombustibles en España, octubre 2024

La mayor parte de esta producción tendrá por objetivo el transporte por carretera, pero la electrificación progresiva de dicho transporte permitirá “liberar”, en el medio plazo, parte de dicha producción la cual podrá ser destinada, entre otros, al sector marítimo.

Aun así, el periodo de transición estará marcado por una fuerte competencia por el biodiésel, especialmente con el transporte por carretera y, en menor medida, con el ferrocarril, dado que aproximadamente el 20% de la red aún no está electrificada. Además, la producción nacional seguirá siendo dependiente de materias primas importadas, una parte significativa de las cuales proviene de Asia, lo que introduce vulnerabilidades en la cadena de suministro. Por tanto, como se ha indicado, la producción actual de biocombustibles compite con otros sectores, como el transporte por carretera, lo que dificulta su disponibilidad para el sector marítimo en las cantidades y a los precios necesarios para que su distribución resulte competitiva.

En consecuencia, para preservar la competitividad de la actividad de *bunkering* en los puertos españoles, es necesario incrementar la disponibilidad de biocombustibles destinados al sector marítimo. Parte de este aumento podrá lograrse mediante la progresiva electrificación del transporte por carretera. Sin embargo, incluso en ese escenario, el volumen de biocombustibles disponible seguirá siendo insuficiente para cubrir las necesidades de la actividad de *bunkering*, por lo que será necesario impulsar específicamente su producción para su uso en el transporte marítimo.

b) Bio-Metano

Un buque que utilice GNL como carburante puede cumplir las exigencias de FuelEU hasta, al menos, 2035, sin necesidad de modificar su motorización ni sustituir completamente el combustible por sus equivalentes renovables (bio-GNL o e-GNL). Sin embargo, a partir de esa fecha será imprescindible incorporar un porcentaje creciente de combustibles renovables para seguir ajustándose a los límites de intensidad de emisiones.

Dado que la molécula de metano (CH₄) es idéntica con independencia de su origen, resulta técnicamente deseable que el GNL consumido por el sector marítimo sea, progresivamente, de origen biológico o sintético, aprovechando todas las infraestructuras ya existentes y recurriendo a las correspondientes garantías de origen.

En relación con la capacidad de atender las necesidades del transporte marítimo a partir de la producción existente, cabe indicar que, en septiembre de 2025, la producción

nacional de biometano inyectado en la red fue de 40,1 GWh (equivalentes a 3,4 millones de m³ de gas a 0 °C, PCS: 11,7 kWh/m³) (APPA Renovables / Enagás, 2025). Convertido a GNL, esto representa unos 5.900 m³ mensuales, es decir, 70.800 m³ anuales. Esta cifra es muy inferior a los 557.905 m³ suministrados como GNL (3,8 TWh/año) al transporte marítimo en 2024, lo que implica que sería necesario multiplicar por ocho la producción nacional de biometano para cubrir únicamente la demanda marítima actual.

En lo referente al potencial nacional de producción de biometano, el estudio de Sedigas de 2023 sitúa el potencial de generación de biogás/biometano en España entre 100 TWh y 190 TWh anuales para el horizonte 2050 con previsiones más realistas en torno a 163 TWh.

En lo relativo a la capacidad de producción actual, España cuenta con 23 plantas de biometano en operación; 21 plantas en construcción; y 119 proyectos con entrada prevista en 2027-2028 (Gasnam, 2015). La producción conjunta asciende a 1,6 TWh/año, si bien solo un tercio se está inyectando en la red gasista (APPA, 2025). Con la incorporación de las plantas en desarrollo, la capacidad alcanzará 6,7 TWh/año en 2027-2028, lo que permite prever con razonable confianza que se cumplirá el objetivo de la Hoja de Ruta para 2030 la cual fija un objetivo mínimo de producción de biometano de 10,41 TWh/año para 2030.

Aunque la competencia entre sectores —marítimo, doméstico e industrial— será relevante a nivel nacional, existen varios factores que permiten anticipar un suministro suficiente para el transporte marítimo:

- La capacidad de producción instalada en la UE alcanzó en el primer trimestre de 2025 los 7.000 millones de m³/año (≈82 TWh), según la European Biogas Association.
- España dispone de seis conexiones internacionales para el suministro de gas natural (Norte de África, Portugal y Francia).
- Es posible la adquisición de garantías de origen de biometano en otros países europeos.

La combinación de estos elementos hace previsible que el GNL fósil sea progresivamente reemplazado por bio-GNL, estimación ya incorporada en las proyecciones realizadas en el apartado anterior.

c) Metanol renovable

El consumo actual de metanol en España se sitúa en torno a las 700.000 Tm (Spain Methanol Market Analysis. ChemAnalyst) destinándose, casi en su totalidad, a la industria química.

El metanol consumido en nuestro país es importado, y tiene origen fósil. No obstante, en la actualidad están en marcha varios proyectos de producción de metanol renovable, que pueden modificar dicha situación. Entre estos proyectos caben destacar los descritos en la siguiente tabla:

Proyecto	Promotor	Ubicación	Producción	Puesta en servicio
Triskelion	Forestal del Atlantico	Ferrol	40.000 Tm	2026
Nascar	Innde CTAER	Almería	37.000 Tm	2026
SolWinHy	Viridi Energías Renovables	Cádiz	29.000 Tm	2027
La Robla Green	Reolum	León	100.000 Tm	2027

Musel GreenMet	HyFlve	Gijón	100.000 Tm	2027
MetGreenPort	Grupo Anasol	Huelva	150.000 Tm	2027
Metanol verde Moeve-C2X	Moeve y C2X (filial de Maersk)	Huelva	300.000 Tm	2028
Sophya/HyBERBUS	Alkeymia	Tarragona	125.000 tm	2029
Ecoplanta	Consorcio Ecoplanta (Repsol)	Tarragona	237.000 Tm	2030

Tabla 33. Proyectos de producción de metanol renovable,

Si todos los proyectos de producción de metanol verde se desarrollan con los niveles de producción y plazos de puesta en servicio previstos, en 2030 la producción de metanol verde sería de casi un millón de toneladas.

En lo que respecta al uso de metanol como combustible marino, se prevé que la flota de barcos preparados para utilizar metanol pase de 46 buques operativos en 2024 a 437 que estarán operativos en 2030, lo que podría generar una demanda energética cercana a 14 millones de toneladas anuales en 2030 (DNV). Teniendo en cuenta que los puertos españoles distribuyen el 5% del combustible marítimo que se consume en el mundo, se puede estimar que nuestros puertos deberán poder suministrar en torno a 700.000 Tm de metano verde en 2030.

Por tanto, la producción prevista de metanol verde en España para 2030 podría cubrir las necesidades del sector de suministro de combustible a barco. No obstante, dicha disponibilidad de combustible estaría condicionada por las necesidades de descarbonización del sector químico; existiendo, por tanto, el riesgo de que se produzca una competencia entre dicho sector y el sector marítimo por la disponibilidad de metanol verde.

Es precisamente por dicho motivo, que algunas navieras como Maersk han optado por promover o participar directamente en proyectos de producción de metanol verde, con el fin de garantizar el aprovisionamiento a sus buques con precios y condiciones de suministro estables.

d) Amoniacio renovable

La producción mundial de amoniacio asciende actualmente a unos 240 millones de toneladas anuales, según la Agencia Internacional de la Energía (Ammonia Technology Reports). De acuerdo con la International Fertilizer Association (Global Fertilizer Market Report), entre el 70 % y el 80 % de este volumen se destina a fertilizantes, mientras que el 20-30 % restante se emplea en otras aplicaciones químicas e industriales.

En contraste, la producción de amoniacio verde obtenido de hidrógeno renovable se sitúa en el entorno de las 61.000 toneladas anuales, que es algo menos del 0,1 de la producción mundial (Global Green Fertiliser Tracker). No obstante proyectos operativos que muestran la viabilidad técnica y comercial de la producción de hidrogeno verde a gran escala, como es el caso de la planta desarrollada por la empresa Envision en China cuya producción actual es de 0,32 Mt año estando previsto su escalado a 1,5 Mt año para 2028

Por otro lado, está previsto que el transporte marítimo comience a hacer uso progresivo del amoniacio como fuente de energía durante la próxima década. El número de barcos adaptados para utilizar amoniacio en cartera de pedidos en astillero para 2030 varía entre unas fuentes y otras situándose entre 50 y 130 unidades (Green Techonology Tracker de

Clarkson Research la Ammonia). En este escenario DNV, estima que en 2030 el consumo marítimo asociado podría estar entre 1,0 y 2,3 millones de toneladas anuales (Maritime Energy Transition Outlook).

En este contexto, como se ha indicado, los puertos españoles sirven el 5% del combustible marítimo, que se vende a nivel internacional, por lo que la demanda de este combustible en los puertos en el horizonte 2030 podría estar entre 50.000 y 120.000 Tm al año. No obstante, la mayoría de los barcos preparados para consumir amoniaco, son buques destinados precisamente al transporte de amoniaco, por lo que recibirían su suministro fuera de los esquemas de bunkering tradicionales de los puertos.

En este escenario, España es un país importador neto de amoniaco, con una producción anual que ronda los 1,5 Mt/año y un consumo situado en torno a 2,5 Mt/año. De los cuales, como sucede a escala internacional, el 70% se utiliza en la fabricación de fertilizantes, y el resto para otros usos industriales.

Este es un aspecto relevante, pues al igual que sucede con el transporte marítimo, la industria de los fertilizantes también necesita amoniaco verde con el fin de reducir las emisiones de carbono asociadas a la producción agrícola, en este sentido algunas empresas líderes de sector como Fertiberia han anunciado su objetivo de tener una producción neutra en carbono para 2035. Por tanto, en la próxima década puede producirse una competencia directa por la disponibilidad del amoniaco verde entre el sector de los fertilizantes y la industria marítima.

No obstante, en España ya están en proyecto varias instalaciones de producción de amoniaco verde entre las que destacan, por su nivel de madurez, las siguientes:

Proyecto	Promotor	Ubicación (provincia)	Producción anual en Tm	Fecha de entrada en operación
H2F	Iberdrola + Fertiberia	Puertollano	200.000	En operación
Onuba	Fertiberia	Huelva	400.000	2027
Proyect Catalina	Enagas + Fertiberia	Teruel - Sagunto	250.000	2027
Ammonia-Teruel	EDP+Fertiberia	Teruel	15.000	2027
Moeve-San Roque	Moeve	Cádiz	750.000	2027
GAIA	EDP+Fertiberia	Aviles	180.000	2028
Armonia Green Galicia	Ignis	A Coruña	145.000	2027
Planta Moeve	Moeve	Cádiz	600.000	2027-2030
Armonia Green Valencia	Ignis	Castellón	860.000	2027-2030
Armonia Green Sevilla	Ignis	Sevilla	250.000	2027-2030

Tabla 34. Proyectos de producción de amoniaco verde

En caso de que todos estos proyectos se ejecuten con la capacidad prevista, en 2030 se dispondría de 3,6 millones de toneladas de amoniaco renovable. No obstante, de esta cantidad un millón se producirá en asociación con empresas de sector de los fertilizantes, lo cual, en cierto modo ya es un indicio de las tensiones que existirán por la disponibilidad de amoniaco renovable.

La competencia entre distintos sectores por el amoniaco renovable, en el medio y largo plazo, estará condicionada por la disponibilidad de la infraestructura y de la energía eléctrica necesaria para la producción de amoniaco renovable. Este será un factor limitante de la producción nacional, y determinará en que grado será necesario importar amoniaco verde, y, por tanto, cuál será el papel de los puertos en el transporte y logística de dicho producto.

13.2. Medidas

De conformidad con el Reglamento AFIR no hay obligación de establecer en el MAN objetivos ni medidas específicas en el caso de los combustibles alternativos distintos de la electricidad en atraque y el metano licuado, siendo suficiente la realización de un diagnóstico de situación, ya incluido en otros apartados del presente documento. No obstante, y a efectos informativos, se considera oportuno recoger de manera sintética algunas de las líneas de actuación que ya se están impulsando en España y que contribuyen al desarrollo progresivo de la cadena de valor de los combustibles alternativos para el transporte marítimo. Estas acciones que se describen a continuación se encuadran y se alinean con los principales instrumentos estratégicos aprobados en el ámbito estatal para el sector marítimo-portuario. En particular:

- La Estrategia Marítima de España 2050, aprobada por el Consejo de Ministros en junio de 2025, que establece la hoja de ruta a largo plazo para un sector marítimo competitivo, sostenible y climáticamente neutro.
- El Plan de Acción Nacional para la Descarbonización del Transporte Marítimo, aprobado por el Consejo de Ministros el 18 de noviembre de 2025, a propuesta del Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible, que articula las líneas de actuación específicas para la reducción de emisiones del transporte marítimo.
- El Marco Estratégico del Sistema Portuario de Titularidad Estatal, aprobado por el Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible en octubre de 2022 (Orden TMA/1014/2022, de 7 de octubre), que define los objetivos y prioridades del sistema portuario, incluyendo metas en materia de transición energética y sostenibilidad.

Estos tres instrumentos constituyen la envolvente estratégica de todas las actuaciones descritas en este apartado y orientan la acción del Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible en relación con el desarrollo de combustibles alternativos y la descarbonización del transporte marítimo. Todas las medidas que se impulsen en este ámbito estarán alineadas con dichas directrices.

Las líneas de actuación que se están promoviendo se orientan siempre a facilitar la transición desde los combustibles fósiles hacia combustibles cero emisiones, biológicos o sintéticos, abordando de forma integral todas las fases de la cadena de valor: producción, logística, almacenamiento, distribución, suministro y consumo por las flotas. Se mencionan a continuación alguna de las más representativas.

13.2.1. Refuerzo de la coordinación institucional y sectorial

El desarrollo de la cadena de valor de los combustibles alternativos para su uso en el transporte marítimo requiere la acción conjunta de los sectores marítimo, portuario, industrial y energético, lo que hace imprescindible una coordinación estrecha entre administraciones públicas y agentes privados.

Esta coordinación resulta esencial para alinear marcos regulatorios, planificación energética, necesidades de infraestructura, estándares técnicos y calendarios de inversión, reduciendo riesgos regulatorios y favoreciendo decisiones de inversión coherentes a lo largo de toda la cadena de valor. Este enfoque es coherente con la Estrategia Marítima de España 2050 y con el Plan de Acción Nacional para la Descarbonización del Transporte Marítimo, que subrayan la necesidad de una gobernanza integrada para afrontar la transición energética del sector.

- **Desarrollo y reorganización de espacios portuarios y áreas adyacentes**

Los puertos desempeñan un papel central en el despliegue de los combustibles alternativos, especialmente en las fases de almacenamiento, distribución y bunkering. En este sentido, se están impulsando actuaciones orientadas a:

- Adaptar la planificación de los espacios portuarios a las nuevas necesidades logísticas asociadas a los combustibles alternativos.
- Desarrollar concesiones para proyectos vinculados al almacenamiento, manipulación y suministro de nuevos combustibles.
- Potenciar zonas industriales adyacentes o colindantes a los puertos, con el fin de facilitar la implantación de proyectos de producción de combustibles de origen renovable y reducir los costes logísticos asociados.

- **Regulación del servicio de suministro**

El despliegue efectivo de combustibles alternativos requiere un marco regulatorio claro que permita su suministro en condiciones de seguridad, fiabilidad y competencia. En este ámbito, será necesario desarrollar actuaciones entre las que se incluye la elaboración de pliegos de condiciones para la prestación del servicio de suministro (bunkering) de combustibles alternativos, atendiendo a las características específicas de cada vector energético.

Estas actuaciones buscan facilitar la entrada de nuevos operadores, garantizar la seguridad de las operaciones y ofrecer certidumbre tanto a proveedores como a usuarios.

- **Impulso de corredores verdes marítimos como instrumento tractor**

La medida con mayor capacidad de articulación de la cadena de valor es el desarrollo de corredores verdes marítimos, entendidos no como simples corredores destinados al transporte de productos energéticos limpios, sino como corredores de transporte capaces de evitar emisiones entre sus puntos de origen y destino, vinculando de forma efectiva la oferta y la demanda de combustibles alternativos.

En línea con la Declaración de Clydebank, firmada por España el 10 de noviembre de 2021, y con el Plan de Acción Nacional para la Descarbonización del Transporte Marítimo, los corredores verdes se conciben como bancos de prueba a escala real, en los que:

- Se demuestra la viabilidad técnica y operativa del uso de combustibles alternativos en rutas concretas.
- Se evalúa su viabilidad económica, incluyendo costes de producción, logística, suministro y adaptación de flotas.
- Se facilita la formalización de acuerdos estables de suministro entre productores, puertos y navieras, reduciendo el riesgo de demanda para los proyectos de producción.

Este enfoque permite canalizar de forma más eficiente los apoyos públicos necesarios en las fases iniciales del despliegue, orientándolos no a subvencionar el precio del combustible, sino a favorecer el desarrollo de inversiones productivas en relación con:

- El desarrollo tecnológico e industrial.
- La adaptación de infraestructuras portuarias.
- La renovación o adaptación de flotas, según el segmento de tráfico.

Asimismo, a través de los corredores verdes se pueden abordar soluciones diferenciadas para los distintos segmentos de tráfico, teniendo en cuenta aspectos como el tipo de buque, la presencia de pasaje o la proximidad a entornos urbanos.

Sobre la base de la experiencia adquirida en estos corredores, se podrá evaluar de forma progresiva el despliegue de proyectos tractores de oferta y demanda, asegurando un enfoque de mercado y una sostenibilidad en el tiempo que permita alcanzar precios competitivos sin dependencia estructural de ayudas.

- **Integración con la planificación de energías renovables y zonas de aceleración**

El desarrollo de combustibles alternativos para el transporte marítimo depende de la existencia de una producción suficiente, predecible y competitiva de energía renovable. En este sentido, las actuaciones descritas se conectan con los instrumentos previstos en la Directiva (UE) 2023/2413 (RED III), como por ejemplo las zonas de aceleración de renovables, que pueden contribuir a:

- Reducir los plazos de autorización de proyectos de generación renovable.
- Aumentar la certeza regulatoria para inversiones intensivas en capital.
- Anticipar la capacidad renovable necesaria para atender la demanda futura de combustibles marítimos.

La correcta articulación entre estas zonas, los proyectos de producción de combustibles y los corredores verdes marítimos resulta clave para evitar desajustes entre la demanda regulatoria derivada de la normativa europea y la disponibilidad real de combustibles cero emisiones.

- **Necesidades de financiación y aprovechamiento de fuentes disponibles**

El despliegue integral de la cadena de valor de los combustibles alternativos —desde la producción hasta el uso efectivo en las flotas— exigirá esfuerzos de financiación de gran escala durante la próxima década. La propia Comisión Europea ha estimado que alcanzar los objetivos de producción de combustibles alternativos sostenibles exigirá inversiones del orden de decenas de miles de millones de euros en toda la Unión Europea para 2035, debido al elevado volumen de recursos requeridos para generación renovable, procesos de

transformación y nuevas infraestructuras logísticas y de suministro. A lo que se suma la inversión necesaria para las adaptaciones de la flota.

Estas necesidades de inversión superan ampliamente las capacidades financieras del sector privado en solitario durante las fases iniciales de implantación, lo que subraya la importancia de movilizar el mayor número posible de fuentes de financiación, tanto a través de programas europeos como nacionales. En el caso español, por ejemplo, el Plan de Acción Nacional para la Descarbonización del Transporte Marítimo incluye una primera dotación de ayuda pública destinada a la modernización de flotas y proyectos piloto de combustibles renovables.

En este contexto, es especialmente relevante asegurar que una parte significativa de los ingresos procedentes del EU-ETS derivados del transporte marítimo, incluido el tramo nacional de la recaudación, revierta directamente al despliegue de la cadena de valor de combustibles alternativos. Esto incluye, entre otros, apoyos financieros a inversiones en infraestructuras portuarias de suministro y bunkering, y programas de renovación y adaptación de flotas existentes para operar con combustibles de bajas o nulas emisiones. La aplicación de esta lógica permitiría no solo asegurar la disponibilidad de recursos financieros adicionales, sino también crear un ciclo virtuoso en el que los ingresos por emisiones contribuyen a financiar su propia reducción futura, reforzando la estabilidad de la demanda y facilitando acuerdos de suministro a largo plazo.

Este conjunto de medidas, que se va conformando a través de distintas iniciativas en el caso español, proporciona un marco coherente de apoyo al desarrollo de la cadena de valor de los combustibles alternativos para el transporte marítimo, plenamente alineado con la estrategia marítima nacional, el plan de descarbonización y el marco estratégico portuario, y reforzado por la movilización de diversas fuentes de financiación pública y privada.

13.3. Resumen de la situación actual, las perspectivas y las medidas planificadas con respecto al despliegue de la infraestructura de combustibles alternativos en los aeropuertos.

En la actualidad, las tecnologías de propulsión de aeronaves comerciales basadas en hidrógeno o electricidad se encuentran en fases iniciales de desarrollo y demostración, sin una previsión clara de entrada en operación a gran escala en el corto plazo. A día de hoy, no existen aeronaves de este tipo certificadas para su explotación comercial regular en los principales segmentos del transporte aéreo, ni una demanda operativa por parte de las aerolíneas que justifique el despliegue de infraestructuras aeroportuarias específicas asociadas (producción, almacenamiento, distribución y suministro de hidrógeno, sistemas de recarga eléctrica de alta potencia, u otras instalaciones dedicadas). En consecuencia, no se contempla en el corto plazo la implantación de infraestructuras específicas para estas tecnologías en los aeropuertos de la red de Aena.

No obstante, Aena mantiene una posición de seguimiento activo y vigilancia tecnológica sobre la evolución de estas soluciones, en coordinación con fabricantes, aerolíneas, autoridades aeronáuticas y organismos reguladores. Cuando una determinada tecnología alcance un grado de madurez suficiente y se materialice un interés real por parte de los fabricantes de aeronaves en cuanto a producción, y de las compañías aéreas en cuanto a la

adquisición de este tipo de aeronaves, se concretará la planificación de las necesidades de adaptación de la infraestructura aeroportuaria de forma progresiva, garantizando en todo momento la seguridad, la viabilidad técnica y la coherencia con los planes de inversión y desarrollo de la red aeroportuaria.

En relación con el suministro eléctrico, Aena cuenta con un plan fotovoltaico orientado a reforzar la autosuficiencia energética y garantizar el suministro de electricidad de origen renovable en los aeropuertos de la red. Desde 2020, el 100 % de la electricidad consumida en los aeropuertos de Aena se adquiere con garantías de origen renovable, y actualmente 12 aeropuertos de la red ya producen energía renovable para autoconsumo y/o vertido a red de los excedentes. De cara al futuro, el plan fotovoltaico de Aena tiene como objetivo alcanzar una producción mínima de 485 GWh de electricidad renovable en 2029, lo que representa aproximadamente el 51 % del consumo eléctrico registrado en 2019, contribuyendo así a disponer de una base energética renovable y robusta que permitirá, llegado el momento, atender nuevas demandas asociadas tanto a la electrificación de operaciones aeroportuarias como a una eventual introducción de aeronaves eléctricas.

13.4. Resumen de la situación actual, las perspectivas y las medidas planificadas con respecto al despliegue de la infraestructura de combustibles alternativos en la navegación interior.

La información relativa a las infraestructuras del puerto de Sevilla, único de navegación interior de la red básica en España, se incluye dentro del apartado correspondiente a puertos marítimos.

14. Elementos opcionales

14.1. Objetivos y medidas para la infraestructura de combustibles alternativos en los puertos marítimos para los servicios portuarios.

Para impulsar la electrificación y el uso de los combustibles alternativos por parte de las empresas operadoras y prestadoras de servicio en los puertos, en el caso de otorgamiento de concesiones mediante concurso, se incluirá, como criterio de valoración de las ofertas, la electrificación de la actividad o el uso de combustibles alternativos como fuentes de energía para el desarrollo de las actividades objeto de la concesión.

14.2. Objetivos y medidas para la infraestructura de combustibles alternativos a lo largo de las redes de carreteras distintas de la RTE-T.

Los Programas de incentivos al despliegue de la recarga, MOVES I, II y III, han facilitado el despliegue de recarga en cualquier ubicación, independientemente de su influencia en la red RTE-T.

Los incentivos fiscales a las empresas operadoras de recarga, como es la libertad de amortización, también aplican independientemente de la ubicación de la instalación.

14.3. Objetivos y medidas para garantizar la accesibilidad de las infraestructuras de recarga y repostaje en todo el territorio.

En el programa MOVES CORREDORES DE RECARGA, se ha incluido, como requisito para que la estación pueda ser incentivada, que la misma sea accesible.

14.4. Metas y medidas para garantizar que la densidad de la infraestructura de combustibles alternativos de acceso público considere la densidad de población.

En los Programas de incentivos MOVES, se ha incluido una ayuda adicional para aquellas instalaciones ubicadas en municipio denominados de reto demográfico, identificándose estos con municipios de menos de 5.000 habitantes.

15. Conclusiones

15.1. Infraestructura de recarga destinada a los vehículos eléctricos ligeros

En España el despliegue de recarga, hasta la fecha, ha ido por delante de la penetración de vehículos electrificados en el parque. En el momento actual, la ratio de vehículos eléctricos puros de batería (M1, N1) por punto de recarga es de 9 vehículos/punto.

Sin considerar requisitos de potencia, únicamente a efectos de capilaridad de estaciones de recarga en la red de carreteras RTE-T, se cubre por encima del 95% cada 60 km.

Considerando los requisitos mínimos de potencia exigidos por estación a 31/12/2025 (400 kW y al menos 1 punto de 150 kW), se puede considerar, que en el 54% de la red básica se cumplen los objetivos de AFIR para el año 2025 para vehículos ligeros, para al menos, un sentido de circulación.

Se puede concluir que existen suficientes grupos de recarga para cumplir con las condiciones de capilaridad que recoge AFIR, y que la prioridad debe ponerse en aumentar

la potencia para dar servicio a los nuevos modelos de vehículos ligeros que permiten recargar a potencias superiores a los 150 kW.

Las medidas en marcha (ej. MOVES CORREDORES) y en previsión (presupuesto contemplado en el marco FEDER 21-27) permiten pensar que se cumplirán los objetivos recogidos en AFIR para más allá de 2025.

15.2. Infraestructura de recarga destinada a los vehículos eléctricos pesados

Los objetivos AFIR de despliegue de recarga en carreteras para vehículos pesados se consideran muy ambiciosos. La cuota de vehículos pesados eléctricos se mantiene baja, situándose en torno al **0,4% - 1,2%** de las matriculaciones totales en 2023-2025, concentrándose mayormente en distribución urbana, lo que dificulta recuperar y hacer viables las inversiones asociadas al despliegue de recarga en carreteras.

En lo que respecta a los vehículos pesados, se considera que el marco actual de AFIR no refleja plenamente la realidad del sector del transporte por carretera en España, donde existe una desalineación entre los objetivos regulatorios y el desarrollo del mercado. El sector está altamente fragmentado, con una elevada proporción de microempresas en el transporte de mercancías, que operan con márgenes financieros muy limitados. Además, el tráfico medio diario (IMD) de vehículos pesados en España es mayor a lo largo de ciertos corredores, lo que significa que la demanda no está distribuida de manera uniforme en la red de infraestructuras.

Para los vehículos pesados, sería necesario considerarse un enfoque más gradual y flexible, mejor alineado con la adopción real de vehículos y las características específicas del sector del transporte por carretera, con el fin de garantizar la viabilidad económica de las inversiones y un uso eficiente de la capacidad de la red.

Por otro lado, las características de la red viaria y de las infraestructuras no se centran en unos pocos corredores principales, sino en una red altamente capilar y estructurada territorialmente, moldeada por las características geográficas y demográficas del país, lo que complica aún más el despliegue de soluciones de recarga. En conjunto, estos factores hacen que la renovación de flotas sea especialmente desafiante y afectan a la viabilidad financiera de las inversiones en infraestructuras de recarga.

Los objetivos de potencia instalada siguen siendo un desafío y es necesario reforzar la red de transporte y distribución, allí donde la demanda lo justifique, para fomentar la carga de vehículos pesados y mejorar la experiencia del usuario.

En lo que respecta a la red eléctrica, el regulador ha adoptado un bloque importante de medidas destinadas a un uso más eficiente y flexible de los activos de red así como evitar acaparamientos y duplicidades en la concesión de solicitudes de acceso y conexión (Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre y Real Decreto Ley 7/2026, de 20 de marzo), entre otras cosas, para obligar a los distribuidores a publicar mapas de capacidad así como aclarar los plazos máximos para los distribuidores cuando se solicita acceso para estaciones de recarga en suelo urbanizado. Al mismo tiempo, el Ministerio de la Transición Ecológica y Reto Demográfico, ha presentado una propuesta de planificación de inversiones en la red de transporte a 2030 que supone incrementar en un 60% las inversiones de años anteriores.

15.3. Infraestructuras de repostaje de hidrógeno a los vehículos de carretera

El análisis realizado para la red básica de carreteras de la RTE-T en España muestra que la longitud de la red básica es de 5.781,45 km, lo que requerirá un número de hidrogeneras, situadas a una distancia máxima de 200 km en una carretera de la RTE-T o a una distancia de conducción de 10 km desde la salida más próxima de una carretera de la RTE-T. Sin embargo, el cumplimiento simultáneo de las METAS 1 y 2 del artículo 6 implica considerar también la obligación de instalar una estación en cada uno de los 49 nodos urbanos, lo que puede provocar un solapamiento de estaciones.

En lo que respecta a los vehículos de hidrógeno, se considera que el marco actual de AFIR no refleja plenamente la realidad del sector del transporte por carretera en España, donde existe una desalineación entre los objetivos regulatorios y el desarrollo del mercado. En España existen identificadas por el sector, bien en producción o bien en proyecto, 23 hidrogeneras, principalmente asociadas a proyectos piloto, demostradores tecnológicos o infraestructuras para el abastecimiento de flotas cautivas (autobuses, logística o usos industriales) que se listan en el Anexo IV. No obstante, tras una primera evaluación, ninguna de estas instalaciones cumpliría plenamente con los requisitos establecidos en el artículo 6 del Reglamento AFIR a 2030, debido a una o varias de las siguientes circunstancias: no son de acceso público, no se encuentran situadas en la red básica de la RTE-T o en un nodo urbano, no se dispone de información que confirme una capacidad mínima de suministro de 1 t/día o están destinadas a usos experimentales o a flotas específicas.

Existen barreras relevantes para el uso del hidrógeno en el transporte como es el alto coste, tanto de producción y distribución de hidrógeno renovable como de los vehículos de pila de combustible (FCEV), en comparación con otras tecnologías, la dificultad de rentabilizar elevadas inversiones en infraestructura de repostaje (hidrogeneras) o la baja densidad energética que exige una compresión mínima de 700 bar para vehículos ligeros.

Para garantizar el cumplimiento de las metas establecidas en el Reglamento AFIR, la planificación nacional debería:

- Analizar la viabilidad técnica y económica, junto con el sector, de introducir el hidrógeno en el transporte por carretera, siendo los vehículos pesados (autobuses y camiones) los que permitirían iniciar el uso de este combustible.
- Desarrollar un programa público de ayudas, mediante la aprobación de un presupuesto que ayude a afrontar la barrera del alto coste que supone la introducción del hidrógeno en el sector del transporte por carretera.
- Asegurar la continuidad de la red en los principales corredores de transporte, manteniendo una distancia máxima de 200 km entre estaciones.
- Priorizar la implantación de estaciones en nodos urbanos de la red RTE-T.
- Fomentar la ubicación de hidrogeneras en centros multimodales de transporte, tales como: puertos marítimos, terminales ferroviarias, plataformas logísticas o áreas de servicio.
- Garantizar la continuidad de los corredores transfronterizos con los Estados miembros vecinos (Francia y Portugal).

15.4. Suministro de metano licuado para vehículos de transporte por carretera.

Según la información proporcionada por el Geoportal por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico las estaciones que suministran GNL y BioGNL, son 97 y 4 respectivamente, situadas en 34 provincias. Por lo que se considera cumplida la meta al estar implantado un número adecuado de puntos de repostaje de metano licuado de acceso público en relación con la demanda a lo largo de la red básica de la RTE-T

15.5. Suministro de metano licuado en puertos marítimos.

El despliegue actual de las distintas modalidades de suministro de GNL en los puertos españoles, mediante cisternas (TTS/MTTS), desde instalaciones fijas (PTS) y a través de buques de suministro (STS), impulsado en el marco de la anterior Directiva, configura hoy un sistema flexible, complementario y capilar, capaz de atender de manera óptima la demanda existente en el conjunto del sistema portuario. Esta combinación permite cubrir eficientemente todos los rangos de volumen requeridos, desde operaciones de pequeña escala hasta suministros de gran capacidad, adaptándose a las necesidades específicas de cada buque y puerto y garantizando una respuesta operativa adecuada en cada caso.

El artículo 11 de AFIR no obliga a que todos los puertos de la red básica de la RTE-T suministren GNL, sino a que exista un número adecuado de puntos de repostaje de metano licuado en un número suficiente de los puertos marítimos de la red básica de la RTE-T, de manera que los buques de navegación marítima puedan circular por toda la red básica de la RTE-T. Esta obligación, como se ha señalado, ya se cumple con el actual despliegue. Particularmente, en el caso de la red básica, cabe destacar los siguientes puertos por fachadas:

- Mediterráneo (Barcelona, Cartagena, Valencia)
- Estrecho/Atlántico sur (Algeciras, Huelva)
- Atlántico norte (Bilbao, Santander)
- Canarias (Las Palmas, Santa Cruz de Tenerife)

Por esta razón se pueden dar por cumplidos los objetivos y metas de suministro de gas natural licuado establecidos en el actual Reglamento (UE) 2023/1804 (AFIR).

15.6. Suministro de electricidad en puerto en puertos marítimos

En España existen 46 puertos marítimos de interés general, que forman parte del sistema portuario de titularidad estatal⁶. Están coordinados por el organismo público Puertos del

⁶ Todos excepto el puerto de Gandía incluidos en el listado del Anexo 2 del Reglamento (UE) 2024/1679 de puerto pertenecientes a la RTE-T. De los 43 puertos recogidos en dicho listado, el puerto de Las Palmas incluye los de Salinetas y Arinaga, y el de Santa Cruz de Tenerife incluye el puerto de Granadilla.

Estado y gestionados por 28 Autoridades Portuarias, encargadas de la infraestructura, la planificación y la oferta portuaria.

Considerando la exención del artículo 9.3 (puertos de las islas Canarias y Melilla) forman parte de la red básica 13 puertos y otros 19 de la red global que serían los obligados por AFIR, si bien de los 19 puertos de la red global hay 7 que no superan el umbral de escalas mínimas en ningún segmento:

- Red RTE-básica: A Coruña, Algeciras, Barcelona, Bilbao, Cartagena, Castellón, Gijón, Huelva, Palma (AP Baleares), Santander, Sevilla, Tarragona, Valencia.
- Red RTE-global: Alcudia (AP Baleares), Alicante, Almería, Cádiz, Carboneras (AP Almería), Ceuta, Eivissa (AP Baleares), Ferrol, Maó (AP Baleares), Málaga, Marín, Motril, Pasajes, Sagunto (AP Valencia), San Cibrao (AP Ferrol), La Savina (AP Baleares), Tarifa (AP Bahía de Algeciras), Vigo, Vilagarcía de Arousa.

La potencia eléctrica prevista por Puertos del Estado para cubrir, al menos, el 90 % del total de escalas portuarias a 31 de diciembre de 2029 en los 13 puertos marítimos de la red básica y los 20 de la red global es de 919 MW.

Tipo de buque (> 5000 GT)	Potencia eléctrica MW a 2030
Artículo 9.1(a) → buques portacontenedores (≥100 escalas)	241
Artículo 9.1(b) → buques de pasaje y naves de gran velocidad (≥40 escalas)	163
Artículo 9.1(c) → otros buques de pasaje (≥25 escalas)	515
TOTAL	919

Tabla 35. potencia eléctrica prevista por Puertos del Estado

En 2024, el conjunto del sistema portuario de interés general disponía de una potencia eléctrica instalada de 200 MW y registraba un consumo anual de 1 TWh. Con el fin de garantizar, antes del 31 de diciembre de 2029, el suministro de energía eléctrica a los buques en todos aquellos puertos que cumplan las condiciones establecidas por el AFIR será necesario alcanzar una potencia instalada total de 1,1 GW (sin incluir electrificación de actividades portuarias adicionales ni producción de nuevos combustibles). Esta capacidad deberá permitir atender un consumo adicional de entre 1 y 1,5 TWh anuales respecto al existente.

Las instalaciones ya operativas, las que se encuentran en fase de ejecución y las planificadas por Puertos del Estado que ya se encuentran en fase de redacción de anteproyecto o de estudio preliminar, permitirán alcanzar las metas fijadas por AFIR en su artículo 9, para proporcionar suministro de electricidad en puerto en los puertos marítimos.

15.7. Suministro de electricidad en puerto en puertos de navegación interior.

El único puerto de navegación interior es de Sevilla que, por su doble condición, también de puerto marítimo se incluye dentro de los puertos marítimos.

No hay puertos de navegación interior en España en la red global de la RTE-T

15.8. Suministro de electricidad a aeronaves estacionadas

En 2026, en España, hay un total de 46 aeropuertos y 2 helipuertos de la red de aeropuertos de interés general de Aena, S.A., de los que 10 pertenecen a la red básica y otros 29 a la red global de la RTE-T.

De estos, los aeropuertos con más de 10.000 movimientos de vuelos comerciales al año, en promedio del periodo 2022-2024, que tendrían la obligación de cumplir con el artículo 12 de AFIR serían 21 aeropuertos (10 de la red básica y 11 de la global):

- Red RTE-básica: Adolfo Suárez Madrid-Barajas, Barcelona-El Prat J.T., Palma de Mallorca, Málaga-Costa del Sol, Gran Canaria, Alicante-Elche Miguel Hernández, Tenerife Sur, Valencia, Sevilla y Bilbao
- Red RTE-global: Tenerife Norte-La Laguna, Ibiza, Lanzarote-César Manrique, Fuerteventura, Menorca, La Palma, Santiago-Rosalía de Castro, Girona-Costa Brava, Asturias, Vitoria, Melilla.

La META 1 - Suministro eléctrico obligatorio en puestos de estacionamiento de contacto (art. 12.1.a y 12.3) - se considera alcanzada, ya que actualmente todos los puestos de estacionamiento de contacto de aeronaves de la red básica y de la red global de la RTE-T disponen de tomas fijas de electricidad conectadas a la red eléctrica (tabla 6.1 del Anexo II Excel).

En relación con la META 2 - Suministro eléctrico obligatoria en puestos de estacionamiento en remoto (art.12.1. b) – que deberá cumplirse a más tardar el 31 de diciembre de 2029, se prevé que pueda alcanzarse mediante las siguientes soluciones técnicas:

- a) Instalación de tomas fijas de 400 Hz en los puestos de estacionamiento en remoto: los 21 aeropuertos obligados cuentan con 758 puestos de estacionamiento en remoto, de los que 35 están equipados actualmente con instalación fija de 400 Hz. Están planificadas las inversiones necesarias para instalar tomas fijas en 50 posiciones remotas en el aeropuerto de Madrid, 7 en el de Barcelona y 8 en Valencia. No obstante, se ha desestimado el despliegue sistemático de tomas fijas de 400 Hz con instalación bajo plataforma debido a la elevada inversión, su impacto en la operación aeroportuaria durante la fase de obras y el riesgo de generación de interferencias que dificulten la circulación de aeronaves.
- b) Uso de Ground Power Units (GPU) eléctricas: de los 575 GPU operativos, en los 21 aeropuertos obligados, 186 (32%) son eléctricos. Su operación requiere de la instalación de puntos de recarga eléctricos en plataforma, optándose por una solución que combine cargas lentas nocturnas de 7 horas con cargas rápidas o ultrarrápidas diurnas con un máximo de 2 horas de duración.

- c) Uso de Ground Power Units (GPU) alimentados con diésel renovable: de los 575 GPU, 267 (46%) utilizan diésel y 122 (21%) utilizan diésel sostenible (HVO). La posibilidad de utilizar GPU con combustibles renovables, como alternativa a GPU eléctricos, ha sido confirmada por la DG MOVE. Se ha adjudicado la compra de biodiésel HVO en varios aeropuertos, para los años 2025 y 2026, como parte del Plan de Acción Climática 2021-2030.

Con las medidas anteriormente previstas se prevé el cumplimiento de la META 3 - Requisito de origen no fósil de la electricidad suministrada (art.12.4) - a más tardar el 1 de enero de 2030, ya que los puestos de estacionamiento de contacto disponen todos de tomas fijas de electricidad conectadas a la red eléctrica. De los 758 puestos de estacionamiento en remoto, 35 cuentan con tomas fijas de 400 Hz. En el resto se utilizan 575 Ground Power Units (GPU), de los cuales 122 funcionan con diésel sostenible y 186 son eléctricos. Los 267 restantes funcionan con diésel para los que se prevé su sustitución por equipos eléctricos o alimentados con combustible renovable.

15.9. Suministro de electricidad a ferrocarriles

La Estrategia Indicativa 2021-2026 estableció un marco de planificación bajo criterios de sostenibilidad, eficiencia e integración europea, apoyándose en el PRTR como instrumento clave para la modernización del transporte y la transición ecológica. Asimismo, la Estrategia de Movilidad Segura, Sostenible y Conectada (EMSSC), en su Eje 4, línea de actuación 4.2, prevé el desarrollo de alternativas tecnológicas que permitan reducir el uso de combustibles fósiles en tramos donde la electrificación convencional no resulte viable o no sea socioeconómicamente justificable.

Desde el Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible se está avanzando, en el marco de la actualización de la Estrategia Indicativa para el nuevo periodo de trabajo, en el análisis de tramos de la RFIG no electrificados. La Estrategia Indicativa se enmarca también en la EMSSC, que define la hoja de ruta de las políticas de transporte para la próxima década, articulada mediante nueve ejes estratégicos y más de 150 medidas orientadas a la sostenibilidad, la digitalización, la eficiencia energética y la cohesión territorial.

En este contexto, resulta especialmente relevante la situación actual de la electrificación de la RFIG: aproximadamente el 67 % de la red se encuentra electrificada, mientras que 5.175 km (33 %) permanecen sin electrificar, operándose en estos tramos con tracción diésel, que presenta peores resultados en términos de eficiencia energética y emisiones. Asimismo, resulta relevante indicar que se encuentran en marcha actuaciones que permitirán electrificar aproximadamente 1.700 km adicionales, alcanzando en torno al 78 % de la red electrificada, quedando aún unos 3.475 km sin electrificar, siendo estos tramos los que cobran mayor relevancia a la hora de buscar alternativas que permitan reducir emisiones.

Por otra parte, el porcentaje de uso de energía eléctrica respecto del total de la energía de tracción es del 77 %. En este marco, Renfe Operadora, principal operador de viajeros y mercancías en España, realizó en 2024 un 92 % de sus tráficos con tracción eléctrica frente a un 8% en diésel, medidos en toneladas brutas/km.

La actualización de la Estrategia Indicativa integrará estas decisiones en coherencia con los compromisos asumidos ante la Comisión Europea, asegurando que la planificación

reduzca progresivamente las circulaciones basadas en combustibles fósiles y contribuya a reforzar la sostenibilidad del sistema ferroviario español. Posteriormente, en las líneas o tramos que la Estrategia Indicativa haya identificado como no susceptibles de electrificación, se evaluará la posibilidad de implementar soluciones de tracción sostenible alternativas al diésel.

ANEXO I: GLOSARIO

Sigla / Abreviatura	Significado
AGA	Autoridad de Gestión Aeroportuaria
AEFA (ACEA en inglés)	— Asociación Europea de Fabricantes de Automóviles
CA	Corriente Alterna
CC	Corriente Continua
CA(V)	Combustibles alternativos (vehículo)
CNG / GNC	Gas Natural Comprimido (Compressed Natural Gas)
CNMC	Comisión Nacional de Mercados y Competencia
CPO	Operador de Punto de Carga
CO ₂	Dióxido de Carbono
DO	Diario Oficial de la Unión Europea
OECA/EAFO	Observatorio Europeo de Combustibles Alternativos (European Alternative Fuels Observatory)
EEE	Espacio Económico Europeo
EESS	Estaciones de Servicio
E85	Etanol 85
DGPEM	Dirección General de Política Energética y Minas
GASNAM	Plataforma tecnológica que impulsa el transporte sostenible por tierra, mar y aire en España y Portugal
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GLP	Gas Licuado del Petróleo
GNL / LNG	Gas Natural Licuado (Liquefied Natural Gas)
GNC	Gas Natural Comprimido
GPU	Ground Power Units

Sigla / Abreviatura	Significado
IAE	Impuesto sobre Actividades Económicas (IAE)
IBI	Impuesto de Bienes Inmuebles
ICIO	Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras
IDACS	Programa sobre recopilación de datos de combustibles sostenibles (Data Collection for Sustainable fuels in Europe)
IDT+D (RTD)	Investigación, Desarrollo Tecnológico y Demostración
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio-hora
MPa	Megapascal (unidad de presión)
MW	Megavatio
MAN	Marco de Acción Nacional
MITMA	Ministerio de Transportes y movilidad sostenible
MOVES	Programa de incentivos a la Movilidad Eficiente y Sostenible
MITECO	Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
OMI	Organización Marítima Internacional
OPC	Operador de Punto de Recarga
OPR	Operador de Punto de Repostaje
OPS	Suministro Eléctrico a Buques
PERTE	Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
PRTR	Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
PSM	Prestador de Servicios de Movilidad
QR	Código de Respuesta Rápida (Quick Response)

Sigla / Abreviatura	Significado
REVE	Red de Puntos de Recarga de Vehículos Eléctricos
RFIG	Red Ferroviaria de Interés General
RIPRE	Registro de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica
RTE-T/TEN-T	Red Transeuropea de Transporte (Trans-European Transport Network)
TFUE	Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea
TRLPEMM	Texto Refundido de la Ley de Puertos del Estado y de la Marina Mercante
TUE	Tratado de la Unión Europea
UE	Unión Europea
V2G	Vehículo a Red (Vehicle-to-Grid); recarga bidireccional
VE	Vehículo Eléctrico
VEB/BEV	Vehículo Eléctrico de Batería
VHE/PHEV	Vehículo Híbrido Enchufable
ZBEs	Zonas de Bajas Emisiones

ANEXO II: Tablas plantilla Excel - cumplimiento artículo 14 del Reglamento (UE) 2023/1804

BORRADOR

Tabla 1: Vehículos propulsados por combustibles alternativos (AFV)

TRANSPORT MODE	ALTERNATIVE FUELS VEHICLES (AFV)	CURRENT AND PAST NUMBER OF AFV		NUMBER OF AFV EXPECTED TO BE REGISTERED	
		2020	2023	2025	2030(Integrated Energy and Climate Plan)
	ELECTRICITY				
Road	Electric Vehicles, EV (total road)	144.585	448.279	761.419	5.507.436
	Powered Two Wheelers (PTW)	44943	75.733	91.310	1.001.617
	Electric Vehicles, EV (excl. PTW)	99.642	372.546	670.109	4.505.819
	Electric Passenger Cars (BEV+PHEV)	87.726	345.902	632.409	3.791.079
	• BEV	43.470	150.307	309.794	3.561.358
	• PHEV	44.256	195.595	322.615	229.721
	Electric Light Duty Vehicles	8.159	19.265	25.963	665.923
	• BEV	8.101	19.055	23.583	-
	• PHEV	58	210	2.380	-
	Electric Heavy Duty Vehicles	127	580	1.420	0
	• BEV	106	515	1.352	-
	• PHEV	21	65	68	-
	Electric Buses and Coaches	705	1.087	2.046	48.817
	• BEV	628	952	2.015	-
	• PHEV	77	135	31	-

Water	Inland Waterway Vessels 100% electric				
	Inl. Waterway Vessels electric hybrid				
	Seagoing Vessels 100% electric				
	Seagoing Vessels electric hybrid				
Air	Aircraft 100% electric				
	Hybrid electric aircraft				
Rail	Battery Electric Locomotives				
	Liquified Methane				
Road	liquified methane vehicles (total road)	1.858	2.587	2.629	0
	Heavy Duty Vehicles	1850	2577	2617	
	Buses and Coaches	8	10	12	
Water	Inland Waterway Vessels				
	Seagoing Ships				
Rail	Locomotives				
	HYDROGEN				
Road	Fuel Cell Vehicles, FCEV (total road)	8	55	143	6.865
	Hydrogen Passenger Cars	8	33	67	0
	Hydrogen Light Duty Vehicles	0	0	1	5.700
	Hydrogen Heavy Duty Vehicles	0	0	0	620
	Hydrogen Buses and Coaches	0	22	75	545
Water	Inl. Waterway Vessels 100% hydrogen				
	Inl. Waterway Vessels hydrogen hybrid				
	Seagoing Vessels 100% hydrogen				
	Seagoing Vessels hydrogen hybrid				
Air	Aircraft 100% hydrogen				
	Hybrid hydrogen aircraft				
Rail	Locomotives				2

Tabla 2: Objetivos de infraestructura de combustibles alternativos (AFI)

ALTERNATIVE FUELS INFRASTRUCTURE (AFI)	CURRENT AND PAST NUMBER OF RECHARGING/REFUELLING POINTS		TARGET NUMBER OF RECHARGING/REFUELLING POINTS	
	2020	2023	2025	2030
Table 2.1: Targets for Electric Recharging infrastructure for light duty vehicles				
Total number of recharging points (public* + private)	43.645	133.301	252.562	0
Aggregated power output of recharging stations (publicly accessible)			1.744.897	
Aggregated power output of recharging points (publicly accessible)			1.744.897	
Number of recharging points (publicly accessible)	8.545	29.301	38.062	0
Number of normal power recharging points, $P \leq 22\text{kW}$ (public)			21.677	
Number of high power recharging points, $P > 22\text{kW}$ (public)	0	0	16.385	0
• AC fast charging, $P > 22\text{kW}$ (public)			3.444	
• DC fast charging, $P < 150\text{ kW}$ (public)			9.657	
• DC ultrafast charging, $P \geq 150\text{ kW}$ (public)			3.390	
Recharging points (private)	35.100	104.000	214.500	0
Number of normal power recharging points, $P \leq 22\text{kW}$ (private)	35.100	104.000	214.500	
Number of high-power recharging points, $P > 22\text{kW}$ (private)				

Table 2.2: Targets for Electric Recharging infrastructure for heavy duty vehicles				
Total number of recharging points (public* + private)	0	0	0	0
Number of recharging points (publicly accessible)	0	0	0	0
• Fast charging, P < 150 kW (public)				
• Ultra Fast charging, 150 kW < P < 350 kW (public)				
• MSC charging (above 350 kW)				
Recharging points (private)				
Table 2.3: Targets for liquified methane refuelling infrastructure				
Liquified methane refuelling points (public)	18	115	101	
Table 2.4: Targets for hydrogen refuelling infrastructure				
H2 refuelling points (public) 350 bars	3	8	12	90
H2 refuelling points (public) 700 bars		5	10	90

Tabla 3: Objetivos a lo largo de la RTE-T

TEN T network length in km	2025	2027	2030	2035
total TEN-T network length	12.151,87	0	0	0
total TEN-T comprehensive network	6.370,42			
total TEN-T core network	5.781,45			
Table 3.1 Recharging for LDV along TEN-T	2025	2027	2030	2035
National Target: Number of recharging pools	6.335			
Aggregated number of recharging points	22.639			
Aggregated power output of recharging stations	1.032.682,42			
Table 3.2 Recharging for HDV along TEN-T	2025	2027	2030	2035
National Target: Number of recharging pools	138			
Aggregated number of recharging points	837			
Aggregated power output of recharging stations	209.453,40			
Table 3.3 Recharging for HDV on safe and secure parking	2025	2027	2030	2035
National target: Number of recharging pools	10	13		
Aggregated number of recharging points	20	28		
Table 3.4 Liquified Methane Refuelling along TEN-T	2025	2027	2030	2035
National Target: Number of refuelling stations	101			
Table 3.5 Hydrogen refuelling along TEN-T / urban nodes	2025	2027	2030	2035
National Target: Total Number of hydrogen refuelling stations	12	18	49	
of which in urban nodes	1	2	49	
National Target: Total Number of refuelling locations with 1t/day capacity	0		49	
of which in urban nodes	0		49	

Tabla 4: Puertos marítimos

Maritime ports

Fuente: MITMS

Number of TEN -T Maritime ports obliged to install Shore Side Electricity Supply	33
Number of TEN -T Maritime ports exempted from installing Shore Side Electricity Supply	9
Number of TEN -T Maritime ports to install infrastructure for liquified methane	42

Table 4.1 Shore Side Electricity Supply

	for container vessels above 5000 GT			for Roro Passenger vessels above 5000 GT			for passenger vessels above 5000 GT other than RoRo		
List of TEN-T core ports	Number of annual port calls	Expected number of Shore Side Electricity installation by 2030	Expected total power output by 2030	Number of annual port calls	Expected number of Shore Side Electricity installation by 2030	Expected total power output by 2030	Number of annual port calls	Expected number of Shore Side Electricity installation by 2030	Expected total power output by 2030
A Coruña	--	--	--	--	--	--	160	3	32
Bahia De Algeciras	3255	4	36	2838	4	12	--	--	--
Barcelona	2341	6	24	3068	6	23	789	5	60
Bilbao	464	4	18	146	3	8	79	2	32
Cartagena	110	2	6	5	--	--	120	2	26
Castellón	243	1	8	0	1	4	1	--	--

Gijón	215	1	4	2	--	--	36	1	10
Huelva	146	2	6	166	3	10	1	--	--
Palma (AP Baleares)	--	1	2	2772	4	14	482	5	48
Santander	173	1	2	196	4	14	4	2	17
Sevilla	105	2	7	--	1	4	26	2	16
Tarragona	1	2	8	2	1	4	52	2	20
Valencia	3475	6	63	1990	4	12	253	5	48
List of TEN-T comprehensive ports									
Alcudia (AP Baleares)	--	--	--	258	1	4	--	--	--
Alicante	382	2	8	137	1	3,5	98	2	16
Almeria	102	1	2	1484	3	8	17	1	8
Aviles	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Cadiz	440	3	12	99	2	7	270	3	44
Carboneras (AP Almería)	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Ceuta	23	1	1	389	1	2	11	1	8
Eivissa (AP Baleares)	--	1	2	1147	3	10	173	2	32
Ferrol	117	1	2	1	--	--	20	1	12
Maó (AP Baleares)	--	1	2	219	1	2	69	1	16
Malaga	224	2	8	704	3	5	252	3	38
Marín	58	1	4	--	--	--	1	--	--
Motril	--	--	--	554	2	8	29	1	16
Pasajes	--	--	--	--	1	2	3	--	--
Sagunto (AP Valencia)	167	2	6	21	--	--	--	--	--
San Cibrao (AP Ferrol)	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Vigo	643	2	8	1	1	3,5	78	1	16
Vilagarcia de Arousa	107	1	2	--	--	--	5	--	--

La Savina (AP Baleares)	--	--	--	--	2	2	--	--	--
Tarifa (AP Algeciras)	--	--	--	--	3	1	--	--	--
List of ports exempted under Art 9.3									
Santa Cruz de Tenerife (AP Tenerife)	946	2	8	1496	4	13	345	4	37
Santa Cruz de La Palma (AP Tenerife)	88	1	5	1116	1	1,5	76	2	25
San Sebastian de la Gomera (AP Tenerife)	--	--	--	1458	1	2,75	67	1	12
La Estaca (AP Tenerife)	--	--	--	326	1	2	6	1	12
Los Cristianos (AP Tenerife)	--	--	--	298	1	1,5	--	--	--
Las Palmas (AP Las Palmas)	1518	4	12	2332	3	10	325	2	18
Arrecife (AP Las Palmas)	257	1	4	314	1	3	247	2	18
Rosario (AP Las Palmas)	149	1	3	379	1	3	144	1	10
Melilla	--	--	--	1155	4	22	11	--	--
List of TEN-T ports below thresholds									
Aviles	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Carboneras (AP Almería)	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Marín	--	1	4	--	--	--	1	--	--
Pasajes	--	--	--	--	1	2	3	--	--
San Cibrao (AP Ferrol)	--	--	--	--	--	--	--	--	--
La Savina (AP Baleares)	--	--	--	--	2	2	--	--	--
Tarifa (AP Algeciras)	--	--	--	--	3	1	--	--	--

Tabla 5: Puertos de navegación interior

No hay puertos de navegación interior en España en la red global de la RTE-T.

Tabla 6: Aeropuertos

Number of TEN -T airports	39
Number of TEN -T airports to provide electricity supply (data 2024)	21
Planned total number of installations at contact stands by 2025	357
Planned total number of installations at remote stands by 2030	911
Existing installations at contact stands in 2023	351
Existing installations at remote stands in 2023	911

Table 6.1 Electricity Supply to stationary aircraft

Electricity Supply to stationary aircraft									
List of TEN-T core airports	Number of commercial flight movements per year (latest available number)	Contact Stands			Remote stands	Existing number of stands equipped in 2023 (fixed installation)	Existing number of stands equipped in 2023 (mobile installation)	Planned number of stands equipped by 2030 (fixed installation)	Planned number of stands equipped by 2030 (mobile installation)
		Number of contact sands	Existing number of stands equipped in 2023	Planned number of stands equipped by 2025	Number of remote stands				
ADOLFO SUÁREZ MADRID-BARAJAS	419.332	104	104	104	102	12	90	62	40
BARCELONA-EL PRAT J.T.	345.432	77	77	77	78	0	78	7	71
PALMA DE MALLORCA	239.928	35	35	35	58	4	54	0	58
MÁLAGA-COSTA DEL SOL	171.952	26	26	26	53	0	53	0	53
GRAN CANARIA	136.883	14	14	14	50	1	49	0	50
ALICANTE-ELCHE MIGUEL HDEZ.	115.986	16	16	16	30	0	30	0	30
TENERIFE SUR	85.578	10	10	10	35	0	35	0	35
VALENCIA	81.583	14	14	14	97	0	97	8	89
SEVILLA	62.459	6	0	6	25	0	25	0	25
BILBAO	49.883	6	6	6	22	0	22	0	22

List of TEN-T comprehensive airports									
IBIZA	78.911	4	4	4	37	0	37	0	37
TENERIFE NORTE-C. LA LAGUNA	77.216	6	6	6	30	4	26	4	26
LANZAROTE CÉSAR MANRIQUE	69.928	6	6	6	19	0	19	0	19
FUERTEVENTURA	50.756	9	9	9	20	2	18	2	18
MENORCA	35.799	5	5	5	15	0	15	0	15
SANTIAGO-ROSALÍA DE CASTRO	25.063	5	5	5	32	7	25	7	25
LA PALMA	23.073	2	2	2	9	5	4	5	4
GIRONA-COSTA BRAVA	15.314	0	0	0	18	0	18	0	18
ASTURIAS	14.662	3	3	3	5	0	5	0	5
MELILLA	10.645	0	0	0	5	0	5	0	5
VITORIA	10.241	0	0	0	18	0	18	0	18
A CORUÑA	9.463	3	3	3	6	0	6	0	6
FGL GRANADA-JAÉN	9.227	0	0	0	11	0	11	0	11
SEVE BALLESTEROS-SANTANDER	8.798	2	2	2	10	0	10	0	10
VIGO	8.787	4	4	4	5	0	5	0	5
ZARAGOZA	8.571	0	0	0	15	0	15	0	15
JEREZ DE LA FRONTERA	8.466	0	0	0	12	0	12	0	12
REUS	8.121	0	0	0	12	0	12	7	5
ALMERÍA	8.104	0	0	0	13	0	13	0	13
AEROPUERTO INTL. REGIÓN MURCIA	6.478	0	0	0	11	0	11	0	11
EL HIERRO	5.994	0	0	0	3	0	3	0	3

SAN SEBASTIÁN	4.688	0	0	0	8	0	8	0	8
PAMPLONA	3.081	0	0	0	10	0	10	0	10
LA GOMERA	2.904	0	0	0	5	0	5	0	5
VALLADOLID	2.567	0	0	0	8	0	8	0	8
BADAJOS	1.991	0	0	0	6	0	6	0	6
LEÓN	1.031	0	0	0	6	0	6	0	6
BURGOS	246	0	0	0	7	0	7	0	7
SALAMANCA	227	0	0	0	5	0	5	0	5

Tabla 7: Ferrocarril

ANEXO III: Relación de estaciones de metano licuado

Provincia	Municipio	Localidad	Código postal	Dirección	Margen carretera	Empresa	Longitud	Latitud
ALBACETE	ALBACETE	ALBACETE	02007	CALLE C/ AUTOVIA C/V AVD. SEXTA, S/N	D	NATURGY ES GNV ALBACETE	-1,888083	39,029583
ALBACETE	CAUDETE	CAUDETE	02660	CARRETERA D12 ESTACION KM. 1	D	HAM	-0.973861	38.710750
ALBACETE	RODA (LA)	RODA (LA)	02630	POLIGONO AVENIDA PRIMERA. 17	D	HAM	-2.143056	39.191250
ALBACETE	VILLARROBLEDO	VILLARROBLEDO	02600	CALLE FERNANDO ZEPPELIN. 13	D	MOLGAS	-2.587083	39.268472
ALICANTE	ALBATERA	ALBATERA	03340	CARRETERA CATRAL-ALBATERA KM. 4.2	I	REPSOL	-0.854056	38.175028
ALICANTE	CREVILLENTE	CREVILLENTE	03330	AUTOVIA A7 KM. 526	D	HAM	-0.791000	38.233167
ARABA/ÁLAVA	IRUÑA OKA/IRUÑA DE OCA	NANCLARES DE LA OCA	01230	CALLE A-1 KM 342. POL. IND. SUBILLABIDE (SUVILLABIDE BIDEA), 2	D	NATURGY	-2,770694	42,824389
ARABA/ÁLAVA	SALVATIERRA/AGURAIN	ALANGUA	01207	POLIGONO OKITURRI. 3	D	MOLGAS	-2.324139	42.863583
ASTURIAS	NOREÑA	NOREÑA	33180	AVENIDA OVIEDO. SN	D	HAM	-5.720417	43.389278
BADAJOS	MÉRIDA	MÉRIDA	06800	AUTOVIA A5 KM. 341	N	HAM	-6.361056	38.937861
BADAJOS	MONESTERIO	MONESTERIO	06200	AUTOVIA A-66 KM.730 KM. 730	D	MOLGAS ENERGY	-6.218306	38.028000
BARCELONA	ABRERA	ABRERA	08630	PASAJE TREBALL DEL. 1	D	HAM	1.897944	41.514583
BARCELONA	BARCELONA	BARCELONA	08004	CALLE Y PUERTO, S/N	D	HAM	2.142278	41.327972
BARCELONA	BARCELONA	BARCELONA	08004	CALLE B. ZONA FRANCA. 13	I	MOLGAS	2.134861	41.331861
BARCELONA	BRUC (EL)	BRUC (EL)	08294	AUTOVIA A-2 KM. 573	N	GALP	1.801722	41.567917
BARCELONA	SANT JOAN DE VILATORRADA	SANT MARTI DE TORRUELLA	08250	CARRETERA C-55 KM. 39	I	NATURGY IBERIA	1,788694	41,769778
BARCELONA	SANT SADURNÍ D'ANOIA	SANT SADURNI	08770	CARRER FRANCISCO MORAGAS, 15	D	HAM	1.778000	41.435472
BARCELONA	SANTA PERPÈTUA DE MOGODA	SANTA PERPETUA DE	08130	CALLE GUIFRÉ EL PILÓS. 10	D	MARINÉ	2.164111	41.538750
BARCELONA	VIC	VIC	08500	CALLE SUSQUEDA. DE. 16	D	PRIMER TRUCK AREA	2.280194	41.954944
BIZKAIA	BILBAO	BILBAO	48001	CALLE REFRADIGAS. 1	I	HAM BILBAO	-3.072250	43.349972
BIZKAIA	VALLE DE TRÁPAGA-TRAPAGARAN	TRAPAGARAN	48510	POLÍGONO INDUSTRIAL APARKABISA, BARRIO EL JUNCAL, S/N., S/N	D	MOLGAS ENERGIA SAU	-3,012528	43,295917
BURGOS	ARANDA DE DUERO	ARANDA DE DUERO	09400	CALLE VENDIMIA EN ARANDA DE DUERO. 2	D	MOLGAS	-3.699583	41.654139

Provincia	Municipio	Localidad	Código postal	Dirección	Margen carretera	Empresa	Longitud	Latitud
BURGOS	FONTIOSO	FONTIOSO	09349	CARRETERA A-1 KM. 187.800	I	REPSOL	-3,751139	41,916222
BURGOS	FUENTECÉN	FUENTECEN	09315	CARRETERA N122 KM286 KM. 286	D	BEROIL	-3,878722	41,626083
BURGOS	RUBENA	RUBENA	09199	N-I km 249	D	BEROIL, S.L.	-3,590833	42,376750
CÁCERES	TRUJILLO	TRUJILLO	10292	AUTOPISTA A5 KM. 244.5	D	MOLGAS	-5,833083	39,526472
CÁDIZ	JEREZ DE LA FRONTERA	TORRECERA	11595	CARRETERA A-381 KM. 11,500	D	REPSOL	-6,023556	36,568944
CASTELLÓN / CASTELLÓ	BURRIANA	BURRIANA	12530	AUTOPISTA AP7 PK44 KM. 44	D	HAM	-0,121028	39,865861
CASTELLÓN / CASTELLÓ	CABANES	CABANES	12595	AUTOPISTA AP7 KM. 404	D	HAM	0,138917	40,132222
CASTELLÓN / CASTELLÓ	CASTELLÓN DE LA PLANA/CASTELLÓ DE LA PLANA	CASTELLON DE LA PLANA	12006	CALLE DINAMARCA - ESQUINA C/SABONER, S/N	D	MONFORT	-0,075500	39,974083
CASTELLÓN / CASTELLÓ	ONDA	APEADERO DE BECHI	12200	CARRETERA APEADERO DE BETXI POLIG. 19 PARC. 34 KM. 2	N	BDMED	-0,182472	39,951278
CASTELLÓN / CASTELLÓ	VILLARREAL/VILA-REAL	VILLARREAL	12540	CARRETERA VILLAREAL-ONDA KM. 1	I	HAM	-0,166222	39,948806
CIUDAD REAL	SANTA CRUZ DE MUDELA	SANTA CRUZ DE MUDELA	13730	POLIGONO CAMPO DE AVIACIÓN, 1	D	HAM	-3,456861	38,663278
CIUDAD REAL	VALDEPEÑAS	VALDEPEÑAS	13300	AUTOPISTA A4 KM. 193.6	D	MOLGAS	-3,396389	38,824750
CORUÑA (A)	FENE	FENE	15500	POLIGONO ESTRADA VILAR COLO. S/N	D	HAM VILAR DO COLO	-8,170167	43,450389
CORUÑA (A)	SANTIAGO DE COMPOSTELA	SANTIAGO DE COMPOSTELA	15707	RUA PAIS VASCO, 63	D	MANZANEDA - SIONLLA	-8,493139	42,909778
CUENCA	CASTILLEJO DE INIESTA	CASTILLEJO DE	16250	AUTOVIA AUTOVIA DEL ESTE KM. 224	D	MOLGAS	-1,753444	39,517361
CUENCA	MOTILLA DEL PALANCAR	MOTILLA DEL PALANCAR	16200	CARRETERA ALBACETE, N-320 KM. 72	I	NATURGY	-1,902944	39,553778
GIPUZKOA	HERNANI	HERNANI	20120	AUTOPISTA AP-8 KM. 22	I	REPSOL	-1,984250	43,278472
GIPUZKOA	IRUN	IRUN	20305	CALLE ANTIXOTXIPI KALEA. 4	D	HAM	-1,764250	43,339000
GIPUZKOA	OLABERRIA	OLABERRIA	20212	CARRETERA N-1 KM. 417	I	GASOGAS OLABERRIA	-2,216917	43,039000
GIRONA	AIGUAVIVA	AIGUAVIVA	17181	AUTOPISTA AP7 KM. 70	D	HAM	2,773694	41,907083

Provincia	Municipio	Localidad	Código postal	Dirección	Margen carretera	Empresa	Longitud	Latitud
GIRONA	FAR D'EMPORDÀ (EL)	EL FAR D'EMPORDA	17469	CARRER LA PIRETA PARCELA 11. 11	N	SHELL	2,993694	42,251583
GIRONA	JONQUERA (LA)	LA JONQUERA	17700	CARRETERA N-II KM. 774	D	HAM	2,872000	42,416778
GIRONA	JONQUERA (LA)	LA JONQUERA	17700	AUTOPISTA AP7 KM. 7	D	HAM	2,873667	42,406472
GIRONA	JONQUERA (LA)	LA JONQUERA	17700	CALLE BASSEGODA. 4	I	MOLGAS	2,878806	42,403028
GIRONA	LLERS	HOSTALET	17730	CALLE KARPETAN. S/N	N	REPSOL	2,940389	42,295722
GIRONA	SANTA LLOGAIA D'ÀLGUEMA	SANTA LLOGAIA D'ÀLGUEMA	17771	CALLE CORAL ROIG, S/N	D	PETREM	2,956083	42,231333
GRANADA	CHAUCHINA	CHAUCHINA	18330	AUTOVIA A92 KM. 225	D	HAM	-3,802611	37,196056
GUADALAJARA	ALOVERA	ALOVERA	19208	CARRETERA A-2 KM 47,5 (SALIDA 48). CTRA. MADRID, KM47 KM. 47,5	I	NATURGY	-3,225778	40,595139
GUADALAJARA	AZUQUECA DE HENARES	AZUQUECA DE HENARES	19200	AVENIDA DE LA BARCA, 8	N	SHELL	-3,251722	40,566194
GUADALAJARA	TORREMOCHA DEL CAMPO	TORREMOCHA DEL CAMPO	19268	CARRETERA A2 KM. 117,4	D	HAM TORREMOCHA	-2,615972	40,972278
HUELVA	PALOS DE LA FRONTERA	PALOS DE LA FRONTERA	21810	POLÍGONO NUEVO, 38	D	MOLGAS	-6,884444	37,196722
HUESCA	CANDASNOS	CANDASNOS	22591	AUTOPISTA AP2 KM. 86	D	HAM	0,041417	41,517333
JAÉN	ANDÚJAR	ANDUJAR	23740	AUTOPISTA 4A KM. 316.7	D	MOLGAS	-3,984944	38,043611
JAÉN	GUARROMÁN	GUARROMAN	23210	CARRETERA N4 KM. 280.5	I	REPSOL	-3,671972	38,193306
JAÉN	GUARROMÁN	GUARROMAN	23210	POLÍGONO INDUSTRIAL DEL GUADIEL, 288	D	MOLGAS	-3,723639	38,142917
LLEIDA	LLEIDA	LLEIDA	25195	CALLE A2. 463	D	HAM	0,628167	41,665083
LLEIDA	LLEIDA	BASSES D'ALPICAT	25195	CARRETERA 230 KM. 6.5	I	MOLGAS	0,606889	41,663917
LUGO	CORGO (O)	CORGO (O)	27163	AUTOPISTA A6 KM. 487	D	MOLGAS	-7,457722	42,965389
MADRID	CIEMPOZUELOS	CIEMPOZUELOS	28350	CALLE LIMONERO, 13	D	MOLGAS	-3,650556	40,130444
MADRID	MADRID	MADRID	28031	CALLE SEIS MERCAMADRID. 16	D	BDMED	-3,669306	40,356056
MADRID	MADRID	MADRID	28049	CARRETERA M-607 KM. 17,7	D	HAM TRES CANTOS	-3,710556	40,562417

Provincia	Municipio	Localidad	Código postal	Dirección	Margen carretera	Empresa	Longitud	Latitud
MADRID	PINTO	PINTO	28320	CARRETERA M-408 PINTO A PARLA KM. 5	D	BP PINTO	-3,721194	40,245194
MADRID	PINTO	PINTO	28320	CALLE ARENAS (DE LAS), 2	D	CEPSA LAS ARENAS	-3,689306	40,267444
MADRID	SAN FERNANDO DE HENARES	SAN FERNANDO DE HENARES	28830	CALLE CERRAJEROS DE LOS, 10	D	MOLGAS	-3,501139	40,441278
MADRID	SAN FERNANDO DE HENARES	CAMPITO (EL)	28830	AUTOPISTA A4 KM. 14,3	D	MOLGAS	-3,692194	40,297500
MADRID	SAN SEBASTIÁN DE LOS REYES	SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	28700	AUTOVIA NACIONAL I KM. 26,200	D	HAM	-3,578833	40,608417
MADRID	VALDEMORO	VALDEMORO	28340	CALLE NARCISO MONTURIOL, 28	I	HAM	-3,664944	40,165722
MADRID	VELILLA DE SAN ANTONIO	VELILLA DE SAN ANTONIO	28891	CALLE TAMBORA, 4	D	HAM	-3,469556	40,345889
MÁLAGA	ANTEQUERA	ANTEQUERA	29200	POLIGONO PARQUE EMPRESARIAL ESTE, S/N	D	NATURGY	-4,522889	37,038389
MURCIA	FUENTE ÁLAMO DE MURCIA	BALSAPINTADA	30332	AUTOVIA A-30 KM. 170	D	MOLGAS	-1,068111	37,767056
MURCIA	MOLINA DE SEGURA	MOLINA DE SEGURA	30500	CALLE ALDEBARAN, 30	I	NATURGY ES MOLINA	-1,219583	38,087611
MURCIA	MURCIA	JERONIMOS (LOS)	30830	AUTOVIA DEL MEDITERRANEO KM. 649	D	MOLGAS	-1,800694	37,575694
MURCIA	TORRES DE COTILLAS (LAS)	TORRES DE COTILLAS	30565	CARRETERA N-344 KM. 7	D	HAM	-1,236500	38,032583
NAVARRA	CASTEJÓN	CASTEJON	31590	CARRETERA N-232 KM. 83	D	HAM	-1,698500	42,135056
NAVARRA	ZIORDIA	ZIORDIA	31809	CTRA. A-1 km 391	N	GALP	-2,236361	42,865028
PONTEVEDRA	PONTEAREAS	PONTEAREAS	36860	AUTOVIA DE LAS RIAS BAJAS KM. 290	D	MOLGAS	-8,476556	42,145583
SALAMANCA	CARBAJOSA DE LA SAGRADA	CARBAJOSA DE LA SAGRADA	37188	CALLE VERTICAL TERCERA, 4 - 6 POL. IND. EL MONTALVO III, 4	D	NATURGY ES SALAMANCA-BECONSA	-5,654611	40,937250
SALAMANCA	MARTÍN DE YELTES	CASTILLEJO DE YELTES	37494	AUTOVIA DE CASTILLA KM. 297	D	MOLGAS	-6,287417	40,772472
SALAMANCA	SALAMANCA	SALAMANCA	37008	CALLE PUERTO DE GOTEMBURGO. 1342	D	HAM	-5,727167	40,959333
SEGOVIA	NAVALMANZANO	NAVALMANZANO	40280	CARRETERA TUREGANO-NAVAS DE ORO KM. 1	D	HAM	-4,267944	41,209028
SEVILLA	DOS HERMANAS	DOS HERMANAS	41730	CARRETERA DE EL COPERIO KM. 0	D	HAM	-5,986889	37,291972
TARRAGONA	ALDEA (L')	ALDEA (L')	43896	AUTOPISTA AP7 KM. 317	D	HAM	0,628806	40,764306

Provincia	Municipio	Localidad	Código postal	Dirección	Margen carretera	Empresa	Longitud	Latitud
TARRAGONA	TARRAGONA	TARRAGONA	43006	CALLE SOFRE. 5	D	HAM BIONET	1,221806	41,138500
TARRAGONA	VALLS	VALLS	43800	CALLE BLANQUERS, 53	N	MOLGAS	1,260778	41,311139
TARRAGONA	VANDELLÒS I L'HOSPITALET DE L'INFANT	HOSPITALET DE L'INFANT	43890	AUTOPISTA AP7 KM. 283	D	HAM	0,893639	40,986306
TARRAGONA	VANDELLÒS I L'HOSPITALET DE L'INFANT	HOSPITALET DE L'INFANT	43891	CARRER DE JOAN ORÓ, 2	N	ALAS CENTRAL	0,910639	41,007250
TOLEDO	SESEÑA	SESEÑA	45223	AUTOVIA A-4 KM. 36,5	D	REPSOL	-3,645056	40,105139
VALENCIA / VALÈNCIA	LORIGUILLA	LORIGUILLA	46393	AVENIDA DELS FUSTERS, 42	D	HAM	-0,566500	39,481056
VALENCIA / VALÈNCIA	MASSALFASSAR	MASSALFASSAR	46560	CALLE CID, 1	D	HAM	-0,305028	39,548583
VALENCIA / VALÈNCIA	RIBA-ROJA DE TÚRIA	RIBA-ROJA DE TURIA	46190	CARRETERA DELS PEDRAPIQUERS KM. S/N	D	NATURGY	-0,548250	39,475861
VALENCIA / VALÈNCIA	RIBA-ROJA DE TÚRIA	RIBA-ROJA DE TURIA	46190	POLIGONO SUBPOLIGONO 2 (CTRA. N3 KM 341),. 341	D	MOLGAS ALZ	-0,535722	39,472639
VALENCIA / VALÈNCIA	SAGUNTO/SAGUNT	SAGUNTO	46500	AUTOPISTA AP-7 KM. 478	D	HAM	-0,301806	39,648944
VALENCIA / VALÈNCIA	SAGUNTO/SAGUNT	PUERTO (EL)	46520	AVENIDA SEQUIA DE LA TORRE, 13	D	MOLGAS	-0,260167	39,643000
ZAMORA	BENAVENTE	BENAVENTE	49600	CARRER CAÑADA BERZIANA. 9	D	HAM	-5,658194	41,998417
ZARAGOZA	ALFAJARÍN	ALFAJARIN	50172	POLIGONO EL SACO. S/N	D	HAM	-0,689778	41,604500
ZARAGOZA	ZARAGOZA	ZARAGOZA	50012	AUTOVIA MADRID KM. 309	I	REPSOL	-1,009972	41,625083
ZARAGOZA	ZARAGOZA	ZARAGOZA	50014	POLIGONO P. I. MERCAZARAGOZA, CARR. DE COGULLADA, S/N	D	MOLGAS	-0,853417	41,682417
ZARAGOZA	ZARAGOZA	ZARAGOZA	50016	AUTOVIA A-2 KM. 328	D	MOLGAS	-0,813194	41,666639

Provincia	Municipio	Localidad	Código postal	Dirección	Margen carretera	Empresa	Longitud	Latitud
ZARAGOZA	ZARAGOZA	ZARAGOZA	50197	RONDA DE LA FERIA DE MUESTRAS, 10	D	MOLGAS	-0,987833	41,638361

ANEXO IV: Relación de hidrogeneras a 28/04/2026 identificadas por el sector

Hidrogenera	Localidad	Dirección	Año	Acceso Público	Capacidad ≥ 1 t/día	Dispensador 700 bar	Red RTE-T	Nodo urbano	Cumple AFIR
FhA. Fundación Hidrógeno Aragón	Huesca	Ctra. Zaragoza-Huesca, Km 566, 22197 Cuarte	2020	NO	NO	350-700	NO	NO	NO Instalación experimental
CH2. Centro Nacional del Hidrógeno	Ciudad Real (Puertollano)	C. Fernando el Santo, 13500 Puertollano	2020	NO	NO	350	NO	NO	NO Instalación de I+D
Ajusa	Albacete		2020	NO	NO	Desconocido	NO	SI	NO No es pública
TMB	Barcelona	Carrer 60, 21-23, Sector A, 08040	2023	Necesario un acuerdo para repostar	NO	350	SI	SI	NO Uso para flota de autobuses
Scale Gas	Madrid	Av. de Manoteras, 34, 28050 Madrid	2023	Bajo cita previa	Desconocido	SI	SI	SI	Desconocido
Exolum	Madrid	Torrejón de Ardoz, Madrid	2023	Necesario un acuerdo para repostar	Desconocido	350	SI	SI	Desconocido
Valencia Port. H2port	Valencia	Puerto de Valencia	2023	NO	Desconocido	350	SI	SI	NO Uso portuario
FM Logistic (carretillas)	Toledo	Illescas	2023	NO	No	350	NO	NO	NO Instalación privada

Repsol / Zoilo Ríos	Zaragoza	E.S. El Cisne. Autovía de Madrid (A2) p.k. 309. 50011 Zaragoza	2024	Necesario concertar cita	Desconocido	350	SI	SI	NO
Carbueros Metálicos	Tarragona	Polígono Industrial Riu Clar, Carretera Tarragona-Constantí A-27, s/n, 43006	2025	Privada bajo cita previa	Desconocido	350	SI	SI	NO
Hidrogenera	Localidad	Dirección	Año	Acceso Público	Capacidad ≥1 t/día	Dispensador 700 bar	Red RTE-T	Nodo urbano	Cumple AFIR
HVR Energy	Madrid	C. de Miguel Peña, 3, 28821, Coslada	2025	SI	Desconocido	350	SI	SI	NO
EMT Madrid	Madrid	EMT Centro de Operaciones de Entrevías, Madrid	2025	NO	Desconocido	350	SI	SI	NO Uso para flota de autobuses
H2Go	Tenerife		2025	SI	Desconocido	SI	NO	SI	Desconocido
Hidrogeno Verde Puerto de Vigo (Proyecto Julio Verne)	Vigo	Puerto de Vigo	En construcción. Inicio 1Q 2025. Puesta en marcha 2026	SI	Desconocido	350	SI	SI	NO
CTAG. Centro Tecnológico de Automoción de Galicia	Pontevedra	Polígono Industrial A Granxa Calle A, parcelas 249-250 36475 Porriño (Pontevedra) España	En proyecto	NO	Desconocido	350	SI	NO	NO
Abanto- Ibil (Repsol/EVE)	Bilbao	Abanto	En construcción. Operativa diciembre 2026	SI	Desconocido	350-700	NO	NO	Desconocido

Loiu-Ibil (Repsol/EVE)	Bilbao	Loiu	En proyecto. 2027	SI	Desconocido	350-700	NO	NO	Desconocido
Green Hysland	Palma de Mallorca	Camí Vell de Llucmajor, 4, Llevant, 07007, Islas Baleares	En proyecto		Desconocido	350-700	NO	SI	Desconocido
H2GO Repsol Morro Jable. IR Maxoinversiones	Fuerteventura	Dársena Pesquera del Puerto de Morro Jable, Pájara, Canarias	2024	SI	Desconocido	700	NO	NO	NO
Hidrogenera	Localidad	Dirección	Año	Acceso Público	Capacidad ≥ 1 t/día	Dispensador 700 bar	Red RTE-T	Nodo urbano	Cumple AFIR
H2Green La Isla. SAIL H2	Sevilla	Polígono Industrial La Isla, Dos Hermanas2025	2026	Bajo cita previa	Desconocido	350	SI	SI	NO
HVR Energy- Algete	Algete-Madrid	Algete	2026	SI	Desconocido	350			En construcción
HVR Energy- Zaragoza	Zaragoza	Zaragoza	2026	SI	Desconocido	350			En construcción
HVR Energy-La Carlota	La Carlota-Córdoba	Córdoba	2026	SI	Desconocido	350			En construcción



GOBIERNO
DE ESPAÑA