

# **GNC y GNL para vehículos y buques: los hechos**

octubre de 2018

## **Transport & Environment**

Publicado: octubre de 2018

Análisis interno de Transport & Environment

© 2018 Federación Europea de Transporte y Medio Ambiente AISBL

En el caso de discrepancias entre la versión en inglés y otras versiones, la versión en inglés es la correcta y las diferencias se deben a la traducción.

### **Para más información**

Jori Sihvonen

Responsable de combustibles limpios

Transport & Environment

[jori.sihvonen@transportenvironment.org](mailto:jori.sihvonen@transportenvironment.org)

Tel: +32(0)2 851 02 28

Square de Meeûs, 18, 2nd floor | B-1050 | Bruselas | Bélgica

[www.transportenvironment.org](http://www.transportenvironment.org) | [@transenv](https://twitter.com/transenv) | [fb: Transport & Environment](https://www.facebook.com/Transport&Environment)

### **Agradecimientos**

T&E agradece la colaboración de Sujith Kollamthodi de RICARDO Energy & Environment, Stephanie Searle y Oscar Delgado del Consejo Internacional de Transporte Limpio (ICCT), Stijn Carton de la European Climate Foundation (ECF) y Antoine Simon de Amigos de la Tierra Europa (FOEE) a la hora de revisar el informe.

## Resumen ejecutivo

La UE ha acordado reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en al menos un 80-95% para 2050 y fue el mayor impulsor responsable del Acuerdo de París que exige cero emisiones netas de aquí a la mitad de siglo. La política climática exigirá un cambio de paradigma alejado del petróleo que actualmente suministra casi todas las necesidades energéticas del transporte. Además de la transición hacia tecnologías de emisión cero como la batería eléctrica o el hidrógeno, los reguladores y gobiernos de Europa están estudiando el posible papel que el gas podría desempeñar en la descarbonización del transporte. La UE y diversos gobiernos nacionales apoyan el uso del metano en el transporte a través de regulaciones, exenciones fiscales y subvenciones. La industria del gas, que se enfrenta a una demanda estancada o decreciente en otros sectores de Europa, percibe en el transporte un mercado creciente importante.

Este informe recopila las últimas pruebas del impacto medioambiental causado por el uso del gas como combustible de transporte. El informe se basa en las referencias más actualizadas, así como en resultados y datos de ensayos más actualizados. Este toma como base un informe anterior de AEA Ricardo, analizando algunas cuestiones con más detenimiento, como por ejemplo el papel del metano renovable (biometano y electricidad a metano) o el impacto de las políticas fiscales.

### Impacto climático

Los vehículos y buques a gas tienen un rendimiento similar al de los vehículos y buques que utilizan combustibles fósiles. Basándonos en los últimos ensayos disponibles, el gas fósil utilizado en el transporte no tiene ningún beneficio significativo, y cuando se incluyen las fugas de metano y los efectos desde la fuente (*upstream*) en la mayoría de los casos no se aprecian beneficios climáticos apreciables, en comparación con los combustibles fósiles derivados del petróleo.

El rendimiento global en términos de GEI (del pozo a la rueda/WTW) identificado en este estudio (con emisiones desde la fuente en el escenario central) oscila entre -12% y +9%, dependiendo del modo de transporte. En los turismos, la reducción de GEI es inferior, con un rango desde -7% a +6% en comparación con el gasóleo. En cuanto a los vehículos pesados, el rango está entre -2% y +5% en comparación con los mejores camiones a gasóleo y dependiendo de la tecnología del motor y del combustible. En el caso del transporte marítimo, las cifras se encuentran entre -12% y +9% en comparación con el gasóleo marino (MGO), pero estas cifras dependen en gran medida de las pérdidas de metano.

No hemos encontrado ninguna prueba que respaldara el ahorro teórico de los vehículos a gas en base al menor contenido de carbono del combustible. En realidad, la baja eficiencia del motor a gas a menudo neutraliza el beneficio del combustible en sí a nivel del tubo de escape. Esto apunta a la necesidad de políticas basadas en mediciones del rendimiento (a través de ensayos oficiales de la UE), no en el tipo de combustible. También existe incertidumbre con respecto a las fugas de metano a nivel de vehículo y el impacto de la evaporación y la ventilación no está bien documentado, pero podría tener un impacto negativo significativo en el desempeño ambiental de los vehículos a gas.

El metano es un gas de efecto invernadero muy poderoso. En un período de 100 años es 28 veces más potente que el CO<sub>2</sub>. En 2010, el metano representó el 20% de las emisiones mundiales de GEI. Estas emisiones (550 Mt) crecen anualmente en 25 Mt, de las cuales 17 Mt están relacionadas con la extracción de combustibles fósiles.

Las fugas de metano, es decir, el metano no quemado que se escapa a la atmósfera, se producen a lo largo de toda la cadena de suministro (extracción, transporte, repostaje) y tienen un gran efecto negativo en el impacto climático del gas fósil. Actualmente, el promedio de emisiones

fugitivas de metano en la cadena de suministro de gas fósil es del 2,2% del gas fósil producido, oscilando entre el 0,2% y el 10%.

Los últimos indicios señalan que las emisiones de metano desde la fuente han sido significativamente subestimadas hasta en un 60%, lo que hace probable que las emisiones de GNC/GNL desde la fuente, y por lo tanto, las emisiones del pozo a la rueda o a la hélice de las emisiones GEI sean peores de lo que arrojaban las cifras mencionadas (basadas en los datos de emisiones "centrales" desde la fuente). Dado que el metano es un gas de efecto invernadero muy potente a corto plazo, cualquier beneficio de los vehículos a gas sólo se materializaría tras varias décadas, mucho después de que la economía de la UE tuviera que estar totalmente descarbonizada.

### **Impacto en la calidad del aire**

El uso de gas fósil en el transporte por carretera sólo aporta beneficios limitados para la calidad del aire. El rendimiento de los vehículos a gas es similar al de los vehículos a gasolina y sólo marginalmente mejor que el de los turismos a gasóleo que cumplen con los nuevos límites RDE. La Comisión Europea está trabajando en un límite Euro 7 que reducirá aún más o eliminará por completo cualquier beneficio que el gas pueda tener sobre los turismos a gasóleo. Podrían lograrse mejoras mucho mayores en la calidad del aire realizando el cambio a turismos de emisión cero.

Para los camiones, el GNC y el GNL no ofrecen beneficios significativos (NOx, PM) en comparación con los vehículos que cumplen con la norma EURO VI. La tecnología HPDI (Inyección directa de alta presión) tiene emisiones de NOx ligeramente superiores. Las emisiones en número de partículas suspendidas también son mayores en el transporte propulsado por metano, en comparación con el gasóleo. En el caso de los buques, el GNL resulta claramente beneficioso en comparación con el fuelóleo pesado, aunque también puede lograrse un rendimiento de emisiones similar equipando a los buques con sistemas de postratamiento tales como SCR y DPF y utilizando gasóleo marino con bajo contenido de azufre.

### **Metano renovable**

El biometano y la electricidad a metano pueden tener emisiones de GEI (significativamente) inferiores a las del gas fósil. Sin embargo, las materias primas sostenibles para el biometano (desechos, residuos) son muy limitadas y no pueden aumentarse de forma sostenible. Incluso si suponemos que se produce el máximo potencial sostenible y que todo se destinara al transporte (lo que resulta muy improbable), el biometano sólo podría cubrir entre el 6,2% y el 9,5% de las necesidades energéticas del transporte. En la actualidad, sólo alrededor del 4 % del gas que se consume en la UE es renovable, y se produce principalmente a partir de cultivos como el maíz. La red de gas sólo cuenta con una cuota del 0,5% de energías renovables, frente a casi el 30% de las renovables en la generación de electricidad. Menos del 1% del biogás producido se utiliza actualmente en el transporte.

El biogás basado en cultivos (por ejemplo, de maíz), está asociado con importantes emisiones de cambios indirectos en el uso de la tierra. Estos impactos eliminan la mayoría de los beneficios en términos de GEI en comparación con el gas fósil. Además, hay cuestiones relacionadas con la biodiversidad y la competencia con los alimentos. Por este motivo, el biogás vegetal está limitado para fines de transporte en virtud de la Directiva de energías renovables.

El metano basado en la electricidad (electricidad a metano) es ineficiente y de producción costosa (al menos 5 veces más cara) y aumentaría enormemente la demanda de electricidad renovable. La electricidad renovable se convierte primero en hidrógeno y luego en metano. La eficiencia del

proceso es actualmente de aproximadamente el 40% y podría aumentar hasta el 60 % en el futuro, en el mejor de los casos, y requiere una cantidad considerable adicional de electricidad renovable, que en la actualidad no va a estar disponible a la escala necesaria.

Esto implica que la contribución del metano renovable será limitada. El potencial existente podría aprovecharse mejor para ayudar a descarbonizar los sectores que actualmente dependen del metano (residencial, industrial, eléctrico) y en los que no se necesitan nuevas infraestructuras y motores. El biometano puede desempeñar un papel de nicho en el transporte para proyectos locales, con vehículos que funcionan con 100% biometano, repostando en los sitios locales de producción de biometano. Un cambio más amplio hacia el metano conduciría casi con toda seguridad a un sector del transporte propulsado por gas fósil, no por metano renovable.

### **La economía y la política del gas fósil en el transporte**

El argumento comercial a favor del gas fósil en el transporte depende casi totalmente de las exenciones fiscales (para los combustibles), las subvenciones y el apoyo público a la infraestructura. El GNC y el GNL disfrutan de tipos impositivos por debajo del mínimo de la UE en muchos países de la UE, y muy por debajo de los tipos impositivos equivalentes para el gasóleo (de media para los países de la UE 9,51€/GJ o 76% menos que el gasóleo y 16,21€/GJ o 85% menos que la gasolina). El consumo de gas fósil en el transporte es especialmente elevado en los países con los tipos impositivos más bajos. Por ejemplo, Italia consume el 60% del metano utilizado en el transporte y representa el 68% de las ventas de turismos a GNC. En Italia, el precio del gas fósil en las gasolineras es de aproximadamente la mitad del precio del gasóleo debido a una tasa impositiva del GNC del 0,5% de la tasa impositiva del gasóleo. Sin este beneficio fiscal, el mercado para los turismos a GNC sería mucho más pequeño. Del mismo modo, si el GNL se gravara a niveles similares a los del gasóleo, el argumento comercial a favor de los camiones a GNL sería negativo.

El cambio hacia el metano en el transporte requeriría la creación de nuevas infraestructuras, una transición en el sector de la fabricación y un apoyo fiscal continuado, en particular mediante subvenciones y exenciones fiscales. La producción interna de gas fósil en la UE está disminuyendo (rápidamente en el caso de los Países Bajos) y la UE depende cada vez más de las importaciones, en particular de Rusia. La creación de un nuevo mercado para el gas fósil en el transporte aumentará la dependencia de la UE de las importaciones de energía.

Basándonos en la bibliografía disponible, el papel del metano fósil, pero también del renovable, en la descarbonización del transporte sería extremadamente limitado y el apoyo continuado a la expansión del metano como combustible para el transporte no parece estar justificado.

# Índice

<b>Resumen ejecutivo</b>	<b>3</b>
<b>Lista de abreviaturas</b>	<b>8</b>
<b>Terminología usada en el informe</b>	<b>9</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>10</b>
<b>2. Contexto político</b>	<b>11</b>
2.1. Libro Blanco de la Comisión y estrategia de movilidad de bajas emisiones	11
2.2. Reglamento de Acción Climática (Reparto del esfuerzo)	11
2.3. El Acuerdo de París	11
2.4. Directiva sobre la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos	12
2.5. Normas de CO <sub>2</sub> para turismos, furgonetas y camiones	14
2.6. Estrategia de la OMI sobre los GEI y límite mundial de contenido de azufre.	14
2.7. Financiación de la UE	15
<b>3. El papel del gas en la trayectoria de descarbonización de la UE</b>	<b>17</b>
3.1. Emisiones de metano desde la fuente ( <i>upstream</i> )	18
3.2. Importaciones de gas fósil a la UE	22
3.3. Desarrollos tecnológicos que reducen la demanda de gas fósil	24
<b>4. Impactos sobre las emisiones de GEI de la utilización de gas fósil en el sector del transporte</b>	<b>25</b>
4.1. Turismos	25
4.2. Camiones	29
4.3. Buques	33
<b>5. Emisiones no GEI (calidad del aire)</b>	<b>36</b>
5.1. Turismos	36
5.2. Camiones y autobuses	38
5.3. Buques	40
<b>6. Metano renovable</b>	<b>42</b>
6.1. Beneficios climáticos del metano renovable	42
6.2. Consumo actual de biometano	47
6.3. Potencial del biometano	48
6.4. Potencial de la electricidad a metano	51
6.5. ¿Dónde debe utilizarse metano renovable?	54
6.6. Eficiencia energética y del sistema	56
6.7. Cómo utilizar metano renovable en el transporte	58
<b>7. ¿Qué impulsa la adopción (limitada) de los vehículos a metano?</b>	<b>61</b>
7.1. Exenciones fiscales para el gas fósil	61
7.2. Subvenciones y exenciones fiscales para los vehículos a gas	63

<b>7.3. Desarrollo y costes de infraestructura</b>	<b>65</b>
<b>7.4. Grupo de presión de la industria del gas</b>	<b>66</b>
<b>7.5. ¿Los fabricantes de vehículos se centran en el GNC/GNL?</b>	<b>66</b>
<b>8. Conclusiones</b>	<b>68</b>
<b>9. Recomendaciones políticas</b>	<b>70</b>
<b>Anexo 1. Tipos impositivos aplicables a los combustibles para el transporte</b>	<b>71</b>
<b>Anexo 2. Estimación de las emisiones WTT de GEI del GNC para 2030 por país de la UE (Exergía 2015)</b>	<b>72</b>
<b>Referencias</b>	<b>73</b>

## Lista de abreviaturas

bcm – mil millones de metros cúbicos  
BP - British Petroleum  
CARB - Junta de Recursos del Aire de California  
CAR - Reglamento de Acción Climática (antiguamente llamado Reglamento de reparto del esfuerzo)  
MCE - Mecanismo "Conectar Europa"  
CH<sub>4</sub> - Metano  
CHP - Cogeneración  
CIEL - Centro de derecho Ambiental Internacional  
GNC - Gas natural comprimido  
CO<sub>2</sub> - Dióxido de carbono  
CO<sub>2</sub> eq.- CO<sub>2</sub> equivalente  
DPF - Filtro de partículas diésel  
ECA - Zonas de control de emisiones  
CE - Comisión Europea  
EDF - Fondo para la Defensa del Medio Ambiente (EE. UU.)  
AEMA - Agencia Europea de Medio Ambiente  
EGR - Recirculación de gases de escape  
EPA - Agencia de Protección del Medio Ambiente  
ESR - Reglamento de reparto del esfuerzo  
RCDE - Régimen de comercio de derechos de emisión  
UE - Unión Europea  
VE - Vehículo(s) eléctrico(s)  
GE - General Electric  
GEI - Gas de efecto invernadero  
GJ - Gigajulio  
GWP - Potencial de calentamiento global  
HFO - Fuelóleo pesado  
HPDI - Inyección directa de alta presión  
ICCT - Consejo Internacional de Transporte Limpio  
ILUC - Cambio indirecto del uso de la tierra  
OMI - Organización Marítima Internacional  
IPCC - Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático  
IPCC AR5 - 4º Informe de evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático  
IWW - Vías navegables interiores  
JEC - Colaboración JRC (Centro Común de Investigación de la Comisión Europea)-EUCAR-CONCAWE  
JRC - Centro Común de Investigación de la Comisión Europea  
LCFS - Estándar de combustibles bajos en carbono  
GNL - Gas Natural Licuado  
MFP - Marco Financiero Plurianual  
MGO - Gasóleo marino  
MJ HHV - Megajulio, Poder calorífico superior  
Mt - Megatonelada  
Mtep - Millón de toneladas equivalentes de petróleo  
N<sub>2</sub>O - Óxido nitroso  
NASA - Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio  
NEx - Emisiones no vehiculares  
NEDC - Nuevo Ciclo de Conducción Europeo  
NGVA - Asociación del gas natural vehicular

NO<sub>x</sub> - Óxidos de nitrógeno  
OEM - Fabricante del equipo original  
PCI - Proyectos de interés común  
PM - Partículas en suspensión  
PtG - Power-to-Gas (Electricidad a gas)  
PtL - Power-to-Liquid (Electricidad a líquido)  
PtX - Power-to-X (Electricidad a X)  
DER - Directiva de Energías Renovables  
SO<sub>2</sub> - Dióxido de azufre  
SCR - Reducción catalítica selectiva  
SI - Encendido por chispa  
SPN - Número de partículas sólidas  
TAP - Gasoducto Trans Adriático  
TEN-T - Red Transeuropea de Transporte  
TfL - Transport for London  
TNO - Organización de Investigación Científica Aplicada de los Países Bajos  
TTW - Del tanque a la rueda  
ULSFO - Fuelóleo de ultra bajo contenido de azufre  
CMNUCC - Convenio marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático  
VECTO - Herramienta de cálculo de consumo energético de vehículos  
VP - Vehículos pesados  
VW - Volkswagen  
WTT - Del pozo al tanque (emisiones)  
WTW - Del pozo a la rueda, Del pozo a la hélice

## Terminología usada en el informe

Metano – Compuesto químico que contiene carbono e hidrógeno (CH<sub>4</sub>) término general para los gases fósil y el metano renovable

Gas fósil - Gas natural, compuesto primeramente de metano y una cantidad variable de otros alcanos de mayor orden, dióxido de carbono, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno o helio.

Gas de síntesis - Resultado de la gasificación (una reacción térmica sin combustión) que contiene monóxido de carbono, hidrógeno y dióxido de carbono.

Biogás - Resultado de la digestión anaeróbica (un proceso de fermentación biológica) que contiene metano, dióxido de carbono, nitrógeno e hidrógeno

Biometano (CH<sub>4</sub>) - biogás y gas de síntesis mejorados

Electricidad a metano (CH<sub>4</sub>)- Metano producido por electricidad renovable y CO<sub>2</sub>

Gas renovable - Metano renovable e hidrógeno renovable

Metano renovable - Biometano y Electricidad a metano (Power-to-methane)

GNC - Gas natural comprimido (metano almacenado a alta presión, típicamente 20-25 MPa). Se utiliza normalmente en coches, furgonetas y camiones de corta distancia.

GNL - Gas natural licuado (metano enfriado y licuefactado a menos -162°C). Típicamente usado para transporte en larga distancia (barcos y camiones), ya que su energía volumétrica es entre 2,5 a 3 veces mayor que el GNC

# 1. Introducción

Para cumplir sus objetivos climáticos, la UE necesita descarbonizar casi por completo su sector del transporte<sup>1</sup> para 2050. Esto requiere una transición hacia la movilidad de emisiones cero. La reducción de las emisiones tanto de los vehículos como de los buques es esencial y puede llevarse a cabo de tres maneras complementarias clave: mejorando drásticamente la eficiencia del vehículo y del sistema de transporte, reduciendo así la cantidad de combustible utilizado por los vehículos o los buques; descarbonizando el combustible de vehículos y buques; y reduciendo la demanda de movilidad.

Las emisiones del transporte han aumentado casi una cuarta parte desde 1990.<sup>2</sup> Esto significa que la transición hacia emisiones cero tendrá que ser rápida y que la importancia de una mejora radical a través del cambio de combustible está creciendo. En este contexto, existe un debate en curso sobre el papel del metano en el transporte. Algunas de las partes implicadas, que a menudo representan a la industria de los gases fósiles, afirman que el uso del metano contribuiría a descarbonizar el transporte<sup>3</sup>. En 2016, T&E publicó un estudio<sup>4</sup> de Ricardo Energy & Environment que analizaba el papel del metano en el transporte. El estudio llegó a la conclusión de que el uso de gases fósiles no tiene beneficios significativos para el clima en comparación con los combustibles derivados del petróleo, mientras que el biometano no puede ser producido en volúmenes suficientes para suponer una contribución significativa.

Desde entonces, se han publicado varios estudios nuevos. El debate sobre el papel del metano en el cumplimiento de los objetivos climáticos y medioambientales de la UE también se ha intensificado tanto a nivel de la UE como a nivel nacional. La Comisión está desarrollando actualmente una estrategia de descarbonización a largo plazo que se publicará a finales de año y será debatida por los líderes de la UE en 2019 y posiblemente en 2020. Una cuestión clave es el papel que podría desempeñar el metano en la descarbonización total de la economía de la UE.

Este informe recopila nuevas pruebas, evalúa una serie de cuestiones que no fueron cubiertas por el informe de 2016 (como la electricidad a metano, los impuestos y más detalles sobre las emisiones y contaminantes desde la fuente y el biometano) y actualiza la evaluación general de Transport & Environment sobre el posible papel del metano en el transporte.

El informe se centra en el papel de los vehículos a metano en la descarbonización del transporte y sus otros impactos medioambientales. En este informe, "metano" se refiere tanto al metano fósil como al metano renovable en el contexto de fuente de energía. Los vehículos a metano pueden funcionar con gas fósil, biometano o electricidad a metano (metano producido a partir de electricidad renovable). El transporte propulsado por hidrógeno queda excluido del ámbito de aplicación de este informe.

## 2. Contexto político

Existen múltiples políticas de la UE e internacionales que repercuten en el uso del metano en el transporte. Esta sección examina la política existente y las próximas iniciativas políticas europeas.

### 2.1. Libro Blanco de la Comisión y estrategia de movilidad de bajas emisiones

El Libro Blanco del transporte<sup>5</sup> de la Comisión Europea (2011) estableció un objetivo de reducción de las emisiones de GEI del 60% para 2050 en comparación con 1990, o del 70% en comparación con 2008 con el propósito de “acercarse firmemente a cero”. El Libro Blanco sigue respaldando el trabajo regulador de la Comisión (por ejemplo los paquetes de movilidad de 2016, 2017 y 2018).

La estrategia de movilidad de bajas emisiones pone de relieve la necesidad de optimizar el sistema de transporte, mejorar su eficiencia, aumentar el uso de energías alternativas de baja emisión para el transporte y avanzar hacia vehículos de emisiones cero.<sup>6</sup>

La estrategia espera que el gas fósil se utilice como combustible alternativo en el sector del transporte por carretera de vehículos pesados y el sector del transporte marítimo, y también destaca que su potencial puede aumentar significativamente con el uso de metano renovable (biometano y electricidad a metano). También hay referencias a la construcción de infraestructuras para el repostaje de GNC (gas natural comprimido) y GNL (gas natural licuado), tal y como se define en la Directiva sobre infraestructura para los combustibles alternativos. En el caso de los turismos, la estrategia se centra en los vehículos de emisiones cero.

### 2.2. Reglamento de Acción Climática (Reparto del esfuerzo)

El Reglamento de reparto del esfuerzo (ESR), ahora llamado Reglamento de Acción Climática, (CAR), fue propuesto por la Comisión Europea en julio de 2016<sup>7</sup>, y el texto se finalizó en diciembre de 2017<sup>8</sup>. El CAR establece un objetivo de reducción de GEI para 2030 para los sectores excluidos del ámbito de aplicación del RCDE, principalmente: transporte, agricultura, residencial, pequeña industria y residuos. El Reglamento establece una reducción del 30% de las emisiones de GEI en toda la UE en comparación con los niveles de 2005. Los objetivos de reducción en toda la UE se asignan como objetivos nacionales vinculantes a los Estados miembros, que oscilan entre el 0% y el 40%. Como consecuencia del reglamento, los Estados miembros deben desarrollar políticas para cumplir los objetivos vinculantes de reducción de GEI.

Dado que el transporte representa la mayor parte (36%) de los sectores excluidos del ámbito de aplicación del RCDE, se prevé que deberá hacer lo que le corresponda para reducir las emisiones no cubiertas por el RCDE.<sup>9</sup> En muchos Estados miembros, se espera que el transporte realice una contribución proporcionalmente mayor, debido a las limitadas posibilidades de reducción o a las dificultades políticas para reducir las emisiones en los demás sectores, y a una mejor relación coste-eficacia en el transporte. Finlandia,<sup>10</sup> por ejemplo, tiene previsto reducir emisiones del transporte a la mitad para 2030, con el fin de alcanzar su objetivo CAR del 39%, y Alemania<sup>11</sup> tiene el objetivo de reducir las emisiones del transporte entre un 40% y un 42%. La reducción en el transporte puede lograrse a través de varias políticas, incluyendo el cambio al uso de combustibles alternativos de bajo contenido en carbono en el transporte. Dado que el gas fósil puede tener unas emisiones ligeramente inferiores del tipo "del tanque a la rueda" (TTW), y que sus emisiones contaminantes son inferiores a las de los turismos a gasóleo, un pequeño número de Estados miembros está promoviendo un cambio hacia el gas fósil, en particular Italia, República Checa, Hungría y Bélgica.

### 2.3. El Acuerdo de París

A más largo plazo, la UE se ha comprometido a cumplir el Acuerdo de París, para el que los sectores ESR deben descarbonizarse casi por completo de aquí a 2050. Para este objetivo, la ambición 2050 del Libro Blanco del transporte (-60% en comparación con 1990) es insuficiente. El Instituto Öko, a través de un



En los planes nacionales, únicamente seis países tienen una meta para los vehículos a GNC, veintiuno de ellos tienen metas para la infraestructura de GNC, y siete países no planean cumplir con el requisito de la RTE-T. Existen claras disparidades geográficas, ya que para 2020, Italia sería responsable de 2/3 del crecimiento de la flota de GNC de la UE y de 1/5 del crecimiento de la infraestructura de repostaje. Los planes de infraestructura para los vehículos eléctricos son, en términos generales, más elaborados, lo que sugiere que se está realizando un mayor esfuerzo para apoyar la adopción de vehículos eléctricos.

La infraestructura de GNL para vehículos pesados debe implementarse antes de finales de 2025, al menos en la red básica de la RTE-T para permitir la circulación en toda la UE. Sin embargo, existe flexibilidad en los requisitos basados en la demanda y en el coste. La distancia media indicativa entre los puntos de repostaje de GNL para vehículos pesados es de 400 km. Según los planes nacionales presentados<sup>16</sup> a la CE, el número de estaciones de servicio aumentará a 431 para 2025, y se espera que la flota de vehículos aumente de 1600 a 12 000. El coste estimado de infraestructura ascendería a 257 millones de euros, es decir, unos 200 000 euros por vehículo<sup>iii</sup>. El crecimiento de la flota se localiza principalmente en Polonia y Hungría, cuyos planes prevén un gran desarrollo para los camiones a GNL. La infraestructura prevista parece ajustarse a los requisitos de la UE en la mayoría de los países de la UE. Las excepciones son Italia, Portugal, Croacia y Bulgaria, donde los planes incluyen un desarrollo limitado de la infraestructura. Sin embargo, las ventas de vehículos y el desarrollo de infraestructura previstos siguen siendo una aspiración, ya que carecen de las políticas necesarias para alcanzar los objetivos de infraestructura y flota.

La necesidad de infraestructura de GNL en el transporte marítimo<sup>iv</sup> consiste en disponer de una infraestructura suficiente para el repostaje de GNL en las vías navegables interiores y para los buques transatlánticos, a fin de permitir la circulación de buques a GNL a través de la red básica de la RTE-T, a más tardar el 31 de diciembre de 2030. Se calcula que su coste estimado ascenderá a 945 millones de euros en los puertos marítimos del corredor central de la RTE-T para 2025 y a 1 000 millones de euros en los puertos interiores del corredor central de la RTE-T para 2030.<sup>17</sup> Las necesidades reales del mercado deben tenerse en cuenta al diseñar los marcos políticos nacionales. Los planes nacionales varían desde un alto nivel de ambición hasta la no consideración del GNL para el transporte marítimo.<sup>18</sup>

**Tabla 1. Infraestructura de repostaje para el transporte propulsado por metano en la UE**

		Número de estaciones de servicio (2017)	Número de vehículos (2016)
GNC	Turismos	3351 <sup>19</sup>	1 194 882
	Autobuses		14 610
	Vehículos comerciales ligeros		119 985
	Camiones		5461
GNL	Camiones	107 <sup>20</sup>	1598
	Marítimo	50 <sup>21</sup>	117 globalmente <sup>22</sup> (UE n. a.)

<sup>iii</sup> La reducción de GEI lograda se aborda en la sección 4.3.

<sup>iv</sup> El transporte marítimo incluye las vías navegables interiores en el contexto del presente informe.

## 2.5. Normas de CO<sub>2</sub> para turismos, furgonetas y camiones

El reglamento vigente sobre las normas de CO<sub>2</sub><sup>23</sup> para turismos establece un límite para el promedio de emisiones de turismos nuevos vendidos por un fabricante. El nivel de 2016 es de 118 g de CO<sub>2</sub>/km, y el objetivo para 2021 es de 95 g de CO<sub>2</sub>/km. Una norma similar se aplica a las furgonetas, que deben reducir sus emisiones a 147 g de CO<sub>2</sub>/km para 2020, teniendo en cuenta que las emisiones en 2017 se establecían en 156 g CO<sub>2</sub>/km.<sup>24</sup> La propuesta de la Comisión para la norma sobre CO<sub>2</sub> posterior a 2020 se presentó en noviembre de 2017, exigiendo una nueva reducción de las emisiones de los turismos y furgonetas del 15% para 2025 y del 30 % para 2030.<sup>25</sup> La norma podría influir en la aceptación de los vehículos propulsados por metano, ya que emiten menos emisiones de escape que los vehículos a gasolina y gasóleo. Sin embargo, las normas sobre CO<sub>2</sub> se acordaron por primera vez en 2008/9 y ninguno de los OEM ha escogido el uso de GNC como vía de cumplimiento hasta ahora, por lo que queda por ver si las normas para 2025-2030 cambiarán esta situación.

En mayo de 2018, la Comisión Europea presentó una propuesta para la primera norma europea sobre el CO<sub>2</sub> para camiones. Esta propuesta sólo regulará los camiones de las categorías VECTO<sup>26</sup> 4, 5, 9 y 10<sup>27</sup>, que representan el 65-70% de las emisiones de CO<sub>2</sub> procedentes de vehículos pesados.<sup>28</sup>

La Comisión propuso que los nuevos vehículos comercializados redujeran sus emisiones de CO<sub>2</sub> en un 15 % de aquí a 2025 y en un 30 % para 2030 en comparación con los datos de referencia VECTO de 2019. Las emisiones de CO<sub>2</sub> de los camiones se medirán utilizando la herramienta de simulación VECTO. Al igual que para los turismos, las emisiones de los camiones se miden al nivel del tubo de escape<sup>29</sup>. Dado que la unidad medida es CO<sub>2</sub>, y no CO<sub>2</sub> equivalente, la reducción no tiene en cuenta las emisiones de metano (de escape o ventilación) u otros GEI. Sin embargo, el metano de escape se mide para verificar el cumplimiento de la norma EURO VI. Para los camiones a metano, VECTO solo tiene una categoría para el contenido de carbono del metano y sus valores caloríficos: GNC. Esto significa que el GNL puede ser certificado por VECTO, pero todos los camiones a metano serán tratados como camiones a GNC por la herramienta VECTO. Por lo tanto, es necesario mejorar VECTO para que pueda reflejar con mayor precisión el GNL, que se está modificando actualmente<sup>30</sup>.

Dado que a nivel de TTW los camiones a metano pueden presentar menos emisiones que los camiones a gasóleo, el paso al metano podría ser una posible vía de cumplimiento para los fabricantes de camiones y, según la evaluación de impacto de la Comisión, los camiones a GNL representarán aproximadamente el 20% de las ventas de camiones nuevos en 2030.<sup>31</sup> Sin embargo, si los camiones a GNC y GNL son una vía de cumplimiento atractiva dependerá de si pueden lograr una eficiencia de motor comparable a las del gasóleo. Como se analiza más adelante, la generación actual de vehículos a GNC y GNL en su mayoría presentan una baja eficiencia del motor, lo que elimina la mayoría de los beneficios de CO<sub>2</sub>, incluso al nivel del tubo de escape.

Además, la UE está debatiendo actualmente la revisión de la Directiva Euroviñeta, que establece normas comunes para la tarificación o peajes para camiones. En la propuesta de la Comisión, también se cobraría a los camiones en función de sus emisiones de CO<sub>2</sub>. Por lo tanto, los camiones con emisiones TTW de CO<sub>2</sub> inferiores, certificadas por VECTO, podrían ser elegibles para peajes más reducidos.

## 2.6. Estrategia de la OMI sobre los GEI y límite mundial de contenido de azufre.

En abril de 2018, la OMI acordó reducir las emisiones anuales absolutas de GEI de los buques en un 50% para 2050 con respecto a los niveles de 2008<sup>32</sup>. Para lograr estos niveles de reducción, el transporte marítimo tendrá que realizar un cambio hacia tecnologías de propulsión y combustibles alternativos a corto y medio plazo.

Además, con el nuevo límite mundial para 2020 de contenido de azufre en el ámbito marítimo (0,5%) y el establecimiento de Zonas de Control de Emisiones (ECA) para las emisiones marinas de azufre y óxido de nitrógeno, se está prestando más atención a un cambio hacia el GNL en el sector marítimo. Las zonas ECA más estrictas, que requieren combustibles con un bajo contenido de azufre del 0,1%, iniciaron el cambio hacia el GNL, ya que presenta emisiones de azufre significativamente inferiores a las del fuelóleo pesado. TNO<sup>33</sup> estimó que en 2020 el 28% del combustible marino europeo se utilizará dentro de las ECA establecidas. Sin embargo, el GNL no es la única opción para cumplir con los límites ECA y mundial de contenido de azufre, ya que el cambio hacia combustibles destilados más limpios (MGO o ULSFO que cumplen con el 0,5%) puede utilizarse para cumplir con los requisitos.

## 2.7. Financiación de la UE

El presupuesto de la UE financia el desarrollo de infraestructuras de gas en toda la UE. El Mecanismo "Conectar Europa" (MCE) invirtió 1300 millones de euros<sup>34</sup> en proyectos de infraestructura de gas fósil, como terminales de GNL y el gasoducto transadriático (TAP). Además se invirtió el mismo importe en electricidad, aunque con ello se pretendía "poner a disposición de esos proyectos la mayor parte de la ayuda financiera (MCE) durante el período 2014-2020", según el Reglamento del Mecanismo "Conectar Europa".<sup>35</sup> Esta evolución de las infraestructuras se justifica principalmente por motivos de seguridad energética, especialmente por la diversificación del suministro y una mejor integración del mercado del gas de la UE. "Los proyectos llevados a cabo bajo el patrocinio de la UE normalmente se desarrollan así porque no existe una justificación comercial para realizarlos", declaró el presidente de Eurogas, Klaus Schäfer, en una entrevista en Politico<sup>36</sup>, añadiendo que ya hay suficientes terminales de GNL, y que las nuevas no suponen un tema comercial.

Además, una estimación reciente muestra que la UE ya ha invertido 250 millones de dólares estadounidenses en infraestructuras de abastecimiento de GNL para buques y podría estar gastando 22 mil millones de dólares estadounidenses de aquí a 2050 en la creación de un mercado significativo para los buques a GNL.<sup>37</sup>

En el Marco Financiero Plurianual (MFP)<sup>38</sup> actual de la UE también ha habido una serie de proyectos de infraestructuras específicas de transporte. Del actual presupuesto de 1 billón de euros que abarca desde 2014 hasta 2020, casi 100 000 millones de euros están destinados a inversiones en el sector del transporte. De los diez proyectos más grandes, cuatro son para el uso de GNL en el sector del transporte marítimo y hay un quinto proyecto sobre el desarrollo de infraestructura de GNL y GNC para el transporte por carretera en Hungría. Es difícil obtener una cifra global, pero según una presentación de un representante de la Comisión Europea (véase Figura 2), el uso del metano en el transporte recibió el 62% de la financiación de proyectos para combustibles alternativos en el marco de los programas RTE-T y MCE de 2010-2017, dividido entre los sectores de carretera y marítimo por igual.<sup>39</sup> Esto se debe principalmente al principio de "neutralidad en los combustibles alternativos" utilizado en la financiación.

La Comisión presentó una propuesta para el MFP posterior a 2020 en mayo de 2018. El MFP incluye diversos procedimientos legislativos relativos a las inversiones en el transporte. La propuesta de la Comisión de revisar el Fondo Europeo de Desarrollo Regional y el Fondo de Cohesión incluía el compromiso de dejar de invertir en proyectos relacionados con la producción, el procesamiento, la distribución, el almacenamiento o la combustión de combustibles fósiles. Sin embargo, este compromiso va seguido de una excepción para las inversiones relacionadas con la Directiva sobre los vehículos limpios. Esto permite a los Estados miembros de la UE seguir utilizando el dinero de la UE para el uso de camiones y autobuses a gas natural.

La propuesta de la Comisión de revisar el Mecanismo "Conectar Europa" se comprometía a destinar el 60 % del MCE a proyectos que contribuyan a los objetivos climáticos. Los proyectos que desplieguen gas que permita aumentar el uso de hidrógeno o biometano se considerarán dentro del 40% de gasto climático. Sin embargo, no se describe cómo puede juzgar la UE si un proyecto solo permite el biometano, ya que la

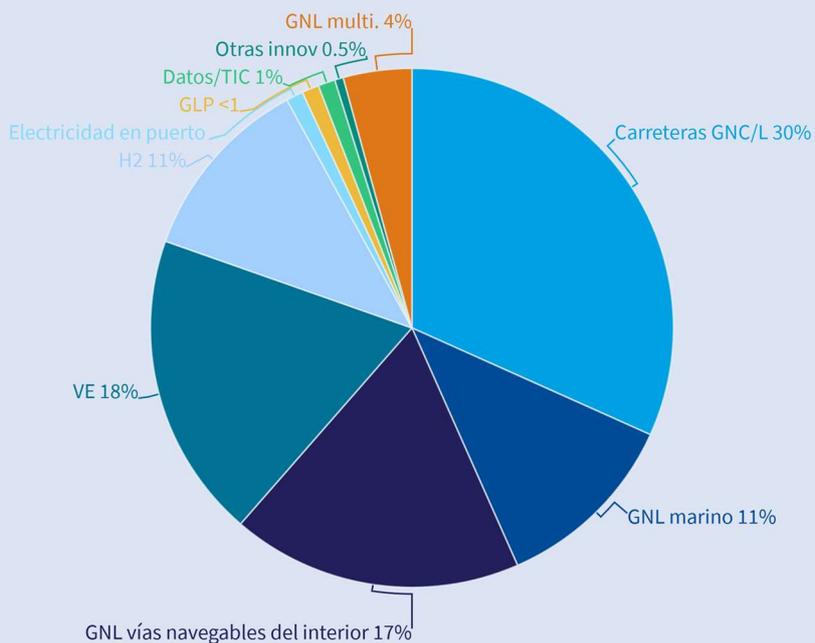
misma infraestructura puede utilizarse para el gas fósil. Lo que resulta más opaco es que los "combustibles alternativos" (según la definición de la Dir. 2014/94/UE) se considerarían dentro del 100% de gasto climático, con el gas natural siendo considerado como "alternativo".

## ■ Fuerte apoyo al gas por parte del TEN-T-T/CEF

Alrededor de 100 proyectos de combustibles alternativos financiados en el marco de la prioridad de innovación por los programas RTE-T y MCE (2010-17)

Principio: Neutralidad en los combustibles alternativos de la CE

Alrededor del 10% únicamente para otros usos



Fuente: EC (DG MOVE) Presentazione alla conferenza annuale Eurogas 2018

Figura 2. Apoyo de la UE al gas en el transporte. <sup>40</sup>

### 3. El papel del gas en la trayectoria de descarbonización de la UE

La UE acordó reducir las emisiones en un 80-95%<sup>41</sup> en comparación con los niveles de 1990, sin embargo, posteriormente se comprometió con los objetivos climáticos del Acuerdo de París de "mantener un aumento de la temperatura mundial en este siglo muy por debajo de los 2 grados centígrados"<sup>42</sup> Una reducción del 80% podría no ser suficiente para cumplir con el Acuerdo de París y ahora se está reevaluando. La UE también tiene el objetivo de reducir las emisiones de GEI en un 40% para 2030. Para alcanzar los objetivos de 2050, la red eléctrica tendría que reducir sus emisiones prácticamente a cero, y la vivienda y la industria deberían reducir sus emisiones en un 90% y un 80% respectivamente<sup>43</sup> para 2050.

La siguiente imagen muestra cómo se utiliza el gas fósil en la UE. En la actualidad, el mayor uso de gas fósil en la UE es el uso residencial y comercial, donde se utiliza para calefacción y para cocinar. La industria y la electricidad ocupan el segundo y tercer lugar, el transporte representa sólo el 0,4% del consumo interior de gas de la UE<sup>44</sup>.

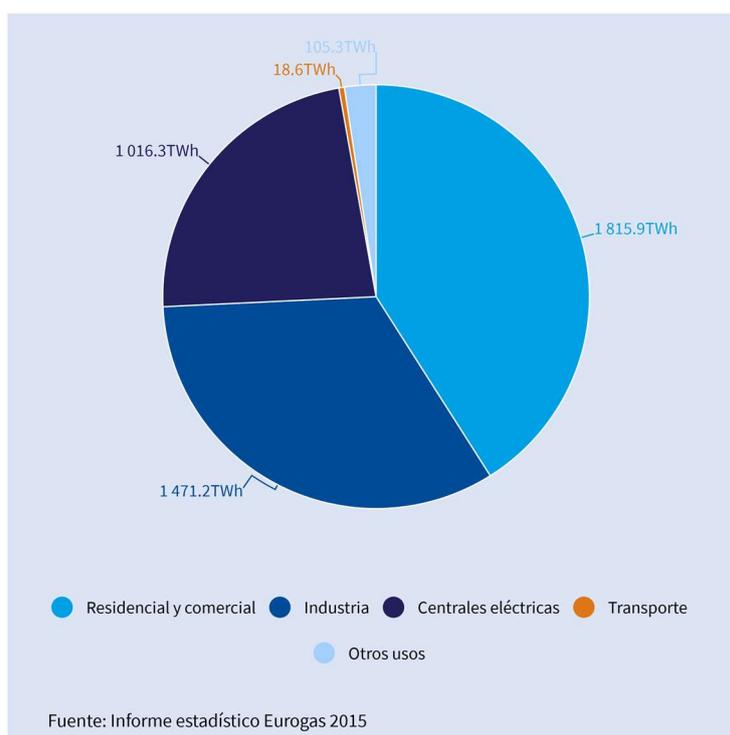


Figura 3. Uso del gas en la UE por sectores en 2014

El gas fósil se menciona a menudo como combustible de transición o de puente hacia un sistema energético más limpio (por ejemplo, para reemplazar al carbón en el camino hacia las emisiones cero). La duración de este período de transición es controvertida y está muy debatida, los científicos expertos en clima sugieren un período de 6-9 años<sup>45</sup> para mantenerse dentro del presupuesto de carbono de 2 grados de subida de la temperatura.

Sin embargo, para 2050, la UE tendrá que realizar una transición completa hacia el abandono del carbón, el gas y el petróleo. Como se muestra en Figura 3, el gas fósil se utiliza actualmente para calefacción, industria y generación de electricidad. La demanda de gas fósil en estos sectores puede reducirse aumentando la eficiencia y realizando un cambio hacia las energías renovables, sin embargo, es probable que siga siendo necesaria la utilización de metano en estos sectores (por ejemplo, como reserva flexible o para cubrir las olas de frío en invierno). Existen infraestructuras para el uso a gran escala de gas fósil en los sectores residencial, eléctrico e industrial, pero no en el sector del transporte. Esto significa que el escaso metano renovable disponible (más información al respecto en la sección 0) podría utilizarse más fácilmente y con un coste menor en los sectores de la generación de electricidad, la industria y la calefacción en lugar de en los mercados de nueva creación.

### 3.1. Emisiones de metano desde la fuente (*upstream*)

Las emisiones desde la fuente procedentes de la producción y el transporte de gas fósil tienen un gran impacto en el rendimiento climático de este combustible. El gas fósil procedente de diferentes regiones con diferentes vías y tecnologías de suministro ofrecerá un rendimiento diferente, ya que el consumo de energía para llevar el gas fósil al mercado y los índices de fuga en las fases de producción y transporte varían.

#### Fugas de metano

Las fugas de metano no quemado son una fuente importante de emisiones desde la fuente. El potencial de calentamiento global (GWP<sup>v</sup>) del metano es considerablemente mayor al del CO<sub>2</sub>. El valor más actualizado GWP100 del metano (CH<sub>4</sub>) en general es 28 (desde 2013), sin embargo, el valor GWP100 del metano fósil es 30<sup>vi</sup>. Estos valores reflejan los conocimientos científicos más recientes. Esto significa que el metano en general atrapa 28 veces más, y en el caso del gas fósil 30 veces más, calor de la atmósfera en comparación con el CO<sub>2</sub>. Si se incluyen los efectos de retroalimentación climática de carbono, es decir, los procesos biológicos y no biológicos en la tierra y los sumideros de carbono oceánico, el GWP100 aumenta a 34 para el metano. El metano tiene un tiempo de vida atmosférica de 12,4 años, antes de descomponerse en vapor de agua y CO<sub>2</sub>. Con GWP100, estas emisiones de 12,4 años se distribuyen a lo largo de un período de 100 años, y con GWP20 a lo largo de un período de 20 años. El GWP20 para el metano es 84 y para el metano fósil 85. El GWP20 refleja con mayor precisión el impacto del metano en el clima a corto plazo, sin embargo, la métrica más comúnmente utilizada en la actualidad es el GWP100 y se utiliza en la mayoría de los estudios citados en este informe.

**Tabla 2. Valores de calentamiento global identificados en el quinto informe de evaluación del IPCC.<sup>46</sup>**

	GWP100	GWP20
Metano	28	84
Metano con retroalimentación climática de carbono	34	86
Metano fósil	30	85
Metano fósil (con retroalimentación climática de carbono)	36	87

Dado que la vida útil del metano es relativamente corta, las medidas para reducir las emisiones de metano beneficiarán rápidamente a la lucha contra el calentamiento global y, dada la urgente necesidad de reducir las emisiones de GEI, la reducción de las emisiones de metano debería ser una prioridad. Un estudio reciente, en el que se entrevistó a profesionales de la industria de los gases fósiles, demostró que los principales competidores de la industria no son plenamente conscientes del potencial de reducción de fugas de metano que presentan sus cadenas de suministro y de lo rentable que resulta reducir las fugas.<sup>47</sup> La reducción de las fugas de metano reduce el impacto negativo del gas fósil en el clima y mejoraría el rendimiento climático del combustible. El 40-50% de las emisiones actuales de metano podrían evitarse sin coste neto, ya que el gas que antes causaba las fugas podría venderse.<sup>48</sup>

<sup>v</sup> El GWP100 es el valor utilizado por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) como métrica por defecto. Para la elaboración de los informes del Protocolo de Kioto se utilizan los valores del IPCC (AR2). Los valores del metano se han actualizado al alza con cada uno de los últimos informes de evaluación.

<sup>vi</sup> Este GWP superior se debe al hecho de que parte del metano de la atmósfera, de la estratosfera superior y del que consumen los suelos, se oxida, lo que da lugar a emisiones adicionales de CO<sub>2</sub>. Boucher et al. (2009) The indirect global warming potential and global temperature change potential due to methane oxidation. Environ. Res. Lett. 4 044007 <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/4/4/044007/pdf>

### **Emisiones de la cadena de suministro**

Los gases fósiles procedentes de diferentes regiones presentan diferentes emisiones desde la fuente. Las emisiones de producción son relativamente similares en la mayoría de las fuentes, pero las emisiones del transporte tienen un impacto significativo. Las emisiones de GEI de la cadena de suministro mundial para el gas fósil en un metaestudio de 2015 oscilaron entre 2-42 g de CO<sub>2</sub> eq/ MJ PCS con una estimación central de 13,4 g de CO<sub>2</sub> eq./ MJ PCS.<sup>49</sup> Las emisiones estimadas de metano (es decir, fugas) en la cadena de suministro fueron del 0,2% al 10% del metano producido con una media del 2,2% y una mediana del 1,6%. El rango en CO<sub>2</sub> equivalente es 1 a 58 g CO<sub>2</sub> eq./ MJ PCS. The Economist publicó que el promedio de la industria es superior al 2% en fugas de metano.<sup>50</sup> El gas procedente del *fracking* representa las emisiones más elevadas, los datos obtenidos mediante teledetección muestran emisiones de metano de 10,1% ± 7,3% y 9,1% ± 6,2% para los yacimientos de Bakken e Eagle Ford, que son las dos zonas de producción de gas de mayor crecimiento de EE. UU.<sup>51</sup> Con base en los datos de la JEC sobre emisiones WTT de la cadena de suministro, el mayor proveedor de gas fósil de la UE, Rusia, también tiene las mayores emisiones de la cadena de suministro, debido principalmente a las emisiones del transporte, incluidas las fugas de metano del 0,05%-4% y el consumo de energía en las estaciones de compresión cada 80-160 km<sup>52</sup>, que utilizan gas fósil como combustible. La JEC tiene emisiones de metano relativamente bajas (0,7-1,5% basadas en estudios de finales de la década de los 90 y principios de los 2000) en comparación con otros metaestudios más recientes (mediana de 1,6%, media de 2,2%). Por lo tanto, sería necesaria una actualización, ya que las cifras WTT presentadas son optimistas.

**Tabla 3. Emisiones de la cadena de suministro del suministro de gases fósiles de la UE (g CO<sub>2</sub> eq./MJ combustible) frente al gasóleo y la gasolina (JEC)<sup>53</sup>**

	Combustible	Total (g CO <sub>2</sub> eq./MJ combustible)	Producción y acondicionamiento en la fuente	Transformación	Transporte para comercialización	Acondicionamiento y distribución	% de emisiones totales asociadas al metano	Emisiones de metano en la cadena de suministro (% v/v)	Código de vía de la JEC
Combinación de consumo de gas de la UE (gasoducto de 2500 km)	GNC	<b>13,0</b>	4,0	n. a.	5,1	3,9	34%	0,9%	GMCG1
Gasoducto de 7000 km (Rusia)	GNC	<b>22,6</b>	4,4	n. a.	14,3	3,9	33%	1,5%	GPCG1a
Gasoducto de 4500 km (Oriente Medio)	GNC	<b>16,1</b>	4,1	n. a.	8,1	3,9	32%	1,1%	GPCG1b
GNL <sup>vii</sup> a la red de gas	GNC	<b>21,1</b>	4,1	6,3	4,9	5,7	17%	0,7%	GRCG1
GNL utilizado como GNL	GNL	<b>19,4</b>	4,0	6,2	4,8	4,4	30%	1,1%	GRLG1
Gasóleo		<b>15,4</b>	4,7	1,0	8,6	1,1	5%	0,1%	COD1
Gasolina		<b>13,8</b>	4,6	1,0	7,0	1,2	5%	0,1%	COG1

Las emisiones de la cadena de suministro de GNL pueden ser más altas o más bajas que las del gas fósil del gasoducto, siendo la distancia del gasoducto un factor que contribuye en gran medida. Como se indica en la tabla anterior, las importaciones de gas fósil procedentes de Rusia tienen mayores emisiones en la cadena de suministro que el GNL, pero el gas fósil transportado a una distancia más corta a través de gasoductos tendría menores emisiones en la cadena de suministro que el GNL. En el caso de Catar, el mayor proveedor de GNL de la UE, más del 50% de las emisiones de GNL están relacionadas con la licuefacción, el transporte de GNL y la evaporación del GNL a lo largo de la cadena de suministro<sup>54</sup>. Tagliaferri (2017) identificó las emisiones de GNL situándolas en 17,4 g de CO<sub>2</sub> eq./MJ (sin distribución del gas) y los estudios previos que analizaron tienen valores centrales en el rango de 16-18 g de CO<sub>2</sub> eq./MJ. Para el transporte, es necesario incorporar las emisiones de acondicionamiento y distribución, que equivalen a 5,7 g de CO<sub>2</sub> eq./MJ para el GNC y 4,4 g de CO<sub>2</sub> eq./MJ para el GNL, lo que suma valores más altos para el GNL y el GNC

<sup>vii</sup> La cifra de GNL importado se aplica al "gas natural convencional" no al gas natural procedente del *fracking*.

que en la tabla anterior. El estudio asumió nuevas instalaciones de abastecimiento y buques, y en la mayoría de los casos analizó el consumo de gas fósil en el proceso de licuefacción en un 8,8%. Balcombe et al (2017) hallaron en un metaestudio que las emisiones específicamente asociadas con las cadenas de suministro de GNL (licuefacción, transporte y regasificación) añaden entre 4 y 15,9 g de CO<sub>2</sub> eq./MJ con una estimación central de 8,9 g CO<sub>2</sub> eq./MJ.<sup>55</sup> De la estimación central, el 44% eran emisiones de metano. En cuanto al uso en el transporte, Ricardo (2016) identificó que las emisiones de la cadena de suministro de GNL para el transporte están en el rango de 19,6-43,4 g de CO<sub>2</sub> eq./MJ, por lo que son significativamente más altas que para el GNC.

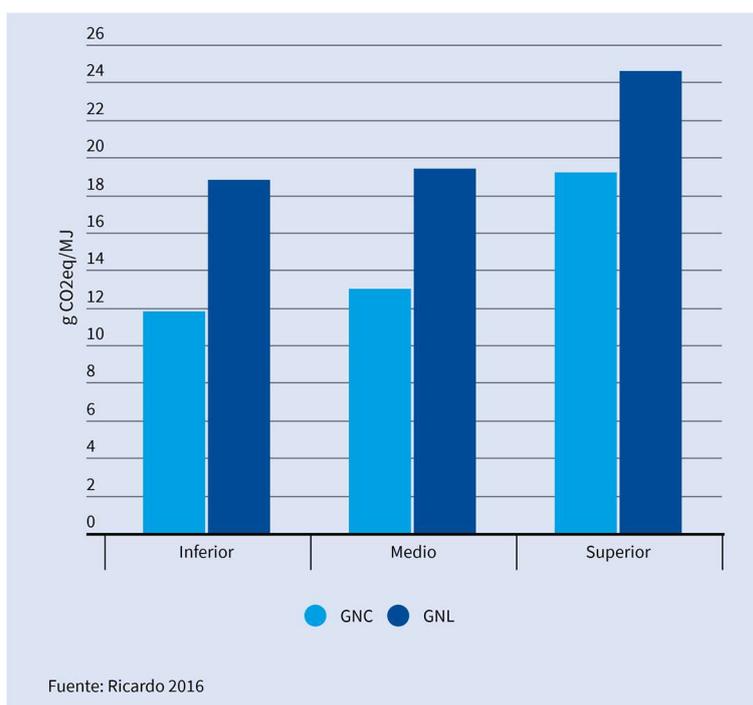
Exergía (2015)<sup>56</sup> proyectó la combinación de gases para 2030 y las emisiones desde la fuente relacionadas para la UE, las diversas regiones y también para la mayoría de sus Estados miembros (los datos a nivel de Estados miembros se presentan en el anexo 2). A partir de estos datos queda claro que las emisiones desde la fuente de GNC aumentarán al pasar de las estimaciones actuales a las de 2030, ya que el consumo de energía durante la producción y el transporte del gas fósil cambia y las regiones de abastecimiento cambian. Las emisiones de la cadena de suministro también son diferentes en las distintas regiones de la UE, ya que el origen y las distancias de transporte del gas son diferentes (véase el anexo 2). Según los datos de Exergía, las emisiones desde la fuente del GNC son mayores para el GNC que para la gasolina o el gasóleo.

**Tabla 4. Emisiones de la cadena de suministro del suministro de gases fósiles de la UE (g CO<sub>2</sub> eq./MJ combustible) frente al gasóleo y la gasolina (Exergía 2015)**

	Año	Abastecimiento de combustible	Distribución, transporte y almacenamiento de gas	Transporte de materias primas (gasoducto, GNL)	Producción y recuperación de combustibles	CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S eliminados del gas natural (transformación del gas)	<b>Total</b> (g CO <sub>2</sub> eq./MJ combustible)	Emisiones de metano en la cadena de suministro (% v/v)
GNC	2015	3,8	3,0	6,6	5,4	0,4	<b>19,2</b>	1,1%
	Escenario de referencia 2030	3,8	3,0	8,0	6,7	0,4	<b>22,0</b>	<b>1,7%</b>
Gasolina	2015						<b>18,2</b>	
Gasóleo	2015						<b>17,4</b>	

Estos dos estudios de emisiones WTT específicos para el transporte (JEC y Exergía 2015) muestran que todavía hay variaciones en las emisiones desde la fuente entre los estudios y, por lo tanto, el uso de una serie de cifras de WTT es relevante, como se muestra en la siguiente imagen. Además, es importante subrayar que es probable que las emisiones de gas fósil de la cadena de suministro se subestimen significativamente. Según la NASA<sup>57</sup>, las concentraciones de metano en la atmósfera han aumentado muy bruscamente desde 2006, mucho más rápido de lo esperado. Las emisiones anuales actuales de metano son de 550 Mt y están creciendo a un ritmo de 25 Mt anuales, de las cuales 17 Mt están asociadas a las emisiones de combustibles fósiles desde la fuente. Hace tiempo que se subestiman las emisiones desde la fuente procedentes de la producción de gas natural, hasta en un 50% (Dalsoren 2018<sup>58</sup>) o en alrededor de

un 60% (Alvarez 2018)<sup>59</sup>. Esto resulta crucial porque las estimaciones actuales indican que el 53%<sup>60</sup> de las emisiones desde la fuente son metano.

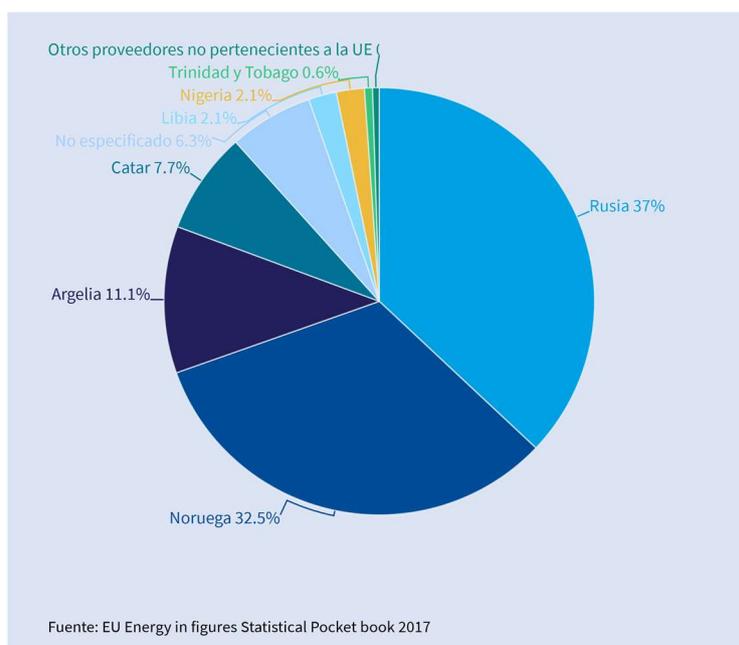


**Figura 4. Emisiones WTT de GNC y GNL**

Además, la combinación de gases fósiles (en referencia a de dónde procede el gas fósil) en la UE está cambiando con la disminución de la producción nacional y el aumento de las importaciones. Esto aumentará las emisiones generales desde la fuente del mix gasístico de la UE en los próximos años.

### 3.2. Importaciones de gas fósil a la UE

Del consumo de gas fósil de la UE, solo el 31% está cubierto por los suministros nacionales de la UE, procedentes principalmente de los Países Bajos y el Reino Unido, y el 69% del gas fósil se importa<sup>61</sup>. Por lo tanto, la independencia energética no es significativamente mejor que la del petróleo (importación del 88%<sup>62</sup>) La producción nacional de gas fósil está disminuyendo. Por ejemplo, los gabinetes holandeses decidieron comenzar a limitar la producción en el yacimiento de gas de Groningen y finalizar la extracción de gas fósil para 2030 debido a problemas de seguridad relacionados con los terremotos en la región.<sup>63</sup> Las principales regiones importadoras se pueden ver en la siguiente imagen, sin embargo, parece evidente el dominio de Rusia (37%) y Noruega (32,5%). La mayor parte del gas fósil procedente de Rusia, Noruega y Argelia se transporta a través de gasoductos, mientras que el gas fósil de Catar y Trinidad y Tobago llega en forma de GNL. A medida que la producción europea de gas fósil disminuyera (también es el caso de los suministros procedentes de Noruega), el volumen de las importaciones rusas de gas fósil y de GNL se duplicaría de acuerdo con el escenario de referencia de las perspectivas energéticas de BP ("Transición en evolución")<sup>64</sup>. Esto también implica que el gas fósil que se consuma en la UE llegará acompañado de mayores emisiones desde la fuente, aproximadamente un 15% más altas según las proyecciones de Exergia 2015, con un aumento de las emisiones de GNC desde la fuente de entre 19,2 g de CO<sub>2</sub> eq./MJ y 22 g de CO<sub>2</sub> eq./MJ<sup>65</sup>. Por lo tanto, es importante considerar también en el análisis de emisiones WTW que el gas fósil que se consuma en el futuro en Europa probablemente tendrá mayores emisiones WTT que en la actualidad.



**Figura 5. Países de los que la UE importa gas fósil (2015), 69% del consumo total**

Las crisis en Georgia y, en particular, en Ucrania revelaron la dependencia de la UE de los gasoductos rusos. Como parte de su estrategia de unión energética, la UE y sus Estados miembros comenzaron a construir terminales de GNL y a aumentar las importaciones de GNL para aumentar la seguridad energética. En el tercer trimestre de 2017, el GNL representó el 16% de las importaciones de gas fósil de la UE, un 22% más que el año anterior. Catar es el mayor proveedor de GNL de la UE (44%), seguido de Argelia (16%), Nigeria (16%), Noruega (9%) y EE. UU. (5%).<sup>66</sup> Las terminales actuales de GNL se utilizan con sólo el 25% de la capacidad de regasificación en uso. Esto implica que existe un potencial significativo para aumentar las importaciones de GNL a partir de las tarifas actuales y diversificar las regiones de importación sin realizar más inversiones en terminales de importación.<sup>67</sup> En la actualidad, el GNL resulta más caro que el uso del gasoducto ruso y, en ese sentido, las terminales de GNL actúan más como una póliza de seguros, para diversificar el suministro y aumentar la competencia en el mercado. Por ejemplo, Lituania, cuyo único proveedor de gas fósil era Rusia, pagó un 30 % más por el gas ruso que Alemania por el mismo gas. Con el inicio de la operación de una nueva terminal de GNL, pudieron renegociar su acuerdo de suministro con Rusia, a una tarifa aproximadamente un 20% menor.<sup>68</sup> Esto fue posible principalmente gracias a la posibilidad de importar GNL a un precio más competitivo que la tarifa anterior aplicable al gas ruso. La infraestructura actual de gas de la UE es suficiente para garantizar la seguridad energética.<sup>69</sup> Las inversiones en terminales de GNL han sido financiadas principalmente con dinero público, y las nuevas inversiones "no suponen un tema comercial"<sup>70</sup> (esto se aborda más a fondo en las secciones 2.6 y 7.2).

Desde un punto de vista más amplio de la seguridad energética, podría argumentarse que la diversificación del transporte en detrimento del petróleo reduce la dependencia del sector del transporte de las importaciones y aumenta su resiliencia a las perturbaciones de los precios del petróleo. Sin embargo, se asocia con una mayor dependencia del gas fósil, que también requiere importaciones. Por ejemplo, la importación de GNL desde Catar no es muy diferente a la importación de petróleo de uno de sus países vecinos. Dado que la UE depende cada vez más de las importaciones de gas, el aumento del consumo de gas tendría un beneficio limitado (los precios del gas son un poco más estables actualmente). Desde el punto de vista de la seguridad energética y la resiliencia, la UE debería centrarse en los combustibles para el transporte con baja emisión de carbono que pueden producirse en Europa de forma sostenible, como la electricidad renovable.

### 3.3. Desarrollos tecnológicos que reducen la demanda de gas fósil

La necesidad de gas fósil está disminuyendo a medida que se desarrolla la tecnología y se dispone más fácilmente de otras opciones que permiten una mayor reducción de las emisiones. El modelo PRIMES prevé, por ejemplo, una disminución del 1,5% anual del consumo de gas fósil en 2010-2020 y una progresión decreciente del -1,9% anual de 2020 a 2030.<sup>71</sup> El coste de instalar capacidad de producción renovable adicional (especialmente solar y eólica) está bajando muy rápidamente, superando ya en muchos casos los costes de producción de electricidad a partir de combustibles fósiles. Para 2019-2020 se espera que los costes sean inferiores a los de la generación nueva de combustibles fósiles (carbón o gas), lo que los hará competitivos y reducirá la demanda futura de gas fósil.<sup>72</sup>

Unos objetivos más ambiciosos de la UE en materia de energías renovables (electricidad) o de mejora de la eficiencia energética (residencial) podrían reducir aún más la demanda de gas fósil. Según un análisis de la consultora energética Artelys, la producción de electricidad a partir de gas fósil en la UE podría reducirse a la mitad de aquí a 2030 (de los 514 TWh actuales a 259 TWh), incluso en combinación con una reducción progresiva de la producción de carbón<sup>73</sup>. Las redes se volverán más inteligentes y la demanda flexible (también de los vehículos eléctricos) ofrecerá equilibrio al sistema a un coste menor. Por lo tanto, el papel del gas fósil en la transición del sector eléctrico disminuirá aún más. Al contrario, se espera que la eliminación gradual de la energía nuclear en algunos países (por ejemplo, Alemania, Francia y Bélgica) aumente el uso del gas en la generación de electricidad, lo que podría aumentar la demanda de gas a corto plazo en estos países.<sup>74</sup> Los avances en el ámbito de las baterías están cuestionando el papel equilibrador de la red del gas fósil y comenzando a ganar terreno en este mercado, reduciendo así la necesidad a largo plazo del gas fósil.<sup>75</sup> Como ejemplo, esto está sucediendo en Alemania (48 MW)<sup>76</sup> y Australia<sup>77</sup>, donde Tesla desarrolló una batería de 100 MW.

Estos adelantos reducirán la demanda de gas fósil en Europa.<sup>78</sup> De esta forma se explica por qué la industria del gas se encuentra actualmente buscando nuevos sectores en los que vender su producto. La industria del gas (Eurogas) ve el transporte como una oportunidad para el crecimiento de la demanda, y observa un potencial de crecimiento de 2 bcm actuales a 29 bcm en 2030, lo que supondría multiplicar por quince la cifra.<sup>79</sup>

Como se ha señalado anteriormente, la electricidad renovable es cada vez más barata a medida que se desarrolla la tecnología y se logran economías de escala en la producción. Es poco probable que se produzcan reducciones similares en el precio del metano renovable. Debido a la relativa escasez de materia prima y las numerosas ubicaciones requeridas para cosecharla, el potencial para disminuir el precio del biometano es limitado. A pesar de que la conversión de electricidad a metano se beneficiaría de una electricidad renovable más barata, ya que la electricidad representa una parte significativa del coste de producción, seguiría siendo al menos el doble del coste de la electricidad debido a la pérdida de eficiencia (véase la sección 6.4). Mientras los vehículos eléctricos serán más baratos la comparativa con los turismos a GNC empeorará.

La ADEME francesa ha evaluado los costes de una red de gas 100% renovable y una red de electricidad 100% renovable en 2050. De estos dos estudios se desprende claramente que la generación de electricidad renovable es más barata que el gas renovable, ya que el precio medio de la electricidad renovable es de alrededor de un tercio del precio del gas renovable.<sup>80</sup> Además, existe la preocupación de que las hipótesis del informe de gas 100% renovable sobre la disponibilidad analizada estén significativamente sobrestimadas, ya que los costes son demasiado elevados.<sup>81</sup> Esto también significaría que el coste del combustible de un vehículo propulsado por metano renovable es mayor que el de los vehículos eléctricos que funcionan con electricidad renovable, y como la eficiencia del motor es inferior, el consumo de combustible es aproximadamente 2,5 veces mayor.

## 4. Impactos sobre las emisiones de GEI de la utilización de gas fósil en el sector del transporte

El uso de gases fósiles en el transporte no contribuye a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y dificulta la descarbonización del transporte. Se han desarrollado mejores alternativas en el sector vial tanto para vehículos ligeros como para vehículos pesados. En el transporte marítimo están surgiendo soluciones mejores y más rentables. Es importante comparar las emisiones de los vehículos nuevos y las alternativas que llegan ahora al mercado, ya que esto debería ser un factor decisivo para el apoyo político. El rendimiento de GEI en cuanto a WTW para el gas fósil identificado en este estudio está entre -12% y +12%, dependiendo del modo de transporte. Los estudios de la industria muestran reducciones ligeramente mayores. En los turismos la reducción de GEI es la menos representativa, con un rango de -7%<sup>viii</sup> a +13% en comparación con el gasóleo.<sup>82</sup> En cuanto a los vehículos pesados, el rango está entre -3% y +12% en comparación con los mejores camiones a gasóleo. En el caso del transporte marítimo, las cifras se encuentran entre -12%<sup>83</sup> y +9%<sup>84</sup> en comparación con el gasóleo marino (MGO), dependiendo en gran medida en la pérdida de metano. El origen del gas fósil y las emisiones de la cadena de suministro juegan un papel importante en el rendimiento relativo a emisiones WTW, así como la elección de la métrica a utilizar. Los valores de CO<sub>2</sub> y los valores de CO<sub>2</sub> equivalente son diferentes ya que, si se considera sólo el CO<sub>2</sub>, no se tienen en cuenta las emisiones de metano.

### 4.1. Turismos

El rendimiento WTW (del pozo a la rueda) en los turismos depende de las emisiones de GNC de la cadena de suministro (del pozo al tanque) y de las emisiones del vehículo (del tanque a la rueda). El rango de emisiones WTT de GNC es de 7,8-22,6 g/CO<sub>2</sub>eq./MJ con el GNL y el gas procedente de Rusia a la cabeza de la lista y los suministros de la UE en la parte inferior de la misma. El mix gasístico promedio de la UE tiene unas emisiones WTT de 13 g de CO<sub>2</sub> eq. /MJ según la JEC y de 19,2 g de CO<sub>2</sub> eq. /MJ según Exergía (2015) (véase la sección 3.1). Los valores de la JEC para el gasóleo y la gasolina son respectivamente 15,4 g/CO<sub>2</sub>eq./MJ y 13,8 g/CO<sub>2</sub>eq./MJ.<sup>85</sup> De cara al año 2030, Exergía (2015) estima que las emisiones de GNC desde la fuente serían un 15% más altas que en 2015, con 22 g de CO<sub>2</sub> eq. /MJ. También existe una gran diferencia en las fuentes de gas fósil en la UE, por lo que las emisiones WTT de GNC de los distintos Estados miembros se encuentran en el rango de 6,8-44,3 g/CO<sub>2</sub>eq./MJ en 2030 (véase el anexo 2). Por lo tanto, el GNC puede tener una menor o mayor emisión WTT en comparación con el gasóleo y la gasolina, dependiendo de la ubicación de reabastecimiento del mix gasístico y de los datos utilizados.

A nivel de emisiones TTW (en condiciones reales) y a nivel de emisiones WTT, el rendimiento de GEI de los turismos a GNC difiere como puede observarse en la tabla 5. El GNC presenta beneficios en cuanto a GEI sobre la gasolina, pero no sobre el gasóleo. Con las emisiones WTT para 2030 proyectadas por Exergía para el gas fósil (con todo lo demás permaneciendo igual), las emisiones WTT aumentan para el GNC, disminuyendo el beneficio en comparación con la gasolina a -9%, mientras el gasóleo presentaría un 19% menos de emisiones en comparación con el GNC. En muchos países la situación sería incluso peor, ya que 17 países presentarían unas emisiones WTT de gas fósil superiores a la media de la UE.

<sup>viii</sup> Véase la comparación del VW Golf en la sección 4.1.

**Tabla 5. Rendimiento de GEI de los turismos a GNC en comparación con la gasolina y el gasóleo (adaptación de Ricardo 2016)**

	TTW	WTW			
		Bajas emisiones WTT	Emisiones medias WTT	Altas emisiones WTT	Emisiones WTT proyectadas para 2030
Factores de emisión (g CO <sub>2</sub> eq./MJ)		11,8	13,0 (según la JEC para la combinación de gases de la UE, 2015)	19,4( según Exergía para la combinación de gases de la UE, 2015)	22,0 (según Exergía para la combinación de gases de la UE, 2015) <sup>ix</sup>
En comparación con la gasolina	-21%	-18%	-18%	-15%	-9%
En comparación con el gasóleo	+5%	+6%	+6%	+13%	+19%

El estudio sobre emisiones WTW de la JEC analizó diferentes vías para la producción de GNC y los impactos de las emisiones WTW de GEI. Si se examinan las proyecciones para 2020, el estudio estima que los nuevos turismos a gasóleo alcanzarían una media de 106 g de CO<sub>2</sub> eq./km sin hibridación, o de 79 g de CO<sub>2</sub> eq./km con hibridación y que los híbridos de gasolina alcanzarían una media de 83 g de CO<sub>2</sub>/km según los ensayos de laboratorio del NEDC (Nuevo Ciclo de Conducción Europeo). Las trayectorias del GNC oscilan entre 94 g de CO<sub>2</sub> eq./km para el gas de esquisto de la UE y 122 g de CO<sub>2</sub>eq./km para el gas importado de fuera de la UE y transportado una distancia de 7000 km a través de gasoductos (por ejemplo, desde Rusia). La diferencia potencial en las emisiones WTW de GEI entre el gasóleo y las diferentes rutas de GNC está en el rango de -11% a +17%. Teniendo en cuenta el mix gasístico de la UE, las emisiones de los turismos a GNC son un 1 % más altas para el GNC en comparación con el gasóleo y un 14 % más bajas en comparación con la gasolina. Los híbridos de gasolina o gasóleo presentan un mejor rendimiento que la opción de GNC, con un respetable 26% y 24% menos de emisiones WTW que los vehículos a GNC.<sup>86</sup> Los vehículos a GNC también podrían fabricarse como híbridos eléctricos, sin embargo, estos vehículos no están actualmente en el mercado y serían desproporcionadamente caros.

La Asociación del gas natural vehicular (NGVA), el grupo de presión de la industria del gas vehicular, encargó un estudio a Thinkstep sobre las emisiones de GEI del gas en el transporte. Utilizan datos para las emisiones de la cadena de suministro de 12,5 g de CO<sub>2</sub> eq./MJ, de los cuales 3,4 g CO<sub>2</sub> eq./MJ proceden de emisiones de fugas de metano. El estudio concluye que el gas fósil reduce las emisiones de GEI en un 7% en comparación con el gasóleo o en un 23% en comparación con la gasolina, demostrando que incluso con hipótesis optimistas, el GNC no ofrece beneficios significativos en cuanto a GEI en comparación con el gasóleo. Estas reducciones de GEI son mayores que las que aparecen en los estudios descritos anteriormente, que no han sido financiados por la industria.<sup>87</sup>

El análisis de rendimiento de CO<sub>2</sub> de cada combustible, junto con un modelo específico de turismo, muestra claramente que existen pocos beneficios en la promoción de los turismos propulsados por GNC. El Volkswagen Golf fue el vehículo a GNC más vendido en 2017 y fue elegido para la comparación debido a que

<sup>ix</sup> No se consideraron los cambios en las emisiones TTW ni en las emisiones WTT para combustibles líquidos.

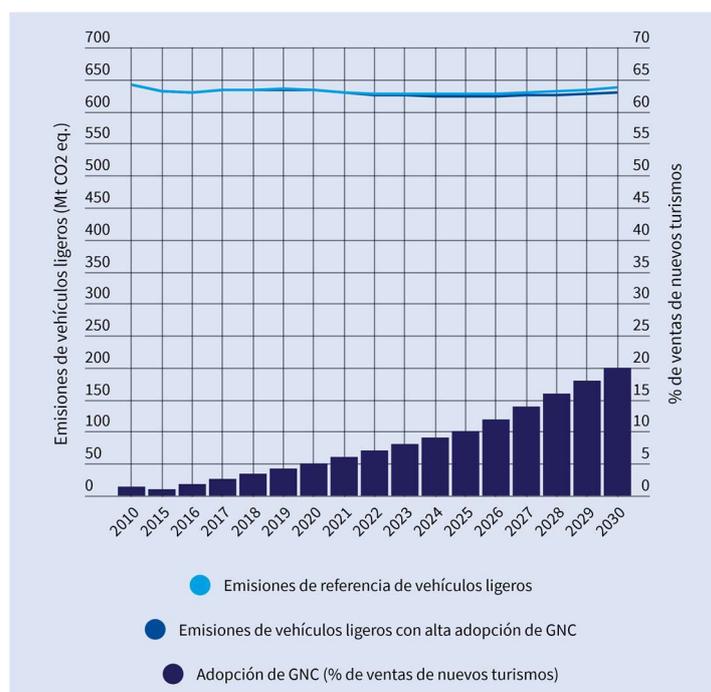
cuenta con una gama completa de versiones con distintos sistemas de propulsión. La siguiente tabla incluye las emisiones de CO<sub>2</sub> declaradas por el fabricante como TTW y WTT que se han calculado basados en estimaciones de consumo de combustible. Ambos se combinaron para tener una idea del rendimiento de las emisiones WTW de GEI. Al observar la tabla, el turismo a GNC muestra un rendimiento de emisiones WTW de GEI solo un 6% mejor conducido con GNC que el turismo a gasolina equivalente y es un 7% mejor que el modelo de gasóleo equivalente; la versión eléctrica del Golf que utiliza electricidad general de la UE emite menos de un tercio de CO<sub>2</sub> en comparación con el modelo a GNC. Si utilizamos las emisiones WTT del gas ruso (22,3g de CO<sub>2</sub>/km), el rendimiento WTW del modelo a GNC se convierte en 141 g/km, superior al de los turismos equivalentes de gasolina o gasóleo.

**Tabla 6 Comparación de las emisiones del turismo a GNC más vendido en la UE en 2017 (Volkswagen Golf VII) con modelos equivalentes (g CO<sub>2</sub>eq./km)<sup>88</sup>**

Tipo de energía	Motor	Versión	TTW <sup>x</sup>	WTT	WTW
GNC	1.4 TGI 81 kW	Todos los niveles de equipamiento, Manual 6	97 (GNC)	26 (combinación UE de GNC), 44 (GNC ruso)	123 (combinación UE de GNC), 141 (GNC ruso)
			125 (gasolina)	24 (gasolina)	149 (gasolina)
Gasolina	1.0 TSI 85 kW	Comfortline 5 puertas, Manual 6	109	21	130
Gasóleo	1.6 TDI 85 kW	Comfortline 5 puertas, Manual 5	109	23	132
Híbrido enchufable con motor de gasolina	GTE 150 kW (1.4 TSI 110 kW)	GTE 5 puertas Automático	38	8 (gasolina)	78
				32 (electricidad)	
Eléctrico a batería	e-Golf 100 kW	e-Golf 5 puertas	0	36	36

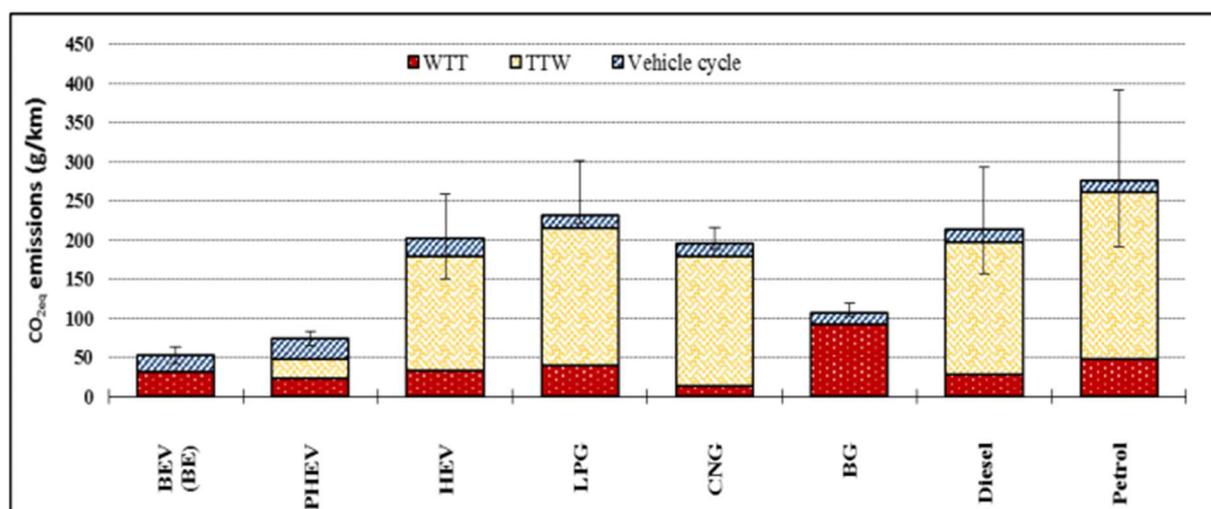
Transport & Environment analizó las reducciones de GEI a nivel de flota con un modelo EUTRM interno<sup>89</sup> y encontró resultados similares. T&E comparó un escenario que presentaba un aumento de penetración de mercado del turismo a GNC con el caso de referencia y asumió que las ventas aumentarían del 1% en 2015, al 5% en 2020, al 10% en 2025 y al 20% en 2030, con aumentos iguales por año. Dados estos volúmenes de ventas, los turismos a GNC reducirían las emisiones WTW de GEI de los turismos en sólo un 1,5% para 2030 en comparación con el punto de partida.

<sup>x</sup> WTT es equivalente CO<sub>2</sub>, TTW es CO<sub>2</sub>



**Figura 6. El impacto de los turismos a GNC en las emisiones WTW.**

A nivel de Análisis del Ciclo de Vida (ACV), la comparación de las diferentes tecnologías para turismos ofrece una conclusión similar al análisis de emisiones WTW: casi no existen beneficios a la hora de cambiar a metano fósil vehículos propulsados a GNC, como se puede ver en la imagen siguiente.



**Figura 7. Las emisiones ACV de los diferentes sistemas de propulsión (vehículos eléctricos a batería con combinación eléctrica belga, híbridos enchufables, vehículos híbridos eléctricos, gas licuado de petróleo, GNC fósil, gasóleo y gasolina)<sup>90</sup>**

La reducción de emisiones WTW (o ACV) de GEI para el GNC en comparación con los vehículos a gasóleo es marginal con referencia al promedio de emisiones de gas desde la fuente en la UE, mientras que en comparación con la gasolina la reducción es ligeramente superior. La reducción de emisiones WTW depende en gran medida de la fuente de suministro de gas, y si el vehículo utiliza GNL o gas ruso (las fuentes de consumo de gas de la UE de crecimiento más rápido), el pequeño ahorro de emisiones WTW de GEI desaparece y los vehículos a GNC resultan ser más emisores que los vehículos convencionales de gasolina o gasóleo. Este sería el caso en muchos Estados miembros que dependen de suministros de gases fósiles con grandes emisiones desde la fuente como GNL o gas ruso. Dado que el gas fósil sólo influye ligeramente en el rendimiento de los vehículos en cuanto a emisiones WTW de GEI, el nivel impositivo mucho más bajo

de este combustible no está justificado (esto se debatirá más adelante en la sección 7.1)<sup>xi</sup>. Los vehículos híbridos y los vehículos eléctricos a batería ya están en el mercado y tienen emisiones de GEI significativamente más bajas en comparación con el GNC.

## 4.2. Camiones

El sector de los vehículos pesados se menciona a menudo como uno de los principales candidatos para el cambio a GNC/GNL, véase por ejemplo la estrategia sobre la movilidad con bajas emisiones de la Comisión. Este razonamiento se basa en el supuesto de que no existen otras alternativas viables, a excepción de los biocombustibles, para los camiones a gasóleo de largo recorrido. Sin embargo, los ensayos muestran que no se obtienen beneficios climáticos significativos en el cambio del gasóleo al gas fósil y existen alternativas más limpias que están emergiendo más rápidamente de lo esperado.

### Del tanque a la rueda (TTW)

En teoría, si hablamos de las emisiones del tanque a la rueda, los camiones a gas podrían mostrar una emisión de escape de CO<sub>2</sub> significativamente menor debido a que el gas tiene un contenido de carbono más bajo que el gasóleo. Sin embargo, el resultado en el tubo de escape depende de la eficiencia del motor de gas que posean los camiones. Ninguno de los estudios o ensayos disponibles realizados con condiciones reales muestran que los camiones a gas tengan una emisión de escape de CO<sub>2</sub> significativamente inferior en condiciones reales de conducción. Más bien, la emisión de CO<sub>2</sub> observada se encuentra en el rango de +10% a -10% en comparación con el gasóleo.<sup>91</sup>

El Departamento de Transporte del Reino Unido analizó el impacto de los GEI de los camiones a gas existentes, tanto en camiones a GNL de combustible dual como de monocombustible, en condiciones reales entre 2012 y 2016.<sup>92</sup> Los camiones dedicados a metano mostraron un 4% más de emisiones TTW debido a una eficiencia del motor un 24% inferior. El informe llegaba a la conclusión de que "los vehículos dedicados a gas de la generación actual (Euro VI) que funcionan con gas fósil (en lugar de biometano), probablemente generan un impacto en las emisiones de GEI muy similar al de los equivalentes Euro VI a gasóleo, de entre un +/- 10%." Los ensayos mostraron pérdidas de metano "no apreciables" (metano no quemado liberado durante la combustión del combustible en el motor) en los camiones a gas dedicados, sin embargo, en los camiones convertidos (combustible dual) la pérdida de metano hizo que el rendimiento de los vehículos para GEI fuera entre un 10 y un 35% peor en comparación con los datos anteriores a la conversión.

En los Países Bajos, TNO realizó un ensayo con dos camiones Euro VI a GNL (con motores de encendido por chispa) en condiciones reales. De acuerdo con estos ensayos, los vehículos seleccionados funcionan entre un 3 y un 6% mejor que los vehículos a gasóleo comparables, en lo referido a emisiones TTW, en términos de emisiones de escape. Sin embargo, las emisiones de partículas fueron más altas y las emisiones de NOx fueron más altas o comparables dependiendo de las condiciones de funcionamiento.<sup>93</sup> Las emisiones vehiculares de metano fueron relativamente bajas, contribuyendo sólo mínimamente al impacto global de emisiones TTW de GEI de los vehículos a GNL. Sin embargo, no pudieron cuantificar adecuadamente otras emisiones de pérdida de metano como los gases evaporados (BOG) del depósito de combustible y las producidas durante la purga y la ventilación del cárter. La importancia de cuantificar también las emisiones no vehiculares de metano se demuestra en un estudio realizado en Estados Unidos donde las emisiones de escape de metano representaron sólo el 30,6% de las fugas de metano del surtidor a la rueda (PTW). Esto significa que todavía podría haber una pérdida significativa de metano a nivel de vehículo y se debería realizar una investigación adicional para cuantificarla.<sup>94</sup>

---

<sup>xi</sup> El nivel de impuestos sobre el combustible tiene un impacto en su precio y reduce el coste total de propiedad, lo que explica por qué se compran vehículos a GNC.

La CARB (Junta de Recursos del Aire de California) estableció para su LCFS (Estándar de combustibles bajos en carbono) que, en comparación con los camiones a gasóleo, las emisiones de GEI de los camiones a GNL son un 6% más bajas y, en el caso de los camiones a GNC, un 14% inferiores en una perspectiva WTW.<sup>95</sup> La EPA, en su propio análisis, halló que los camiones a GNC y GNL presentan emisiones (WTW) de un -12% y un +3% en comparación con el gasóleo, asumiendo una eficiencia del motor un 5% inferior.

En teoría, el diferencial de eficiencia del motor puede superarse, aunque se trata de un objetivo cambiante, ya que los motores de gasóleo también se están mejorando. La tecnología conocida como inyección directa de alta presión (HPDI) puede proporcionar una eficiencia del motor para camiones a GNL similar a la del gasóleo. Los camiones HPDI usan una pequeña cantidad (5-10%<sup>96</sup>) de gasóleo para iniciar la combustión del metano en los cilindros. Sin embargo, los motores HPDI son más caros, actualmente sólo los ofrece en Europa un fabricante (Volvo) y el mayor rendimiento en cuanto a GEI tiene su contrapunto en contaminantes locales, con emisiones de NOx superiores a las de los modelos de gasóleo.<sup>97</sup> También existe una cierta pérdida de metano no quemado que reduce el rendimiento en cuanto a emisiones TTW de GEI. Todavía debe evaluarse el rendimiento real de los camiones a gas HPDI, tanto mediante el nuevo procedimiento de ensayo VECTO de la UE, como en el funcionamiento en condiciones reales. Se están realizando ensayos en el Reino Unido y en los Países Bajos y se esperan resultados para finales de 2018 en ambos casos. La pregunta clave es si los camiones HPDI más caros producirán emisiones de CO<sub>2</sub> significativamente inferiores a las de los mejores camiones a gasóleo. Por ejemplo, un estudio para la NGVA, basado en datos proporcionados por los fabricantes de camiones, muestra que los camiones a gas HPDI presentan un 16% menos de emisiones WTW de CO<sub>2</sub> que los camiones a gasóleo<sup>98</sup>. Sin embargo, comparan los camiones HPDI, que son los más avanzados y con la mejor tecnología del sector, con un camión medio de la UE (31,5 l/100 km) en lugar de con un camión a gasóleo de vanguardia (29,9 l/100 km) lo cual exagera las reducciones estimadas.<sup>99</sup> Al comparar un camión HPDI con un camión a gasóleo de vanguardia (29,9 l/100 km) se reduce el beneficio de emisiones WTT al 2%, con un promedio de emisiones WTT de 19,4 g de CO<sub>2</sub> eq./MJ.

Recientemente Volvo anunció un camión a gas de estilo HPDI con un 20% menos de emisiones de CO<sub>2</sub>, aunque la misma empresa reconoce que la reducción de emisiones WTW de CO<sub>2</sub> equivalente es inferior, correspondería a un 11% debido a las mayores emisiones WTT del GNL en comparación con las pérdidas de metano y el gasóleo.<sup>100</sup>

### **Del pozo a la rueda**

Al igual que en el caso de los turismos, las emisiones WTT desempeñan un papel importante. En el caso del GNL deben incluirse la evaporación (evaporación del GNL durante el almacenamiento en depósitos), y cualquier ventilación y purga producidas. El rango de emisiones WTT en diferentes escenarios es de 18,8 g de CO<sub>2</sub> eq./MJ en el tercio inferior, 19,4 g de CO<sub>2</sub> eq./MJ en el tercio central y 24,6 g de CO<sub>2</sub> eq./MJ en el tercio superior. Con base en estas cifras, Ricardo<sup>101</sup> estima emisiones adicionales de GEI de +1%, +2% y +5% respectivamente, según el nivel de emisiones WTW para camiones de encendido por chispa articulados y propulsados por GNL con un peso superior a 32 toneladas en comparación con los camiones a gasóleo Euro VI. Una comparación con los mejores camiones a gasóleo ofrecería incluso menos ventaja para los camiones propulsados por metano, según puede apreciarse en la siguiente tabla. Un camión a gas HPDI que, por el momento, cuenta con un 9% menos de eficiencia energética que los mejores camiones a gasóleo del sector, presentaría un 10% menos de emisiones TTW de GEI en comparación con los mejores camiones a gasóleo y un 2% menos de emisiones WTW de GEI según los cálculos de T&E. De la tabla siguiente (Tabla 7) también se desprende claramente que la tecnología de motores tiene un gran impacto en el rendimiento de emisiones WTW de GEI en los camiones propulsados por gas fósil, al igual que lo tiene el combustible utilizado (GNC frente a GNL). Una comparación de los camiones a gas con los camiones a gasóleo regulares (Tabla 8) muestra mayores reducciones debido a que los camiones a gasóleo habituales tienen un 5,6% más de emisiones WTW que los mejores camiones a gasóleo.

**Tabla 7. Rendimiento WTW de los camiones propulsados por metano en comparación con el mejor camión a gasóleo<sup>xii</sup>**

	Nivel bajo de emisiones desde la fuente	Nivel medio de emisiones desde la fuente	Nivel alto de emisiones desde la fuente
Mejor camión a gasóleo (29,9 l/100 km)	948 g de CO <sub>2</sub> eq./km		
Camión HPDI a GNL <sup>xiii</sup>	-2,7%	-2,0%	+4,4%
Camión a GNL con encendido por chispa <sup>xiv</sup>	+4,4%	+5,1%	+11,5%
Camión a GNC con encendido por chispa <sup>xv</sup>	-2,4%	-0,7%	+7,9%

**Tabla 8. Rendimiento WTW de los camiones propulsados por metano en comparación con un camión a gasóleo normal<sup>xvi</sup>**

	Nivel bajo de emisiones desde la fuente	Nivel medio de emisiones desde la fuente	Nivel alto de emisiones desde la fuente
Camión a gasóleo normal (31,5 l/100 km <sup>102</sup> )	1001 g de CO <sub>2</sub> eq./km		
Camión HPDI a GNL <sup>xvii</sup>	-7,9%	-7,2%	-1,1%
Camión a GNL con encendido por chispa <sup>103</sup>	-1,1%	-0,4%	+5,6%
Camión a GNC con encendido por chispa <sup>104</sup>	-7,5%	-6,0%	+2,2%

Aunque en los camiones exclusivamente a metano modernos y dedicados la pérdida de metano en la combustión está bajo control, las emisiones de metano (evaporación, ventilación, etc.) aún permanecen en los niveles de emisión WTT y TTW. La información disponible para la cuantificación de estas emisiones TTW es limitada o inexistente en el caso de los camiones europeos en condiciones reales.

<sup>xii</sup> Emisiones desde la fuente para el GNC: Nivel bajo 11,8 g, medio 13,0 g y alto 19,2 g de CO<sub>2</sub> eq./MJ para el GNC. Emisiones desde la fuente para el GNL: nivel bajo 18,8 g, medio 19,4 g y alto 24,6 g de CO<sub>2</sub> eq./MJ. Los factores de emisión para el CH<sub>4</sub> son 56,2 g de CO<sub>2</sub> eq./MJ (combinación de gases de la UE) y para el gasóleo 73,2 g de CO<sub>2</sub> eq./MJ según la JEC 2015. Se utilizó un GWP100: CH<sub>4</sub> fósil = 30 y N<sub>2</sub>O = 298, según IPCC, emisiones de CH<sub>4</sub> = 0,133%wt y emisiones de N<sub>2</sub>O = 0,019 g/km. El contenido energético del gasóleo es de 35,8 MJ/l y del gas fósil 45,1 MJ/kg (combinación de gases de la UE según la JEC).

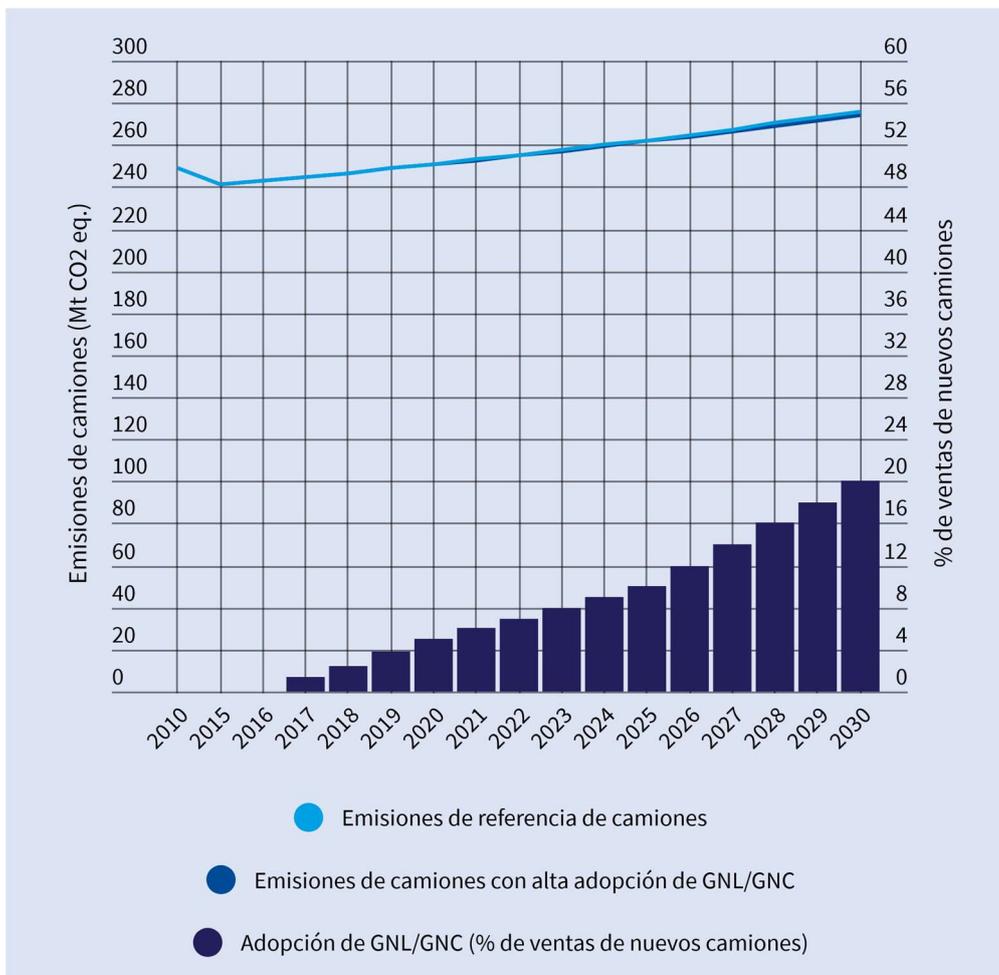
<sup>xiii</sup> Datos procedentes de la NGVA: Consumo energético de 11,7 MJ/km: emisiones de CH<sub>4</sub> de 0,155%wt, emisiones de N<sub>2</sub>O de 0,032 g/km. Suponiendo un 94% de CH<sub>4</sub> y un 6% de gasóleo basado en comunicaciones personales con VOLVO.

<sup>xiv</sup> Datos procedentes de la NGVA: Consumo energético de 13,2 MJ/km: emisiones de CH<sub>4</sub> de 0,133%wt, emisiones de N<sub>2</sub>O de 0,019 g/km.

<sup>xv</sup> Datos procedentes de la NGVA: Consumo energético de 13,2 MJ/km: emisiones de CH<sub>4</sub> de 0,133%wt, emisiones de N<sub>2</sub>O de 0,019 g/km.

<sup>xvi</sup> Emisiones desde la fuente para el GNC: Nivel bajo 11,8 g, medio 13,0 g y alto 19,2 g de CO<sub>2</sub> eq./MJ para el GNC. Emisiones desde la fuente para el GNL: nivel bajo 18,8 g, medio 19,4 g y alto 24,6 g de CO<sub>2</sub> eq./MJ. Los factores de emisión para el CH<sub>4</sub> son 56,2 g de CO<sub>2</sub> eq./MJ (combinación de gases de la UE) y para el gasóleo 73,2 g de CO<sub>2</sub> eq./MJ según la JEC 2015. Se utilizó un GWP100: CH<sub>4</sub> fósil = 30 y N<sub>2</sub>O = 298, según IPCC, emisiones de CH<sub>4</sub> = 0,133%wt y emisiones de N<sub>2</sub>O = 0,019 g/km. El contenido energético del gasóleo es de 35,8 MJ/l y del gas fósil 45,1 MJ/kg (combinación de gases de la UE según la JEC).

<sup>xvii</sup> Datos procedentes de la NGVA: Consumo energético de 11,7 MJ/km: emisiones de CH<sub>4</sub> de 0,155%wt, emisiones de N<sub>2</sub>O de 0,032 g/km. Suponiendo un 94% de CH<sub>4</sub> y un 6% de gasóleo basado en comunicaciones personales con VOLVO.



**Figura 8. Impacto de camiones GNL/GNC sobre emisiones WTW<sup>xviii</sup>**

Una transición del gasóleo al gas fósil, tanto GNC como GNL, tendría beneficios muy limitados en el mejor de los casos, como se puede ver en el gráfico arriba. Incluso utilizando la métrica favorable de las emisiones de escape (TTW), las reducciones para los camiones a gas estarían en un rango de entre -10% y +10%.<sup>105</sup> Por esta razón, los incentivos para los camiones con bajas emisiones de carbono deberían basarse en las mediciones del rendimiento, no en el tipo de combustible. De este modo, se evitaría subvencionar vehículos que en realidad funcionan de forma similar o peor que el gasóleo y se incentivaría la innovación en la tecnología de los camiones a gas para reducir y eliminar el diferencial de eficiencia entre motores.

Con base en las emisiones del pozo a la rueda cualquier beneficio del gas en el escape desaparece casi por completo. Tal y como se muestra en la tabla 7, los camiones a GNL con encendido por chispa presentan emisiones WTW más altas, sin embargo, la tecnología HPDI podría proporcionar reducciones de cerca del 2%. Es importante destacar que esta reducción se basa en un potencial de calentamiento global del metano para un período de 100 años. En realidad, los efectos a corto plazo serán negativos dado que los beneficios que existan con respecto a la emisión de GEI únicamente se materializarían tras 50 años, en el mejor de los casos, debido al fuerte efecto inmediato de calentamiento de las emisiones de metano.<sup>106</sup> Este análisis se realizó utilizando un enfoque de potencial de calentamiento tecnológico (PCT), es decir, calculando las emisiones radiativas reales causadas en función del tiempo, haciendo un mayor hincapié en las emisiones asociadas al metano. Por lo tanto, si bien debería permitirse que los camiones a gas compitieran con la tecnología del gasóleo en el mercado, así como con las normas de CO<sub>2</sub> basadas en las emisiones de escape,

<sup>xviii</sup> Modelado utilizando el modelo T&E [EUTRM](#). Suponiendo eficiencia más baja de 9% para vehículos pesados (>16t) GNL con inyección directa de alta presión y 5% para vehículos pesados (<16t) GNC. Emisiones WTT de 19.4 g CO<sub>2</sub> eq./MJ para GNL y 13 g CO<sub>2</sub> eq./MJ para GNC. Las ventas de camiones de gas son los mismos porcentajes en ambas categorías de camiones.

no existe ninguna justificación para ningún mecanismo de apoyo adicional, como subvenciones por adquisición, exenciones fiscales al combustible o descuentos en el peaje.

Otras opciones en el transporte pesado tienen un mayor potencial de descarbonización. Los camiones eléctricos a batería, por ejemplo, presentan una reducción del 54% de las emisiones WTW de GEI con la combinación eléctrica actual de la UE.<sup>107</sup> En la sección 6 se examinará la disponibilidad de metano renovable para el transporte.

### 4.3. Buques

El uso de GNL está aumentando en aplicaciones marítimas, ya que muchos lo consideran el futuro combustible bajo en carbono, o un combustible poco contaminante (SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, PM) para ayudar a descarbonizar el sector y reducir la contaminación aérea. Lo que difiere de los otros modos de transporte es que el nivel de pérdida del metano es bastante más elevado, impactando así de forma significativa en el rendimiento en cuanto a emisiones TTW (del tanque a la hélice) de GEI. Con una pérdida de metano del 1,8%, el beneficio en cuanto a emisiones TTW sería del 19% en comparación con el HFO y del 12% comparado con el MGO.<sup>108</sup> Considerando el doble de pérdidas de metano (3,5%) el beneficio en comparación con el HFO disminuiría al 7% y en comparación con el MGO las emisiones aumentarían en un 1%. Sintef, la mayor organización de investigación independiente de Escandinavia, identificó los factores de emisión de metano en condiciones reales en 2017, con un factor medio de 31 g/kg (3,1%) y factores específicos de la tecnología de motores de 23,2 g/kg (2,3%) para los motores LBSI (*Lean Burn Spark Ignited*) y de 40,9 g/kg (4,1%) para motores LPDF (*Low Pressure Dual Fuel*).<sup>109</sup> La división de los 120 buques a GNL en funcionamiento es de aproximadamente al 40% y al 60% entre estas dos tecnologías respectivas. También existen motores marinos de combustible dual de alta presión (HPDF) que utilizan gasóleo líquido para el encendido y que presumiblemente proporcionan una combustión completa de metano; sin embargo dan lugar a mayores niveles de NO<sub>x</sub> que requieren sistemas adicionales de postratamiento, como la SCR, para cumplir con la norma nivel III de la OMI.<sup>110</sup> Por esta razón, los motores HPDF no resultan populares, porque los beneficios de emisiones de GEI (procedentes de unas emisiones de metano inferiores) llegan a expensas de altas emisiones de NO<sub>x</sub>, algo que el GNL también intenta resolver. Por lo tanto, en el transporte marítimo, la tecnología de los motores debe tenerse en cuenta para evaluar el rendimiento climático con un enfoque conjunto con otras emisiones.

#### Del pozo a la hélice

Desde la perspectiva de las emisiones WTW (del pozo a la hélice) de CO<sub>2</sub> equivalente, el cambio para bien o para mal en comparación con los combustibles marinos existentes depende del nivel de fuga de metano. El rendimiento de GEI con una tasa de fuga de metano baja (1,8%) se sitúa entre el -0,9% y el -10,4% para buques individuales propulsados por GNL en comparación con el gasóleo marino, sin embargo, con una tasa duplicada de fuga de metano (3,5%) las reducciones quedan anuladas a unos niveles de entre el -0,6% y el +9,3%.<sup>111</sup>

Las reducciones también dependen del combustible a sustituir, ya que la sustitución del gasóleo marino (MGO) al GNL ofrece menos reducciones anuales que la sustitución del fuelóleo pesado (HFO) si ésta está acompañada por un depurador (que implica una penalización por consumo de combustible). Como puede apreciarse en la siguiente tabla, las emisiones WTW del GNL utilizado en el transporte marítimo también dependen en gran medida de las emisiones de la cadena de suministro (WTT) del GNL, que dependen no sólo de la fuga de metano desde la fuente, sino también del tipo (gas de gasoducto licuado frente al GNL) y de la distancia de transporte desde la fuente. Las reducciones de emisiones WTW para el GNL en comparación con el MGO van desde una reducción del 3,7% en el mejor de los casos hasta un aumento del 9,3% en el peor.<sup>112</sup>

**Tabla 9. Reducción de emisiones WTW de GEI al cambiar de HFO/MGO a GNL para buques individuales en función de un nivel bajo/medio/alto de emisiones WTT en la cadena de suministro y diferentes escenarios de fugas/pérdidas de metano<sup>113</sup>**

	Nivel bajo de emisiones de la cadena de suministro (18,8 g de CO <sub>2</sub> eq./MJ)		Nivel medio de emisiones de la cadena de suministro (19,4 g de CO <sub>2</sub> eq./MJ)		Nivel alto de emisiones de la cadena de suministro (24,6 g CO <sub>2</sub> /MJ)	
Pérdida de metano	1,8%	3,5%	1,8%	3,5%	1,8%	3,5%
Diferencia de emisiones WTW con respecto a HFO + depurador	-9,6%	+0,3%	-10,4%	-0,6%	-7,9%	+1,5%
Diferencia de emisiones WTW con respecto a MGO	-3,7%	+6,8%	-4,7%	+5,7%	-0,9%	+9,3%

Las cifras anteriores han sido extraídas de Ricardo y concuerdan con otros estudios sobre el tema. La ICCT<sup>114</sup> llegó a la conclusión de que cualquier reducción en las emisiones de GEI está inextricablemente ligada a la reducción de las emisiones de metano, tanto en la cadena de suministro como en el propio buque.<sup>xix</sup> Un estudio de la TNO concluye que el rango de reducción de emisiones de GEI depende en gran medida de los niveles de pérdida de metano y que los datos disponibles sobre dicha pérdida de metano son limitados. La TNO estima que el rango de emisiones WTW de GEI es similar al de los buques de propulsión por gasóleo en el caso de buques transatlánticos, y del -12% en comparación con los buques propulsados por HFO/MGO, asumiendo<sup>115</sup> un nivel bajo de pérdida de metano (0,03 g/MJ de combustible o 0,2%).<sup>116</sup> Este bajo nivel de pérdida de metano no está respaldado por otros estudios, como el estudio en condiciones reales realizado por Sintef<sup>117</sup>. Sin embargo, en el transporte marítimo de corta distancia la TNO asumió un valor de pérdida de metano de 0,56 g/MJ de combustible (o 3,6%) y 0,7 g/MJ de combustible (o 4,5%) para el transporte por vías navegables interiores, lo que hace que estos valores sean iguales o peores que los de los combustibles existentes a nivel de emisiones WTW. A nivel de flota mundial, UMAS estima que el cambio del 60% de la flota mundial a GNL sólo produciría una reducción total de emisión de GEI <5% en comparación con el MGO/HFO<sup>118</sup>

La NGVA en su estudio identificó una reducción de emisión de GEI del 11-21% en comparación con el HFO sin depuradores. La cifra del 11% parte de un motor de cuatro tiempos de combustible dual, mientras que la reducción del 21% parte de un motor de dos tiempos de gas natural con inyección de alta presión. Esto es así a pesar de la previsión de que la mayoría de los buques a GNL estarán propulsados por motores de 2 y 4 tiempos de baja presión y combustible dual, ya que cumplen con los requisitos del Nivel III de la OMI, sin embargo, presentan una sensibilidad significativa a la pérdida de metano reduciendo su rendimiento climático.<sup>119</sup> Por lo tanto, parece que los supuestos de la NGVA son inconsistentes con las tendencias de los motores marinos en el mercado.

<sup>xix</sup> Esto se aplica a todos los usos de gas fósil

La máxima reducción teórica de emisión de GEI gracias al uso de GNL en el transporte marítimo sería del 20% en comparación con el HFO (estudio de la NGVA<sup>120</sup>), también identificada como la mayor reducción futura por la TNO. Según la TNO, entre 2030 y 2035 sería posible reducir entre el 15 y el 20% de las emisiones WTW de GEI, "siempre que el mercado se desarrolle de tal manera que se justifiquen inversiones sustanciales en el desarrollo de la tecnología". Sin embargo, esto tiene sus inconvenientes: en primer lugar, la mejor tecnología de motores para metano viene a expensas de las altas emisiones de NOx, un problema que, en principio, debía resolver el GNL. En segundo lugar, para que el sector del transporte marítimo se tome en serio el Acuerdo de París, ni siquiera el potencial máximo teórico de reducción del GNL sería suficiente. Con el objetivo de alcanzar un transporte marítimo de emisión cero en 2050, todos los buques nuevos deberían ser de emisión cero desde 2030 aproximadamente.<sup>121</sup> Incluso para cumplir los objetivos recientes de la OMI de reducir las emisiones del transporte marítimo en un 50% para 2050 "prosiguiendo los esfuerzos para eliminarlas por completo", el máximo del 20% de emisión de GEI no sería suficiente. Esto también significa que la flota existente tendrá que ser modernizada con combustibles/tecnologías de propulsión de emisión cero. Si se favorece el GNL, la flota tendrá que ser reacondicionada dos veces o se necesitarán grandes volúmenes de GNL renovable para un cambio de combustible.

Existen otras opciones disponibles para descarbonizar el transporte marítimo. En el transporte marítimo de corta distancia, las baterías pueden utilizarse en un futuro inmediato; para los buques transatlánticos, el hidrógeno renovable podría ser una opción. Tanto la batería eléctrica como el hidrógeno requieren de infraestructuras terrestres, que ofrecen mejores oportunidades de inversión para la UE y los Estados miembros que las instalaciones de abastecimiento de GNL. Con el máximo despliegue de tecnologías que se conocen actualmente, podría ser posible alcanzar "la descarbonización casi completa para 2035", según el Foro Internacional de Transporte.<sup>122</sup> Sus escenarios dependen en gran medida del hidrógeno y el amoníaco para alimentar a los buques.

## 5. Emisiones no GEI (calidad del aire)

En relación con la mitigación del cambio climático, los beneficios del gas fósil varían según la forma de transporte, pero son inexistentes o muy limitados en el mejor de los casos. Para obtener una comparación justa, los vehículos propulsados por metano deben compararse con los nuevos modelos de gasolina, gasóleo, eléctricos o híbridos. Con nuevos ensayos y límites de emisiones, los nuevos modelos Euro 6 son más limpios que en el pasado, lo que hace que los beneficios del metano para la contaminación atmosférica sean mucho menores que si se compararan con los antiguos motores de gasolina o gasóleo. Las emisiones del tubo de escape de los vehículos a metano son mucho peores que las de aquellos que utilizan electricidad, hidrógeno o que las de los híbridos enchufables. Las emisiones no GEI (contaminantes atmosféricos) son las mismas para el metano renovable y el metano fósil, por lo que el transporte propulsado por metano no es un transporte de emisiones cero, incluso si el combustible es renovable.

### 5.1. Turismos

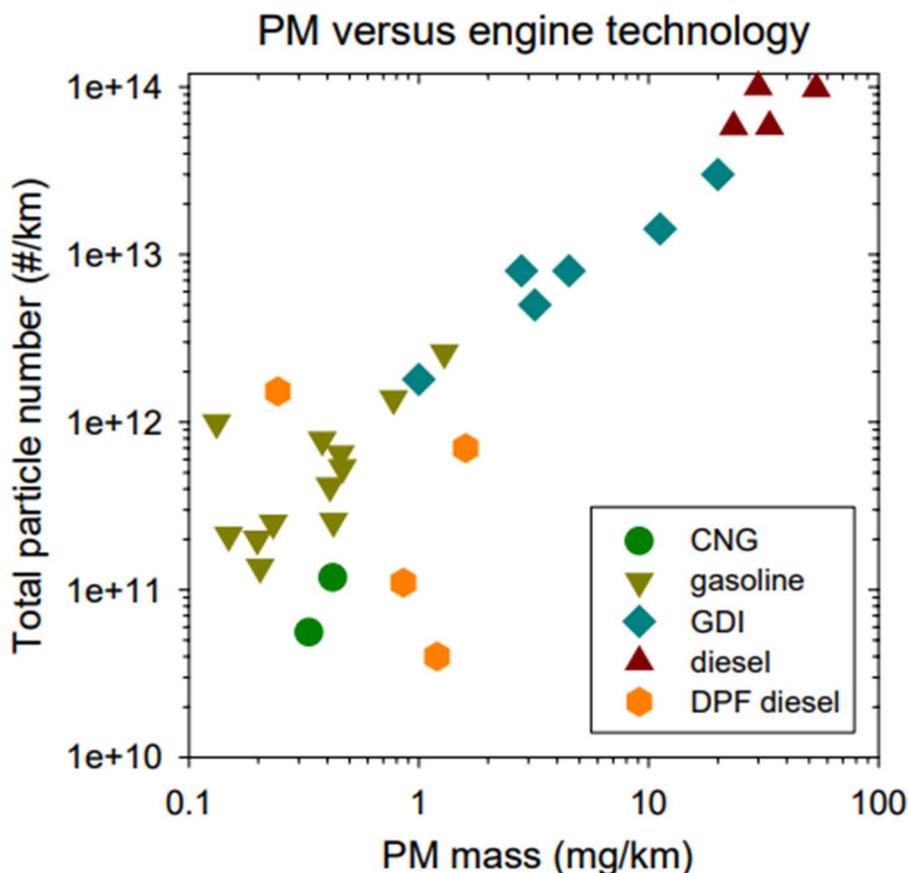
Con respecto a los contaminantes atmosféricos locales, los vehículos propulsados por GNC son mejores que los vehículos a gasóleo (véase la tabla a continuación), y similares a los vehículos a gasolina en lo que respecta a las emisiones de NOx. Las emisiones de dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) están principalmente relacionadas con el contenido de azufre del combustible y, por lo tanto, los turismos a GNC presentan un mejor rendimiento, aunque los niveles en el transporte por carretera son insignificantes. Sin embargo, con políticas de apoyo en mente, deberían compararse con las mejores tecnologías de vehículos actualmente en el mercado o en un futuro próximo cuando estemos considerando cualquier apoyo a nuevas tecnologías. Está claro que los vehículos eléctricos a batería o de hidrógeno son la mejor solución sin emisiones de escape de NOx, SO<sub>2</sub> o PM. En condiciones reales de conducción en China, se descubrió que un turismo con combustible dual (GNC/gasolina) tenía emisiones de NOx "ligeramente superiores"<sup>123</sup>. Dado que el factor de conformidad de los vehículos a gasóleo está disminuyendo y dada la adopción de la norma Euro 6d/TEMP, las emisiones de NOx de los nuevos vehículos a gasóleo deberían disminuir. Existe una falta de datos recientes y fiables sobre PN, PM, NOx para los turismos a GNC. Ecoscore.be ofrece algunas cifras sobre NOx y PM, pero las fuentes de información no son claras y los resultados se basan en datos de homologación, algo que resulta un mal indicador del rendimiento de emisiones en condiciones reales.

**Tabla 10. Emisiones de escape en condiciones reales de conducción de los vehículos Euro 6<sup>124</sup>**

	NOx (mg/km)	PM <sub>2,5</sub> (mg/km)
Gasolina	56	1,6
Híbrido con gasolina	13	Datos no disponibles
Gasóleo	170	1,5
GNC	56	1,1
Vehículos eléctricos de batería	0	0

Los datos son escasos cuando se examinan las emisiones en número de partículas suspendidas (PN) de los turismos. En 2009, Ford presentó las emisiones de PM y PN para diferentes tecnologías de motor (véase la

figura 9).<sup>125</sup> Los datos muestran que los dos turismos a GNC estudiados se encontraban entre los que presentaban niveles más bajos de masa de partículas y número de partículas. Se necesitan datos más recientes en condiciones reales para comprender mejor la situación actual de los turismos. En los motores de camiones, un motor de GNC produjo entre 2 y 8 veces más emisiones de PN que los motores de gasóleo equipados con un filtro de partículas diésel.<sup>126</sup>



**Figura 9. Emisiones de número de partículas (PN) frente a emisiones de masa de partículas (PM) para diferentes tecnologías en 2009<sup>127</sup>**

[PM frente a tecnología de motores, Número total de partículas (n.º/km), GNC, Gasolina, GDI (siglas en inglés, para Inyección directa de gasolina), Gasóleo, Gasóleo con DPF, Masa de PM (mg/km)]

Al tener en cuenta también las emisiones no vehiculares, los vehículos eléctricos emiten menos emisiones de PM que los vehículos a gasóleo o gasolina.<sup>128</sup> Las emisiones de PM no vehiculares de los turismos a GNC pueden considerarse similares a las de los turismos a gasolina o gasóleo, lo que hace que los turismos a GNC con menores emisiones de PM procedentes de la combustión sigan resultando peores, en cualquier caso, que los vehículos eléctricos.

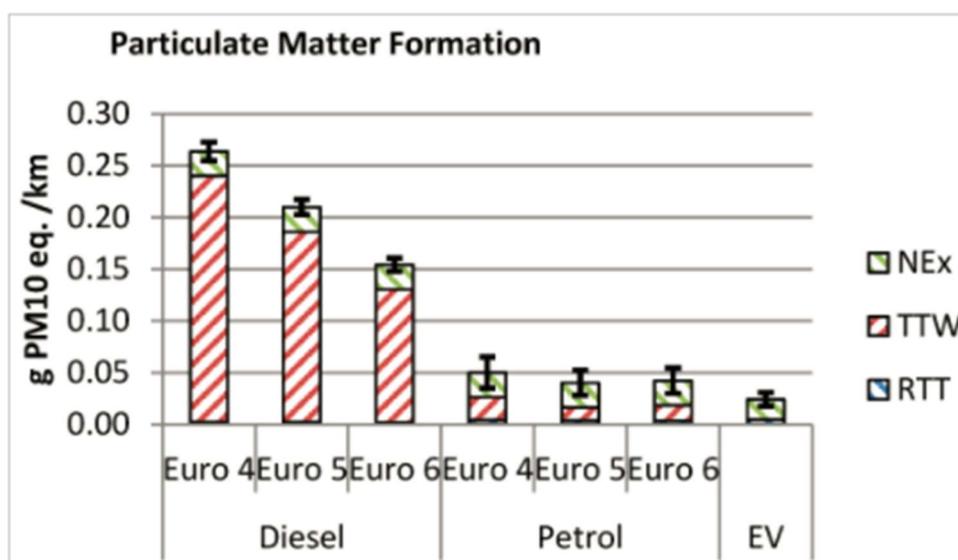


Figura 10. Emisiones de PM, incluyendo emisiones no vehiculares (NEx)<sup>129</sup> [Formación de partículas, Gasóleo, Gasolina, VE]

## 5.2. Camiones y autobuses

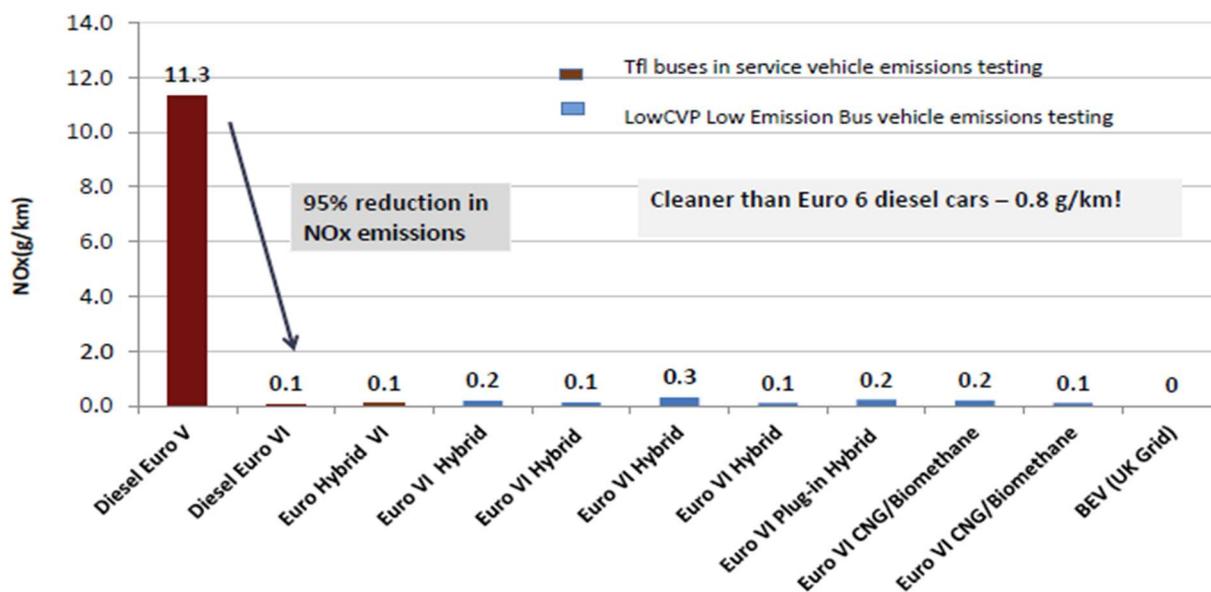
Los actuales vehículos pesados EURO VI son relativamente limpios, ya que han reducido las emisiones de NOx en un 80% y las emisiones de PM a la mitad en comparación con los límites Euro V.<sup>130</sup> Por lo tanto, las emisiones de NOx de vehículos pesados son ahora muy similares para los vehículos a gasóleo y metano.

Los datos del Reino Unido y los Países Bajos corroboran el hecho de que no existe una diferencia significativa en cuanto a emisiones de NOx entre el gasóleo y el metano. En los ensayos de laboratorio y en pista para el Departamento de Transporte del Reino Unido, las emisiones de NOx de los camiones propulsados por metano con encendido por chispa eran de una media de 135 mg/km en las condiciones del ciclo de ensayos, mientras que los vehículos a gasóleo Euro VI de comparación emitían NOx a una tasa de unos 230 mg/km.<sup>131</sup> La conversión posventa de un camión a gasóleo Euro VI en el mismo estudio dio lugar a un aumento de las emisiones de NOx en el modo de combustible dual (540 mg/km de media) en comparación con el mismo vehículo funcionando en modo sólo gasóleo (170 mg/km). La TNO realizó un ensayo con dos camiones a GNL (encendido por chispa) en condiciones reales en los Países Bajos. De media, un camión presentaba emisiones de NOx similares a la media de los camiones a gasóleo del ensayo, sin embargo, el otro presentaba emisiones de NOx iguales a las de los camiones a gasóleo de mayor emisión. En condiciones de conducción urbana, las emisiones de NOx de ambos camiones a GNL fueron más altas que el promedio de los camiones a gasóleo.<sup>132</sup> En 2016, Ricardo consideró que las emisiones de NOx entre los camiones propulsados por metano y los modernos camiones a gasóleo Euro VI eran iguales, ya que se disponía de datos limitados y, en base a los autobuses, eran las mismas.<sup>133</sup>

Si se realiza un cambio hacia los camiones a GNL con inyección directa de alta presión (HPDI), una tecnología más similar a la del gasóleo, en lugar de usar la tecnología de chispa, los niveles de NOx pueden aumentar. Por ejemplo, el nuevo camión a GNL de Volvo emite como promedio 744 mg de NOx /km, lo que supone un 11% más que su motor de gasóleo similar.<sup>134</sup>

Con base en los ensayos disponibles, el rendimiento de los vehículos pesados a metano y gasóleo parece ser similar. Desafortunadamente, no existen ensayos comparativos de emisiones en condiciones reales para camiones a gasóleo y metano Euro VI que utilicen diferentes tecnologías de motor. Dichos ensayos serían necesarios para evaluar los beneficios reales de los camiones a metano en comparación con los camiones a gasóleo, especialmente dado que el Centro Común de Investigación (JRC) de la Comisión Europea identificó a partir de un ensayo de conducción real en un camión a gasóleo Euro VI que el 85% de las emisiones de NOx estaban fuera de los límites especificados en la legislación.<sup>135</sup> Las tecnologías de

emisión cero están disponibles para el uso en el centro de las ciudades, y pronto también lo estarán para vehículos pesados interurbanos, por lo que debería prestarse apoyo político a las tecnologías con mayor reducción de emisiones.



**Figura 11. Figura XXDD. Emisiones de NOx para diferentes tecnologías de autobús basadas en un ensayo sobre emisiones de LowCVP (ensayo de laboratorio).<sup>136</sup>**

[Autobuses de TfL (Transport for London) en ensayos de emisiones de vehículos de servicio, LowCVP Autobús de bajas emisiones (ensayo de emisiones de vehículos), Reducción del 95% de las emisiones NOx, Más limpio que los turismos a gasóleo Euro 6 - 0,8 g/km, Gasóleo Euro V, Gasóleo Euro VI Híbrido Euro VI, Híbrido Euro VI, Híbrido Euro VI Híbrido Euro VI, Híbrido Euro VI, Híbrido enchufable Euro VI, Biometano/GNC Euro VI, Biometano/GNC Euro VI, VEB (Red del Reino Unido)]

Para los autobuses, las emisiones de contaminantes atmosféricos son comparables entre los autobuses a gasóleo Euro VI y los autobuses a GNC Euro VI, con un mejor rendimiento del gasóleo con respecto a las emisiones de CO<sub>2</sub>.<sup>137</sup> Como puede verse en la imagen anterior, existe una diferencia marginal entre las emisiones de NOx de los autobuses a gasóleo Euro VI en comparación con otros vehículos de combustible alternativo.

Las emisiones de PM son generalmente inferiores en el caso de los camiones a metano; sin embargo, el número de partículas sólidas (SPN) es superior al de los motores de gasóleo Euro VI según los ensayos de carretera y de laboratorio realizados por el JRC.<sup>138</sup> Las emisiones de PM miden la masa de partículas emitidas, poniendo más énfasis en las partículas más pesadas, mientras que el SPN mide el número de partículas, poniendo más énfasis en las partículas más pequeñas, que son más nocivas para la salud<sup>139</sup>. Esta diferencia en los camiones a metano en comparación con el gasóleo se debe a que los DPF (filtro de partículas diésel) han sido eficientes en la reducción de las emisiones de partículas diésel, reduciendo significativamente las emisiones en comparación con normas Euro anteriores. En el informe del JRC, el ensayo realizado con un autobús a GNC mostró mayores emisiones SPM en comparación con el autobús a gasóleo Euro VI con filtro de partículas diésel. Los camiones a GNC o GNL generalmente emiten menos PM (partículas en suspensión)<sup>140</sup> o negro de hollín que los vehículos a gasóleo no equipados con DPF, sin embargo, esto ya no es necesariamente así en las emisiones de PM<sup>141</sup> cuando se comparan con vehículos a gasóleo equipados con DPF. Los resultados del estudio del Departamento de Transporte del Reino Unido sobre vehículos a gas<sup>142</sup>, que incluía ensayos de laboratorio y en pista, no midieron las emisiones de PM, pero basándose en datos de los fabricantes, los vehículos a gas emitieron 1 - 3 mg/kWh y 2 - 6 mg/kWh en el caso del gasóleo. La TNO también constató que "...los motores de gas de encendido por chispa y los motores de gasóleo con filtros de partículas de flujo de pared (*wall flow*) suelen tener emisiones de partículas bastante similares, tanto en masa como en número."<sup>143</sup> La diferencia en las emisiones de PM entre los vehículos a gasóleo y los vehículos a metano es menor que en las anteriores normas Euro. La

bibliografía ofrece diferentes puntos de vista a la hora de realizar una comparación con los modernos camiones a gasóleo Euro VI con DPF, ya que las diferentes tecnologías de motores para vehículos a metano muestran diferentes rendimientos.<sup>144 145</sup> Sin embargo, el número de partículas sólidas (SPN) es mayor para los camiones a GNC en comparación con los camiones a gasóleo, y este resultado probablemente también sea de aplicación para los camiones a GNL.

Según los ensayos disponibles, los camiones y autobuses a gas no ofrecen un beneficio significativo en términos de calidad del aire en comparación con los camiones a gasóleo Euro VI equivalentes. Diversos estudios presentan resultados ligeramente contradictorios, sin embargo, las diferencias no justifican realizar un cambio de camiones a gasóleo por camiones a GNL o GNC. Es necesario realizar más ensayos, que comparen también el rendimiento de las emisiones de contaminantes atmosféricos de los camiones a metano de encendido por chispa y de los camiones a metano de alta presión (HPDI) con los mejores camiones a gasóleo Euro VI disponibles actualmente, tanto en condiciones de laboratorio como de conducción real. La UE está preparando actualmente normas de emisión Euro VII para camiones. Desde el punto de vista de la tecnología de los vehículos y la sustitución de la flota, realizar un cambio hacia EURO VI y a un mayor endurecimiento en EURO VII sería probablemente una estrategia de control de la contaminación atmosférica mucho más eficaz que el cambio de la flota a GNC o GNL.

### **5.3. Buques**

Las reducciones de emisiones de contaminantes atmosféricos locales son importantes en caso del uso de GNL en buques. Los combustibles marinos actuales tienen un contenido de azufre muy alto en comparación con los combustibles para carreteras y el GNL ofrece la promesa de un combustible mucho más limpio desde la perspectiva de la contaminación atmosférica local. Esta es una de las principales razones por las que se promueve el GNL en los buques, para cumplir con los requisitos de las Zonas de Control de Emisiones (ECA) y el límite mundial de contenido de azufre del 0,5% que entrará en vigor en 2020 (más información en la sección 2.5). La reducción de emisiones de contaminantes atmosféricos locales asociada con el uso de GNL en el transporte marítimo está bien documentada en los informes del ICCT 2013<sup>146</sup> y Ricardo 2016<sup>147</sup>. Calculan las reducciones de NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y PM en el rango del 85-100%, en comparación con los buques propulsados por HFO.

El GNL no es la única manera de cumplir los requisitos ECA. Se pueden utilizar combustibles con menor contenido de azufre (MGO), que generalmente son más caros que el GNL, pero pueden proporcionar reducciones muy importantes de SO<sub>x</sub> y PM. Los sistemas de recirculación de gases de escape (EGR) y de reducción catalítica selectiva (SCR) para el postratamiento de gases de escape también proporcionan hasta un 80% de reducción de NO<sub>x</sub> para los buques a MGO/HFO y son actualmente las únicas opciones que se utilizan para cumplir con los requisitos ECA norteamericanos de NO<sub>x</sub>.

Las emisiones de contaminantes locales del transporte marítimo también son relevantes para el calentamiento global, ya que las emisiones de PM incluyen el carbono negro, que absorbe el calor en la atmósfera y, al aterrizar sobre el hielo, provoca un deshielo más rápido. Esto es importante ya que, según las estimaciones de la ICCT, las emisiones de carbono negro del transporte marítimo son responsables del 7-21% del impacto del calentamiento global del sector.<sup>148</sup> Debido a estos problemas, el uso del GNL puede ser beneficioso a corto plazo, especialmente cerca de las regiones árticas con capa de nieve. Sin embargo, hay medidas que pueden tomarse con los combustibles existentes para eliminar las emisiones de carbono negro de los buques, como el cambio de HFO a MGO y la aplicación de filtros de partículas diésel que reducen las emisiones de carbono negro en más de un 99%<sup>149</sup>, un resultado mucho más eficiente que el cambio a GNL, dado que la infraestructura ya está disponible.

**Tabla 11. Nuevos requisitos de infraestructura para diferentes opciones de combustible**

	Reduce la contaminación atmosférica (SOx, NOx, PM)	Inversión requerida en tecnología naval (nueva construcción o reacondicionamiento)	Inversión necesaria en nueva infraestructura de abastecimiento de combustible en tierra
GNL	sí	sí	sí
MGO (0,1% S) + SCR + DPF	sí	sí	no

Cabe señalar que existen muchas otras alternativas para reducir las emisiones de contaminantes locales en el transporte marítimo. El transporte marítimo de emisión cero se está convirtiendo en una realidad, por ejemplo, mediante el uso de hidrógeno y baterías. Los buques a batería ya existen. Los buques a hidrógeno aún no están en el mercado, pero lo estarán pronto. La elección de la tecnología dependerá también de la distancia que cada buque recorra por trayecto. También, el amoníaco renovable es el combustible con cero GEI más ampliamente considerado para los grandes buques de alta mar.<sup>150</sup> Ya existen buques más pequeños funcionando con batería en rutas regulares en China<sup>151</sup> y también existe un ferry de estas características en Noruega<sup>152</sup>.

## 6. Metano renovable

El metano renovable es el término genérico que engloba el biometano y la conversión de electricidad a metano producido con electricidad renovable. La electricidad a metano no se considera un combustible renovable a menos que sólo se utilice electricidad renovable para producirlo. El biometano y la electricidad a metano son químicamente idénticos al metano fósil (CH<sub>4</sub>) y pueden ser utilizados como sustitutos. Actualmente, menos del 3% del metano consumido en el transporte es renovable.<sup>153</sup>

### Biometano

El biogás está compuesto por metano en un 50-75%, siendo el resto principalmente CO<sub>2</sub>. Cuando se eliminan el CO<sub>2</sub> y otras impurezas, el producto final es el biometano. El biometano se utiliza en el transporte, ya que el biogás no es lo suficientemente puro para los motores de los vehículos. Existen dos tecnologías principales para la producción de biometano. La primera es la digestión anaeróbica (un proceso de descomposición bacteriana), que es adecuado principalmente para materiales más húmedos y menos resistentes (por ejemplo, lodos de depuradora, estiércol, cultivos). El segundo es la gasificación (un proceso térmico) que produce gas de síntesis<sup>xx</sup>. Puede producirse a partir de múltiples materias primas sólidas (por ejemplo, madera o residuos municipales). Tanto el biogás como el gas de síntesis pueden convertirse en biometano, por lo que el producto final es el mismo. La sostenibilidad del biometano varía dependiendo de la materia prima. Los verdaderos residuos son las materias primas más sostenibles, ya que proporcionan la mayor reducción en emisiones de GEI y no tienen otros usos.

### Electricidad a metano

La electricidad a metano es un combustible sintético (también conocido como e-fuel, electricidad a gas, PtG o combustibles renovables de origen no biológico, RFNBO por sus siglas en inglés). El principio básico es que la electricidad se utiliza para producir un combustible sintético. El primer paso es producir hidrógeno y el CO<sub>2</sub> se añade al hidrógeno en un proceso de metanización para formar metano sintético. Para que los combustibles eléctricos proporcionen beneficios de GEI, la electricidad debe ser libre de carbono, renovable y adicional (es decir, no existiría sin la producción del combustible eléctrico).<sup>154</sup> Si la electricidad renovable se desvía de otros usos finales, se llegaría fácilmente a una situación en la que se produciría más electricidad a partir de combustibles fósiles, lo que aumentaría las emisiones en el resto de la red eléctrica. El hidrógeno renovable, el componente básico de todos los combustibles eléctricos, tiene muchos otros usos alternativos, ya que podría utilizarse para descarbonizar la industria o como fuente de energía en sí misma. La electricidad a metano necesita utilizar CO<sub>2</sub> como materia prima, y para que el combustible sea totalmente circular, es decir, que la concentración atmosférica de CO<sub>2</sub> siga siendo la misma, el CO<sub>2</sub> debe capturarse de la propia atmósfera.<sup>155</sup> Esto también evita una doble contabilización de las reducciones de CO<sub>2</sub> y la prolongación de las reducciones de CO<sub>2</sub> necesarias en las industrias emisoras de CO<sub>2</sub>.

## 6.1. Beneficios climáticos del metano renovable

### Biometano

El rendimiento de emisión de GEI del metano renovable depende de la materia prima y de la tecnología utilizada para producir el combustible. El comportamiento de los GEI de las diferentes materias primas y tecnologías de producción se presenta en la siguiente tabla. Es evidente que tanto la tecnología de producción como la materia prima influyen de forma significativa en el comportamiento del combustible respecto a las emisiones de gases de efecto invernadero. En la siguiente tabla se presentan las mejores y las peores tecnologías de producción para mostrar la gama de rendimiento de GEI.

El uso de cultivos alimentarios y forrajeros para producir biocombustibles líquidos está asociado con impactos ambientales y climáticos negativos debido al cambio indirecto del uso de la tierra (ILUC). El uso de cultivos para producir biometano plantea las mismas preocupaciones de sostenibilidad, ya que el uso

<sup>xx</sup> El gas de síntesis tiene una composición diferente al biogás, con contenido de CH<sub>4</sub>, CO, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>. El contenido energético es inferior a la mitad del gas fósil.

de la tierra para la producción de cultivos energéticos conduce a una conversión adicional de la tierra en otros lugares, lo que aumenta las emisiones de gases de efecto invernadero. Cuando se incorporan las emisiones de ILUC, las reducciones reales de GEI del GNC derivado del maíz son relativamente bajas (entre el 13% y el 46% para el GNC dependiendo de la tecnología de producción). Además, los monocultivos para biogás están asociados con otros problemas de sostenibilidad, como la compactación del suelo, la erosión en el campo y la escorrentía de fertilizantes. El uso de cultivos alimentarios como el maíz para la producción de biocombustibles también ha demostrado aumentar los precios de los alimentos<sup>156</sup>.

Por el contrario, el estiércol es la materia prima más sostenible. Es un verdadero residuo y la digestión anaeróbica actúa como un tratamiento de residuos (captura las emisiones de metano que de otro modo se habrían emitido a la atmósfera si no se hubiera producido biogás). Esto explica por qué la reducción de emisiones de GEI es superior al 100% (debido a que el GWP para el metano es mucho mayor que para el CO<sub>2</sub>).

La Directiva de Energías Renovables (DER) establece umbrales mínimos de reducción de GEI para los biocombustibles utilizados en el transporte y para los "combustibles de biomasa"<sup>xxi</sup>, que incluyen el biometano utilizado en los sectores de la electricidad y la calefacción. El requisito actual establece que los biocombustibles supongan una reducción de al menos un 50% de GEI.<sup>xxii</sup> La refundición de la DER establece nuevos requisitos de reducción de emisión de GEI para el período 2021-2030. Para el transporte, la reducción de emisiones de GEI debe ser como mínimo del 65% en las instalaciones que comiencen a funcionar después del 1 de enero de 2021. El biometano utilizado en el sector del transporte debe cumplir estos umbrales y criterios de sostenibilidad. En otros sectores, las centrales de menos de 2 MW de potencia térmica nominal no necesitan cumplir con los requisitos, por lo que no necesitan cumplir con estos umbrales de reducción de emisiones de GEI ni con los criterios de sostenibilidad establecidos en la DER.<sup>xxiii</sup>

---

<sup>xxi</sup> Tal como se define en la DERII: "combustibles de biomasa": hace referencia a combustibles gaseosos y sólidos producidos a partir de biomasa.

<sup>xxii</sup> La reducción del 50% de emisiones de GEI se aplica a los biocombustibles producidos en instalaciones que comenzaran sus operaciones antes del 5 de octubre de 2015. Se aplica un umbral del 60 % a los biocombustibles producidos en instalaciones que comiencen a funcionar después del 5 de octubre de 2015.

<sup>xxiii</sup> Teniendo en cuenta que la planta de biogás media de la UE tiene una capacidad instalada de 609 kW de electricidad, y que con una eficiencia eléctrica del 35-40% produce un consumo de alrededor de 1,5-1,7 MW. Supuestos extraídos de: Scarlat, Dallemand & Fahl (2018) Biogas: Developments and perspectives in Europe Renewable Energy Volume 129 p.457-472

**Tabla 12. Reducción de emisiones de GEI para las rutas de biometano (como GNC para el transporte)<sup>157</sup> con valores de cambio indirecto de uso de la tierra (ILUC) para el maíz <sup>158</sup>**

Materia prima del biogás	Tecnología de producción	Emisiones de GEI del combustible (g de CO <sub>2</sub> eq./MJ)	Reducción de emisiones de GEI en comparación con el combustible fósil de referencia (%)	Emisiones de ILUC (basadas en el modelo Globiom) (g de CO <sub>2</sub> eq./MJ)	Reducción de emisiones de GEI en comparación con el combustible fósil de referencia con emisiones de ILUC (%)
Estiércol húmedo	Digestato abierto, sin combustión de gas de escape	-16	117%		117%
	Digestato cerrado, combustión de gas de escape	-100	206%		206%
Platas enteras de maíz	Digestato abierto, sin combustión de gas de escape	61	35%	21	13%
	Digestato cerrado, combustión de gas de escape	30	68%	21	46%
Biorresiduos	Digestato abierto, sin combustión de gas de escape	54	43%		43%
	Digestato cerrado, combustión de gas de escape	13	86%		86%

Las diferentes tecnologías de producción de biometano tienen un impacto en las emisiones de GEI y metano durante la producción. Diversas estimaciones indican que las emisiones de metano representan entre el 1% y el 3% del biogás producido.<sup>159</sup> La transformación del biogás en biometano presenta también una pérdida de metano del 0,1% al 15% dependiendo del proceso utilizado. El JRC está utilizando un valor del 3%<sup>160</sup> para las emisiones totales de metano, sin embargo, lo reduce a cero si existe combustión de los gases de escape, lo que significa que los gases de escape se capturan y se queman. La incorporación de la combustión de gases de escape está aumentando, pero por el momento se desconoce en qué proporción se utiliza esta tecnología. El almacenamiento del digestato<sup>xxiv</sup> también influye en el rendimiento de GEI. Pequeñas cantidades de metano están presentes en el digestato<sup>xxv</sup> incluso después de haber pasado por el digestor anaeróbico. Esto genera entre un 1 y un 10% de emisiones de metano en caso de que el digestato no se almacene en un tanque hermético, ya que el metano se emitiría a la atmósfera. El almacenamiento del digestato en un tanque hermético reduce la emisión de metano a cero según los cálculos del JRC. Mantener el digestato cerrado es obligatorio por ley en muchos países de la UE, de ahí su alta utilización (nivel exacto desconocido). Esta utilización puede aumentar aún más a medida que los productores quieran cumplir los requisitos de reducción de GEI. El uso de una mejor tecnología es crucial, ya que el paso del almacenamiento abierto del digestato al tanque hermético aumenta el rendimiento de GEI en un 17% en el

<sup>xxiv</sup> Digestate es el material sólido/líquido que queda después de la digestión anaeróbica de una materia prima biodegradable.

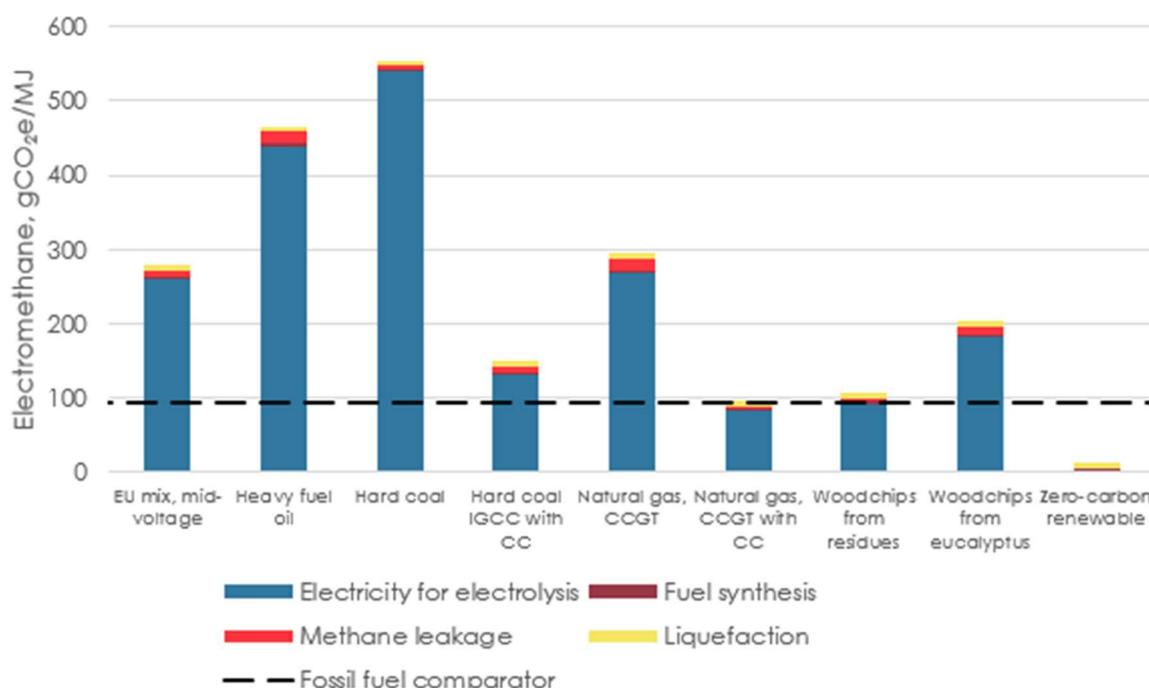
<sup>xxv</sup> Resultado sólido de la digestión anaeróbica

caso del maíz y los residuos municipales, y la combustión de gases de escape aumenta el rendimiento de GEI en un 16% en el caso de todas las materias primas enumeradas anteriormente.

### Electricidad a metano

Dado que el uso de electricidad a metano como combustible es relativamente nuevo y aún no se ha consolidado, no existen valores de GEI para este combustible en la Directiva de Energías Renovables. La refundición de la Directiva para el período 2021-2030 establece un umbral de reducción de emisión de GEI del 70% para los combustibles eléctricos utilizados en el transporte, pero la CE todavía tiene que desarrollar una metodología para la contabilización de los GEI. La Comisión también adoptará un acto delegado en relación con los casos en que la electricidad pueda considerarse totalmente renovable para la producción de combustibles eléctricos.

Si observamos el rendimiento en términos de GEI de la electricidad a metano con diferentes combinaciones de electricidad, resulta evidente que la electricidad debe ser libre de carbono para que se obtenga una reducción en las emisiones de GEI, como puede verse en la figura 12. Incluso una pequeña cantidad de emisiones de carbono en la producción de electricidad reducirá el potencial de reducción de emisión de GEI, ya que la eficiencia del proceso de producción de electricidad a metano es actualmente de alrededor del 40%. Por lo tanto, cualquier emisión de CO<sub>2</sub> en la producción de electricidad, como mínimo, se duplica, ya que también hay emisiones asociadas con el acondicionamiento y la distribución del combustible (las eficiencias se debaten con más detalle en la sección 6.4).<sup>161</sup>



**Figura 12. Intensidad de carbono de la electricidad a metano licuada con diferentes fuentes de electricidad asumiendo una fuente puntual de CO<sub>2</sub>. (Malins 2018)**

[Electrometano, gCO<sub>2</sub>e/MJ],  
 Combinación UE - media tensión, Fuelóleo pesado Hulla, Hulla GICC con CC Gas natural, CCGT Gas natural CCGT con CC, Virutas de madera procedentes de residuos, Astillas de eucalipto, Renovable libre de carbono,  
 Electricidad para electrólisis, Síntesis de combustible, Fugas de metano, Licuefacción, Comparador de combustibles fósiles]

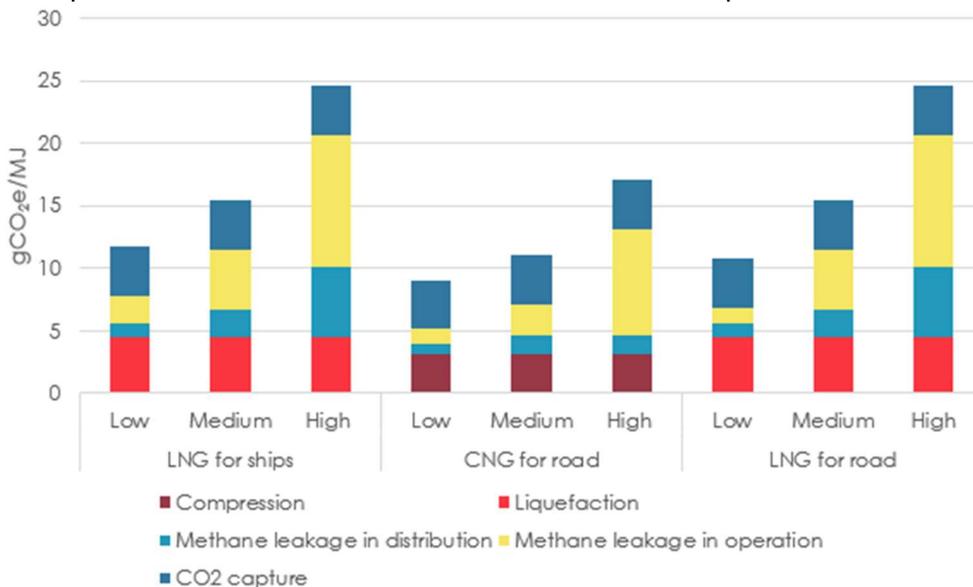
La electricidad también debe ser adicional, además de ser renovable.<sup>162</sup> Si la electricidad renovable existente se desvía para la producción de combustibles eléctricos (incluyendo la electricidad a metano), esto implica que los demás usuarios de la red disponen de menos electricidad renovable y que la demanda debe cubrirse con una producción marginal de electricidad, a menudo derivada de combustible fósil. Para

garantizar el carácter adicional, la electricidad renovable utilizada para los combustibles eléctricos (incluyendo la electricidad a metano) debe ser:

1. Generada a partir de plantas de producción nuevas y sin apoyo o
2. Excedente de producción que, de otro modo, se habría perdido.<sup>163</sup>

La producción de electricidad a metano requiere CO<sub>2</sub> como materia prima y el CO<sub>2</sub> se libera a la atmósfera durante su combustión, por lo que la fuente de CO<sub>2</sub> utilizada es importante. También existe el riesgo de que se produzcan emisiones de metano en la cadena de suministro y en su uso. Hay tres tipos de fuentes de CO<sub>2</sub> que pueden utilizarse como insumos en el proceso: CO<sub>2</sub> de origen fósil, CO<sub>2</sub> de origen biogénico o CO<sub>2</sub> de la atmósfera. El uso de CO<sub>2</sub> de origen fósil, como el que se emite en una planta de producción de acero o en una central eléctrica, crea el riesgo de inmovilizar un sector para descarbonizar el otro, creando un incentivo para seguir produciendo CO<sub>2</sub>. También existe el riesgo de una doble contabilización de las reducciones de emisiones (es decir, no contabilizar las emisiones en absoluto), recompensando en primer lugar a la instalación industrial que captura el CO<sub>2</sub> en el marco del RCDE y tratando los combustibles eléctricos producidos a partir del carbono fósil capturado como si fueran neutrales en carbono. En una economía descarbonizada, como exige el Acuerdo de París, esto no es aceptable. Con el uso de CO<sub>2</sub> fósil, es necesario tener cuidado para garantizar que las emisiones de CO<sub>2</sub> se contabilicen en algún punto, ya sea en la industria o en el transporte, ya que el CO<sub>2</sub> se sigue emitiendo, pero simplemente se utiliza dos veces. La solución óptima a largo plazo es que el CO<sub>2</sub> sea capturado del aire, ya que esto garantiza que el combustible sea completamente circular. La captura de aire aumenta los costes y los consumos de energía, sin embargo, existe tecnología aún en desarrollo, que hará que estos precios y consumos se reduzcan.<sup>164,165</sup>

Siempre que la producción de electricidad sea libre de carbono, renovable y adicional, la electricidad a metano en el transporte presenta una gran reducción de GEI, en el rango de un 74-90% en comparación con los combustibles fósiles (imagen a continuación). Al igual que con el gas fósil, la reducción potencial depende de las tasas de fuga de metano en la distribución y el funcionamiento. Las emisiones asociadas provienen de la licuefacción o compresión del metano convirtiéndolo en GNL o GNC, de cualquier fuga de metano en la distribución y el funcionamiento y del CO<sub>2</sub> de materia prima. Para la absorción de CO<sub>2</sub> se ha supuesto un consumo de electricidad de 141 g de CO<sub>2</sub>/MJ, ya que podría llevarse a cabo en un lugar diferente al de la producción del combustible eléctrico con una fuente puntual asumida en el cálculo.<sup>166</sup>

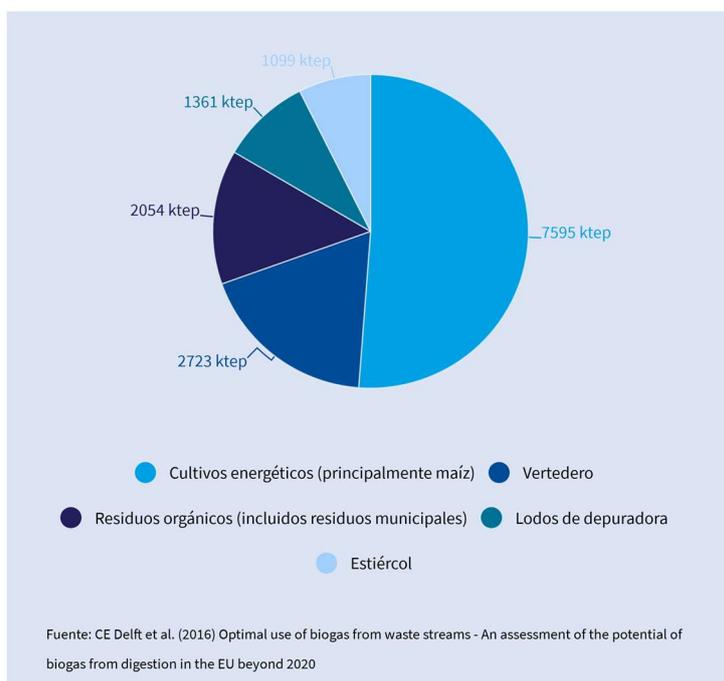


**Figura 13 Emisiones de electricidad a metano de GNC y GNL utilizando electricidad libre de carbono (Malins 2018)**

[Inferior, Medio, Superior, Inferior, Medio, Superior, Inferior, Medio, Superior,  
 GNL para buques, GNC para carretera, GNL para carretera,  
 Compresión, Licuefacción, Fugas de metano en la distribución, Fugas de metano en el funcionamiento, Captura de CO<sub>2</sub>]

## 6.2. Consumo actual de biometano

La producción actual de biogás en la UE es de aproximadamente 16,1 Mtep (o 17,9 bcm o 674 PJ).<sup>167</sup> Se está produciendo en 17 662 plantas de producción, de las cuales sólo 497 (11%) transforman el biogás en biometano, mientras que el resto se utiliza en la planta de producción, principalmente para electricidad.<sup>168</sup> Para poner esto en perspectiva, el consumo de gas fósil de la UE en 2016 fue de 383 Mtep<sup>169</sup>. La producción de electricidad a metano es insignificante. El consumo de metano renovable representa, por lo tanto, el 4% del consumo de metano de la UE. Sólo alrededor del 0,5% de la red de gas (metano) es renovable, ya que la mayor parte del biogás nunca se transforma en biometano y se inyecta en la red, sino que se utiliza in situ para la producción de electricidad. Sólo el 2,9 % del metano utilizado en el transporte es renovable en toda la UE.<sup>170</sup> Más de la mitad del biogás actual se produce a partir de cultivos energéticos, principalmente maíz, seguido de gas de vertedero, como puede verse en la imagen 13. El maíz conlleva emisiones de ILUC, lo que reduce considerablemente su potencial de reducción de emisiones de GEI en comparación con el gas fósil, y plantea otros problemas de sostenibilidad (véase la sección 6.1).



**Figura 14. Composición del biogás en la UE (2014)**

De la producción actual de biogás de la UE, Alemania representa el 49%, seguida de Italia, Reino Unido y Suecia. Como puede verse en la imagen 15, la producción está muy concentrada en unos pocos países con un fuerte apoyo político y no está desarrollada en la totalidad de la UE.

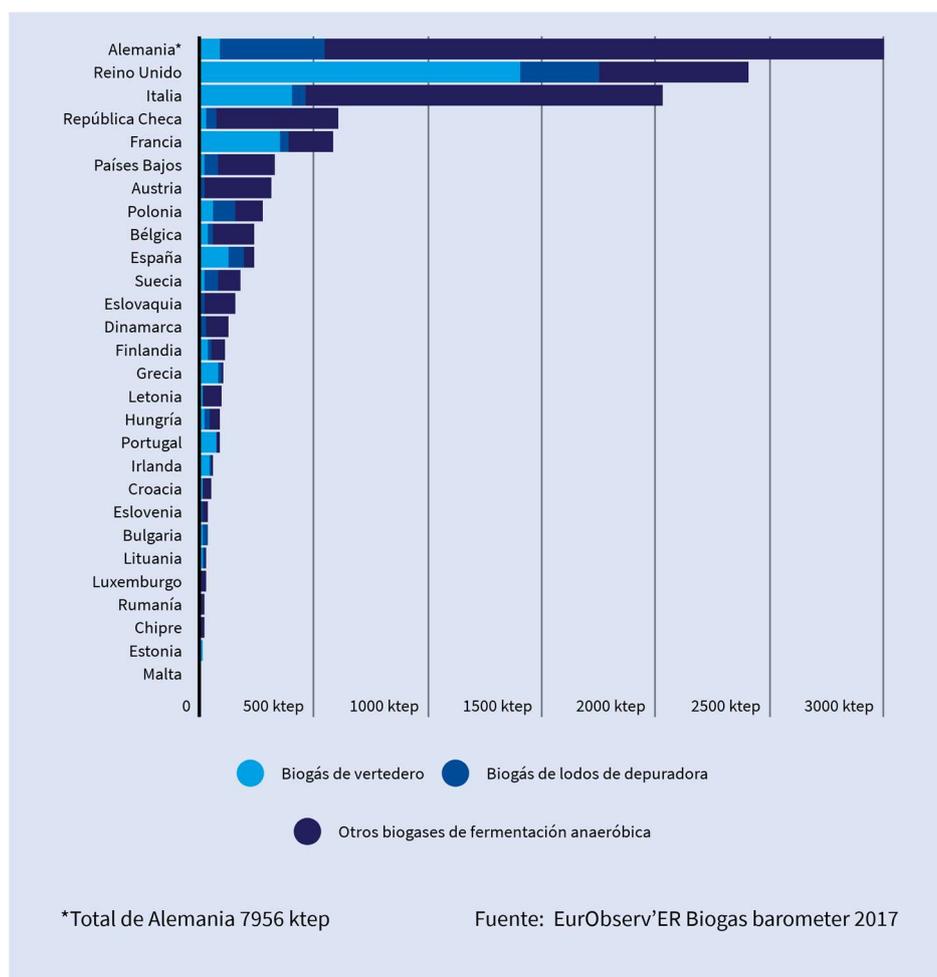


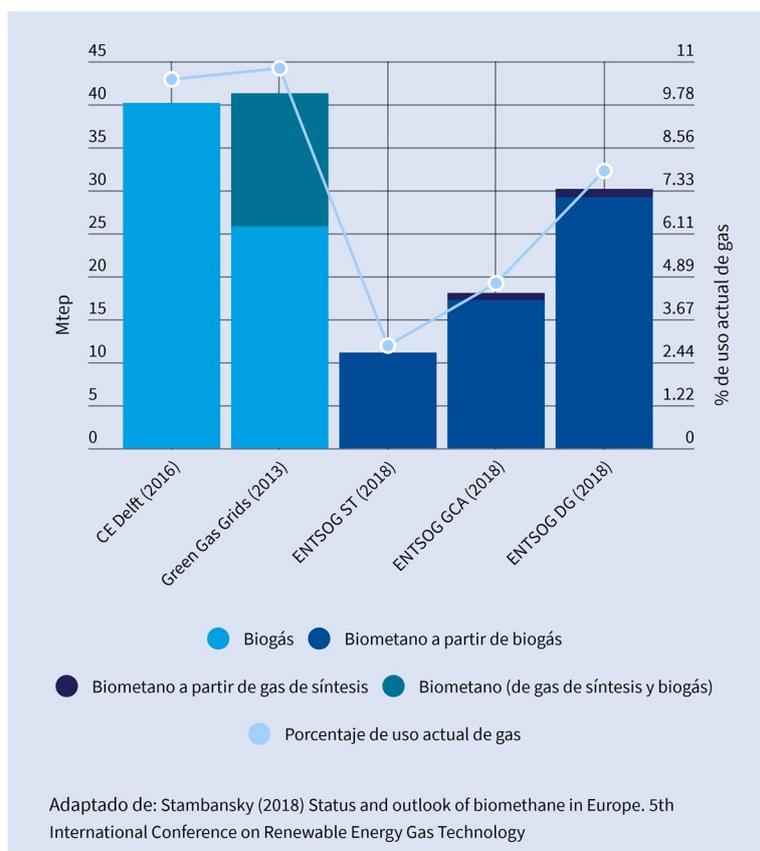
Figura 15. Biogás producido en la UE por Estado miembro (2016)

### 6.3. Potencial del biometano

Una de las cuestiones clave en el debate sobre el gas es cuánto biogás/biometano puede producirse de forma sostenible. Las secciones anteriores muestran que los beneficios climáticos del gas fósil en el transporte son muy limitados. Al mismo tiempo que los grupos de presión de la industria del gas siguen reclamando mayores beneficios que los observados en estudios independientes, su principal argumento es que el metano fósil será finalmente reemplazado por metano renovable muy bajo en carbono. Por todo esto, la cuestión clave es si existen disponibles grandes cantidades de metano renovable producido de forma sostenible a un coste aceptable y, en caso afirmativo, si deberían destinarse al transporte y no a la industria, la calefacción y la producción de electricidad.

Existe una serie de estudios sobre el potencial o la disponibilidad de los recursos de biomasa, todos ellos con diferentes supuestos, especialmente sobre el papel del biometano derivado de cultivos y, por lo tanto, diferentes resultados sobre la cantidad de biometano que puede contribuir al suministro de energía en el futuro. La siguiente imagen resume algunos estudios sobre el potencial del biometano identificados por la Asociación Europea de Biogás (EBA), comparando el potencial con el uso actual del metano.<sup>171</sup> En primer lugar se encuentra un estudio financiado por la Comisión Europea sobre el nuevo potencial del biogás derivado de residuos para el horizonte temporal de 2030, que identifica un potencial adicional de 11-21 Mtep<sup>172</sup>. Si se incluye la producción del biogás a partir de residuos existentes (y se excluye el biogás de cultivos), el biogás/biometano derivado de residuos puede contribuir con entre 21,2 y 32,6 Mtep. En el horizonte temporal de 2050, un estudio de ECOFYS para el consorcio Gas For Climate concluyó que la biomasa procedente de residuos adecuada para la digestión anaeróbica (biomasa húmeda como el estiércol y los lodos) podría ascender a 23 bcm o 21,7 Mtep, que se encuentra en el extremo inferior de la evaluación de CE Delft para 2030 (21-32 Mtep).<sup>173</sup> El ICCT concluyó que el potencial técnico del biometano

está en un rango similar, pero producir el potencial requiere subsidios significativos, 4€/m<sup>3</sup> o 20 veces el precio del combustible fósil, y si los subsidios son sólo de 0,75€/m<sup>3</sup>, una pequeña fracción (aprox. 1Mtep) del potencial técnico se puede realizar.<sup>174</sup>



**Figura 16. Estudios sobre el potencial del biometano (2030)**

El potencial máximo sostenible del biometano a partir de residuos podría cubrir sólo entre el 6,2 % y el 9,5 % de la demanda del transporte de la UE prevista para 2030, en una situación sin cambios y suponiendo que todo el biometano se utilizara para el transporte.<sup>xxvi</sup>

La evaluación del potencial para la producción futura de biogás suele incluir el combustible producido a partir de cultivos. Sin embargo, como se explica en la sección 6.1, el biogás basado en cultivos tiene impactos significativos en el uso de la tierra y otras preocupaciones de sostenibilidad debido a los monocultivos. Para abordar el impacto de ILUC de los biocombustibles procedentes de cultivos, existe un límite para los biocombustibles procedentes de cultivos alimentarios y forrajeros en la Directiva de Energías Renovables (DER). Actualmente, este límite se aplica a los biocombustibles (líquidos o gaseosos) basados en cultivos y utilizados en el sector del transporte (y a los biolíquidos basados en cultivos utilizados en calefacción y electricidad) siendo el 7 % de la energía utilizada en el transporte ferroviario y por carretera en 2020. El biogás derivado de los cultivos que se utiliza en electricidad o calefacción queda excluido del límite, un defecto de la política.

Después de 2020, este límite se fijará en los Estados miembros al nivel del consumo nacional en 2020, con la posibilidad de aumentar su nivel sólo en un punto porcentual, pero también de tener un límite inferior. El apoyo político después de 2020 se orienta hacia los recursos procedentes de residuos, que se consideran biocombustibles avanzados en el marco de la DERII. Teniendo esto en cuenta, la política de la UE sólo

<sup>xxvi</sup> Comparando el escenario de CE Delft sobre el potencial del biogás derivado de residuos con el escenario de referencia (REF2016) - Demanda de energía proyectada para el transporte en 2030.

permite un crecimiento muy limitado del biometano procedente de cultivos en el sector del transporte hasta 2020 y teóricamente ningún crecimiento después de 2020.

Por todas estas razones, los cultivos están excluidos de los potenciales sostenibles considerados en este estudio. Para garantizar una sostenibilidad estable, la producción de biometano debe basarse en los residuos, respetando al mismo tiempo la jerarquía de los mismos. La Directiva marco sobre residuos considera la digestión anaeróbica de residuos orgánicos como reciclaje, si se utiliza digestato sólido, ofreciendo así una señal política clara para la producción de biogás.

El estudio ECOFYS de 2018 analizó el potencial de los cultivos, sin embargo, lo hizo sobre la base de las prácticas denominadas como "cultivos secuenciales". Se trata de una práctica agrícola en la que se utilizan secuencialmente diferentes cultivos en suelo agrícola, cultivando más de un tipo de cultivo a lo largo del año en un terreno determinado. El principio básico es que un segundo cultivo se siembra después de que la cosecha principal (cultivada durante la temporada de crecimiento de verano) se recoja en otoño, por lo que la tierra está en producción también durante el invierno. Esta práctica está impulsada por un consorcio de agricultores italianos, que incluye a la asociación italiana de biogás<sup>175</sup>, pero actualmente no es una práctica habitual en muchas regiones de Europa. La evaluación del potencial de esta práctica es muy difícil, ya que el potencial depende del clima, de las condiciones del suelo y de los cultivos que se utilizan actualmente. El segundo cultivo podría utilizarse a menudo para la alimentación animal. Los cultivos secuenciales también requerirían la introducción de garantías de sostenibilidad muy detalladas que garantizarían que la cosecha del cultivo principal no se viera afectada negativamente, que la fertilidad del suelo no disminuyera y que no se permitiera el desplazamiento de los cultivos de invierno existentes. El estudio ECOFYS parte de la base de que el 50% de la actual superficie de trigo y maíz cosechada en la UE (excluidos los países nórdicos, bálticos e Irlanda) pasaría a convertirse en cultivos secuenciales y toda la producción se destinaría al biometano. Esto es extremadamente optimista, y no está claro en qué se basa la suposición del 50%, ya que no existen tendencias regulatorias o condiciones reales que indiquen la dirección que tomará el mercado.

La gasificación de biomasa sólida es otra vía potencial para la producción de biometano. Sin embargo, de todos los posibles usos para esta biomasa sólida, la conversión en biometano a través de la gasificación es una de las más complejas y costosas, y las mismas materias primas podrían utilizarse para obtener biocombustibles líquidos que no exigirían recurrir a nuevos vehículos e infraestructuras. Transport & Environment consideró la biomasa sólida para la obtención de biocombustibles líquidos en su evaluación para biocombustibles avanzados<sup>176</sup>. Por eso hemos excluido la gasificación de biomasa sólida de esta evaluación potencial.

La figura 17 muestra el mayor potencial de biogás por Estado miembro en 2030 en relación con la demanda de energía para el transporte. Describe un escenario en el que todo el biogás, el biogás existente (incluidas también 7,6 Mtep de cultivos en el total de la UE<sup>xxvii</sup>) y todo el biogás potencial procedente de residuos, se convierte en biometano y se consume en el transporte. Esto demuestra que, incluso con estimaciones muy optimistas sobre la implementación de la producción de biometano, y asignándolo todo al transporte, supondría una contribución máxima del 9,5 % de la demanda energética del transporte en la UE. Sin embargo, no es realista que se active el potencial máximo, y es muy poco probable que todo el potencial se destine al transporte, dado que en la actualidad menos del 1% del biometano se utiliza en el transporte<sup>177</sup>.

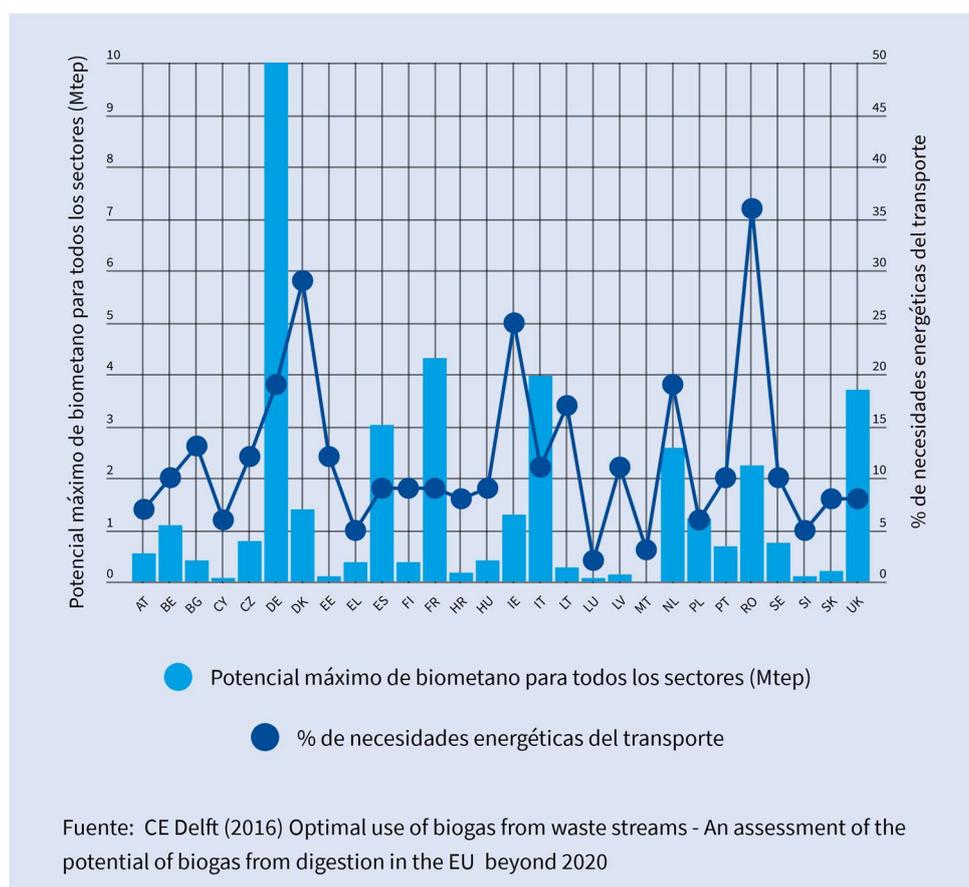
Estos estudios identificados hasta ahora no han analizado adecuadamente el coste del suministro de biometano para el transporte, lo que reduce el potencial a una fracción, ya que conseguir que todos los recursos dispersos sean transportados tiene un coste excesivamente elevado. El ICCT analizó el coste de

---

<sup>xxvii</sup> Los datos del estudio por país no especificaron las materias primas, por lo que también se incluye en la imagen el biogás de cultivos, aunque T&E no los considera sostenibles.

producir biometano e inyectarlo a la red de gas y usarlo en el transporte como GNC para España, Italia y Francia. Únicamente examinaban el potencial sin explotar y no incluían el uso actual del biogás, ya que esto supondría desplazar las reducciones de emisiones de un sector a otro. Con un bajo coste de GNC (2,9 €/kg excluyendo subvenciones) no hallaron ningún nuevo potencial para el biometano en el transporte de Francia y España, y menos de una décima parte del potencial técnico del biogás producido en Italia. Con un coste más elevado (8,1 €/kg), se alcanzó una mayor cuota de potencial técnico: una cuarta parte en Francia (0,9% de la energía del transporte), la mitad en Italia (0,7% de la energía del transporte) y una quinta parte en España (1,3% de la energía del transporte). Esto se debe principalmente a que las materias primas actualmente en desuso están dispersas y situadas lejos de los gasoductos existentes, y cuando se modela esta dispersión y los costes de transporte del biometano a la red, el coste de suministro aumenta significativamente.<sup>178</sup>

Por lo tanto, es evidente que el biometano no es una solución escalable para descarbonizar el transporte. Dada la limitada disponibilidad de biometano sostenible, el alto coste de la construcción de infraestructura de gas y el cambio de la flota de vehículos, así como el riesgo de expandir e inmovilizar el uso del gas fósil en el transporte, la cuestión es si el biometano debería utilizarse en absoluto en el sector del transporte o si más bien debería dirigirse a sectores que actualmente dependen del gas fósil (véase la sección 6.5).

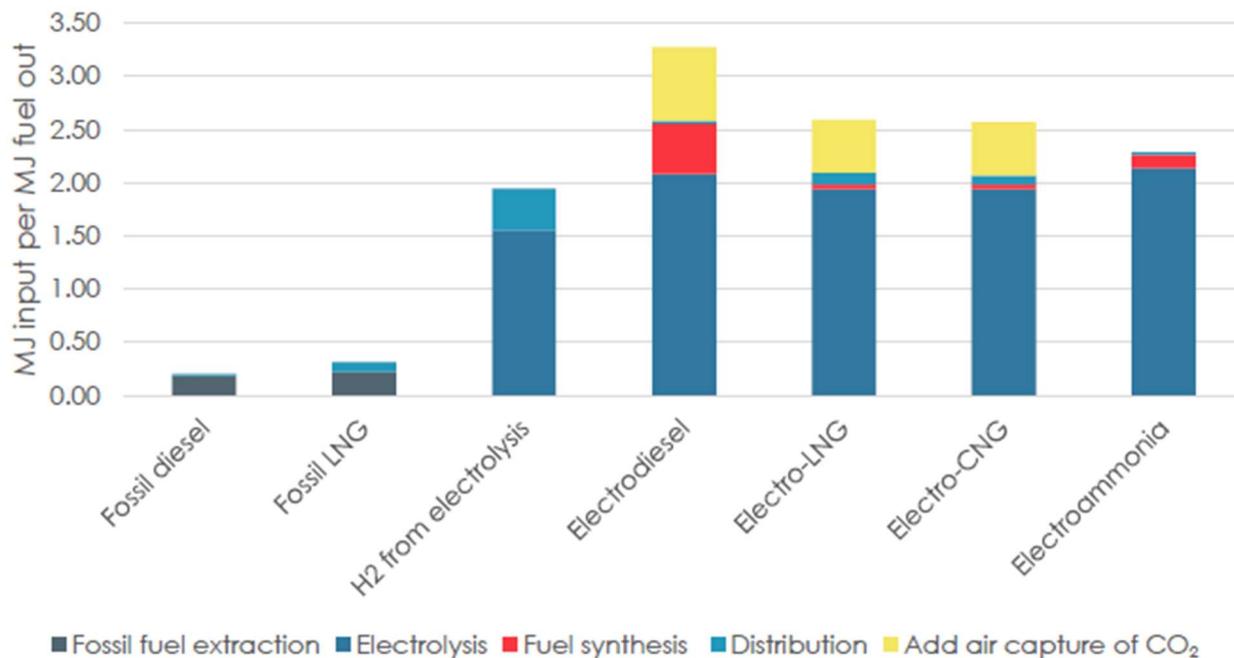


**Figura 17. Potencial máximo de biometano por Estado miembro (2030)**

## 6.4. Potencial de la electricidad a metano

En la actualidad, la producción y el uso de electricidad a metano se limita a centrales piloto en la UE. En teoría, el potencial futuro puede considerarse importante, pero depende en gran medida del apoyo político y de la evolución de los precios y la disponibilidad de la electricidad renovable, ya que los costes de producción de electricidad a metano son muy elevados. El consumo de electricidad para producir 1 MJ de GNC es de 2,58 MJ y 2,59 para GNL, por lo que se necesitaría una gran cantidad de electricidad renovable.<sup>179</sup> Como ejemplo de coste, un estudio realizado para el ICCT estima que una subvención de 1,5 €/litro para los

combustibles eléctricos líquidos en el marco de la política de 2030 produciría alrededor de 400 millones de litros de combustible eléctrico<sup>180</sup> (0,15% del mercado total de combustible para carreteras de la UE en 2030). Una evaluación similar llegó a la conclusión de que el uso de electricidad a metano en Italia, España y Francia comenzaría a ser viable con un precio de 4€/kg de GNC.<sup>181</sup> El consejo del hidrógeno<sup>182</sup> ha estimado que aproximadamente 250-300 TWh de exceso de electricidad renovable podrían utilizarse para la producción de hidrógeno renovable en 2030, lo que resultaría en aproximadamente 15-18 Mtep<sup>xxviii</sup>. Si todo se utiliza en el transporte, esto podría contribuir con entre el 4,4% y el 5,3% de las necesidades energéticas del transporte en 2030.



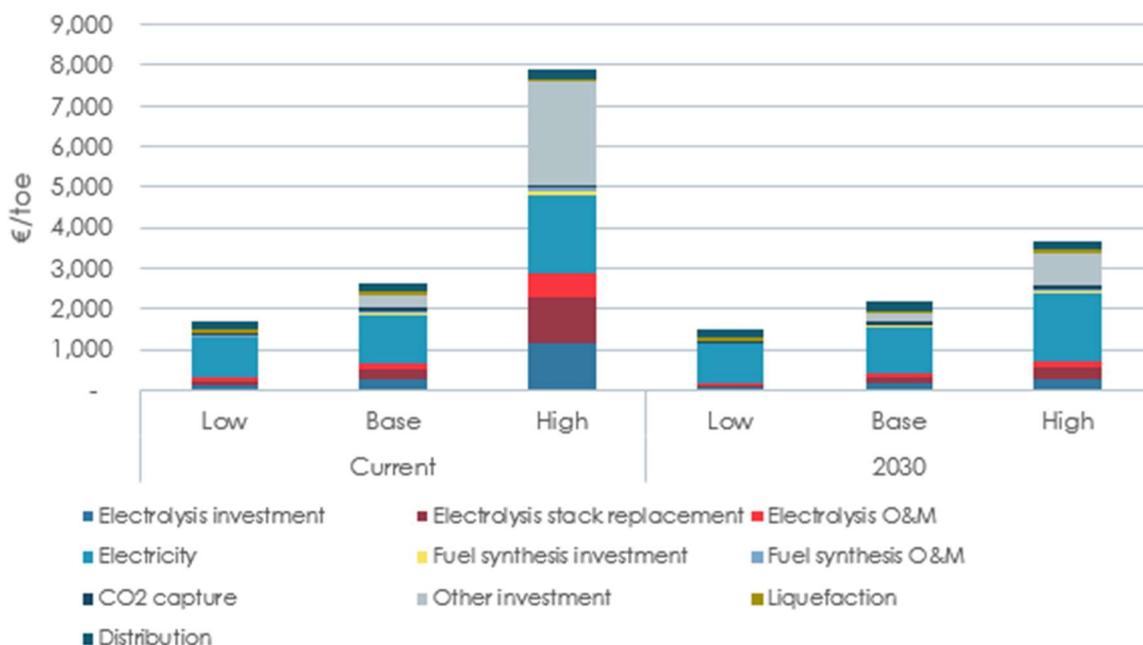
**Figura 18. Comparación de los consumos energéticos con diferentes sistemas de combustibles fósiles y combustibles eléctricos.**<sup>183</sup>

[Consumo en MJ por MJ de combustible obtenido, Gasóleo fósil, GNL fósil, H<sub>2</sub> procedente de electrólisis, Electrogasóleo, ElectroGNL, ElectroGNC, Electroamoníaco, Extracción de combustibles fósiles, Electrólisis, Síntesis de combustible, Distribución, Añadir captura de CO<sub>2</sub> de la atmósfera]

El desarrollo de la producción de electricidad a metano es más incierto, ya que en la actualidad se presta menos atención a la descarbonización de la red de gas. El hidrógeno es una fuente de energía alternativa al metano, que puede mezclarse en las redes de gas existentes en pequeñas cantidades, pero en cantidades más grandes necesitaría de una inversión para la adaptación de la infraestructura de gas existente, lo que también significaría que el metano dejaría de transportarse con estas tuberías. El hidrógeno tiene una mejor eficiencia energética durante la producción en comparación con el metano, pero el contenido energético del metano es mayor. Así pues, la elección de la fuente de energía es compleja. El estudio Gas for Climate de Ecofys espera que el hidrógeno desempeñe un papel más importante y escogió la electricidad a gas en forma de hidrógeno, no metano. Otros estudios también señalan que el hidrógeno es la tecnología de electricidad a gas más probable.<sup>184</sup> El hidrógeno es una fuente de energía preferencial por encima del metano, ya que su potencial de calentamiento global (GWP) es mucho menor que el del metano, por lo que, en caso de fugas durante la producción, distribución o uso, el impacto climático es menor. Sin embargo, es una tecnología con más costes asociados a su uso, ya que en la actualidad la infraestructura es limitada y es necesario considerar el coste del desarrollo de infraestructura.

<sup>xxviii</sup> Asumiendo una eficiencia del 70% en la conversión de electricidad a hidrógeno

La electricidad a metano es cara, con un coste estimado actual de 1700-7900 €/tep con un coste de electricidad de 0,05 €/Kwh, que se encuentra en el rango inferior de los precios actuales en las subastas de electricidad renovable.<sup>185</sup> El biometano es mucho más barato, alrededor de 700-800 €/tep<sup>186</sup>, pero las diferentes materias primas tienen diferentes factores de coste. Por ejemplo, en el caso del estiércol, el transporte del biometano desde la granja hasta su uso en el sector del transporte resulta caro y disminuye significativamente su potencial<sup>187</sup>. Dado que el gas fósil tiene ahora un precio medio de 350 €/tep (0,03 €/kWh<sup>188</sup>) para los consumidores no domésticos de tamaño medio, incluso contando con los precios del rango inferior de la electricidad a metano, estos resultan actualmente al menos cinco veces más caros que el gas fósil, y con poco descenso en perspectiva de aquí a 2030, como puede verse en la imagen siguiente. Incluso con electricidad gratuita, la electricidad a metano sigue siendo significativamente más costosa (6 veces más en un caso de referencia de 2030<sup>189</sup>) que el gas fósil. Dado el coste de la electricidad a metano (y de la electricidad a los combustibles en general), debería utilizarse sólo en sectores en los que no se dispone de alternativas más eficientes.



**Figura 19 Estimación de costes para la producción de metano renovable con un precio de electricidad de 0,05 €/kWh y fuente puntual de captura de CO<sub>2</sub>. (Malins 2018)<sup>190</sup>**

[€/tep, Inferior, Referencia, Superior, Actual, 2030, Inversión en electrólisis, Sustitución de pila de electrólisis, Operación y mantenimiento - electrólisis, Electricidad, Inversión en síntesis de combustible, Operación y mantenimiento - síntesis de combustible, Captura de CO<sub>2</sub>, Otra inversión, Licuefacción, Distribución]

La producción de combustibles eléctricos resulta cara e ineficiente y, por lo tanto, no es una solución plausible o rentable para descarbonizar el transporte por carretera<sup>191</sup>. Para abastecer al actual parque automovilístico de la UE con combustibles eléctricos sería necesario añadir 1,5 veces la electricidad total generada actualmente en la UE y toda esta electricidad tendría que ser renovable y adicional. Esto significa que la producción sostenible de combustibles eléctricos no puede aumentar de forma realista hasta los niveles necesarios para proveer a la flota europea y cubrir otros usos actuales del gas fósil. Estos combustibles seguirán siendo mucho más caros que los combustibles fósiles y estarán vinculados al precio de la electricidad renovable. Esta es la razón por la que se necesitaría apoyo político, pero sólo debería concederse a proyectos que utilicen únicamente electricidad renovable adicional y CO<sub>2</sub> capturado de la atmósfera. Los combustibles eléctricos deben seguir considerándose para los sectores en los que existen

pocas alternativas, es decir, el sector de la aviación y algunas secciones del sector del transporte marítimo. Existen otras opciones más eficientes desde el punto de vista energético que la electricidad a metano para descarbonizar el transporte terrestre.

## 6.5. ¿Dónde debe utilizarse metano renovable?

Dado que el potencial de biometano sostenible y de producción de electricidad a metano es limitado, debería utilizarse de forma inteligente. En 2015, el biogás se utilizó principalmente en la producción de electricidad (62%) y calefacción (27%), lo que resulta más fácil y menos costoso que su uso en el transporte. Únicamente el 11% del biogás generado se convirtió en biometano, que se inyectó en la red de gas y se utilizó en los hogares para la calefacción y la cocina o en el transporte. Se pueden considerar diferentes métricas para decidir cómo utilizar el metano renovable disponible. Los resultados varían en función del horizonte temporal establecido y de si la evaluación se basa en la reducción de emisiones de GEI, la rentabilidad u otros parámetros.

Es importante destacar que asignar el uso de biometano es en su mayor parte superficial. En la actualidad, el biogás se utiliza principalmente in situ o se inyecta en la red. En realidad, los turismos o camiones que circulan propulsados por biometano se abastecen en su mayoría en estaciones conectadas a la red y la proporción de biometano será, por tanto, igual a la combinación de la red (actualmente renovable en un 0,5%). Para lograr mezclas mejores, los vehículos tendrían que repostar en estaciones de servicio fuera de la red o recibir biometano directamente de las microrredes renovables de los productores, ambas opciones son poco realistas a escala. Un enfoque más realista sería comprar certificados de biometano como parte de un régimen de crédito de gas limpio más amplio, lo que significaría en la práctica que el metano utilizado es la combinación de la red. Por lo tanto, una pregunta importante sería si cambiar los motores de los vehículos a GNC o GNL y la creación de una nueva red de abastecimiento de combustible tiene mucho sentido dado que es poco probable que estos vehículos consuman realmente mezclas de biometano por encima de la media de la red (actualmente 0,5%).

Además, también está claro que es probable que otros sectores necesiten gas renovable para descarbonizarse. Desplazar el uso del gas de la producción de electricidad, la industria y la calefacción haría mucho más complicados los esfuerzos en estos sectores. De cara a 2030, se espera que la red **eléctrica** sea renovable en aproximadamente un 50% (o más) y la intensidad de carbono de la red habrá disminuido considerablemente. Esto también significa que habrá una mayor cantidad de electricidad renovable intermitente en la red. De aquí a 2050, la red eléctrica deberá ser completamente renovable y descarbonizada. Como consecuencia, el suministro de electricidad se basaría casi en su totalidad en fuentes renovables intermitentes (eólica/solar) apoyadas en diferentes opciones de almacenamiento y, posiblemente, en el gas renovable. Desde el punto de vista de los costes sociales, el uso del metano renovable en la electricidad está justificado, ya que la infraestructura ya existe, especialmente como alternativa al almacenamiento estacional (como metano renovable) y para el equilibrio de la red.<sup>192</sup>

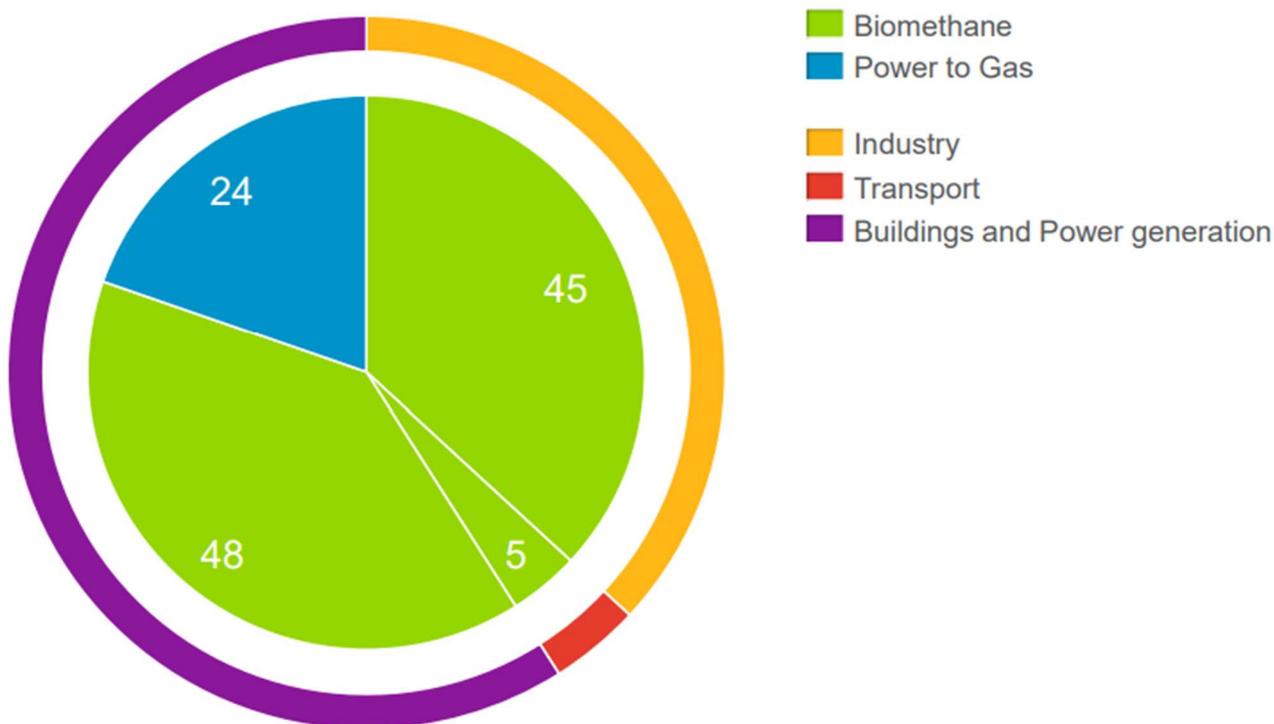
La **calefacción** tiene opciones alternativas limitadas. El índice de renovación de los edificios es bajo, y los edificios nuevos con mejor rendimiento energético representan una pequeña parte del total. Las redes de calefacción urbana (*district heating*) son escasas en Europa Occidental, donde el gas fósil es uno de los principales combustibles utilizados para la calefacción en viviendas. En 2013, cinco países de la UE cubrían el 80% del uso residencial de gas fósil: Reino Unido 24%, Alemania 20%, Italia 16%, Francia 12% y Países Bajos 7%.<sup>193</sup> En muchas regiones existe una infraestructura de distribución de gas que podría ponerse en funcionamiento. Por ejemplo, la red de distribución de gas podría utilizarse para distribuir metano renovable a los hogares, como complemento de las medidas de eficiencia energética, la electricidad y la calefacción geotérmica<sup>194</sup>. Se espera que el consumo de gas residencial disminuya a largo plazo debido a las medidas de eficiencia, pero el resto de la calefacción utilizada deberá proceder de fuentes renovables. El metano renovable podría ser una solución rentable, ya que la infraestructura y los dispositivos de uso final ya existen en muchos países.

La **industria** está consumiendo gas fósil como fuente de calor (incluido el calor de alta temperatura), pero también como producto químico base para otras materias primas. La industria ya está utilizando gas fósil y la infraestructura para su uso y distribución ya está disponible. El metano renovable puede sustituir al gas fósil (a menudo electrificación o hidrógeno renovable) y otras opciones para descarbonizar no existen o son limitadas, dependiendo del tipo de industria.

El **transporte** también puede consumir metano renovable, pero la infraestructura o los vehículos no existen actualmente en un grado significativo y requieren inversiones. Sólo una cantidad muy pequeña de metano renovable se asigna al transporte en Ecofys 2018 (utilizando el coste social como métrica), 5 bcm o el 4% de todo el gas renovable, lo que representaría alrededor del 5% del uso proyectado de energía en el transporte de vehículos pesados en 2050.<sup>195</sup> Desde el punto de vista de la reducción de GEI en el horizonte de 2030, CE Delft<sup>196</sup> identificó la mayor reducción en el transporte de vehículos pesados, lo que esencialmente da como resultado que el biometano debería utilizarse donde se espera que se utilicen los combustibles de mayor emisión en 2030. El análisis no tuvo en cuenta qué otras alternativas podrían estar disponibles ni la rentabilidad. El estudio asumió la sustitución del gasóleo en el transporte de vehículos pesados, la sustitución del gas fósil en la red de gas (usado principalmente en edificaciones), y en el caso de la electricidad, la sustitución de la electricidad promedio (con intensidad de carbono promedio). Con las hipótesis de una mayor utilización del calor en la cogeneración y la sustitución de los combustibles fósiles en la producción de electricidad, los resultados del estudio CE Delft cambiarían. Si el metano renovable se utiliza indirectamente en el transporte, lo que significa que el metano se quema para producir electricidad y se utiliza en un vehículo eléctrico, la eficiencia energética global es mayor que la obtenida al utilizarlo directamente en el sector del transporte como metano (véase la sección 6.6). Esto apoya el uso de metano renovable para la electricidad por encima del transporte.

Dado que existen otras alternativas para el transporte, y que la infraestructura existente es insuficiente para adaptar el uso del metano renovable al transporte, la inversión en el uso a gran escala de metano renovable sería irresponsable y desaconsejable, especialmente porque otros sectores, que también necesitan descarbonizarse, pueden adaptarse más fácilmente al uso de metano renovable. Sin embargo, el uso de metano renovable en el transporte puede ser una opción adecuada para aplicaciones locales, si el metano renovable se produce localmente y no existe una demanda local de calefacción o una red de gas en la que usar el gas. Sin embargo, a largo plazo, cuando la red esté cerca del 100% de electricidad renovable, estos modelos de plantas de producción de metano renovable podrían ser necesarios como fuentes de electricidad renovable conocidas como *dispatchable*. Esto sugiere que los vehículos propulsados por biometano son, en el mejor de los casos, una solución transitoria y de nicho.

La evaluación más reciente sobre cuál es el mejor uso para el gas renovable fue realizada por Ecofys para el consorcio Gas for the Climate. Como se ilustra a continuación, Ecofys considera que el gas renovable debe dirigirse prioritariamente a los edificios, la electricidad y la calefacción, ya que proporcionan la mejor relación coste-eficacia. Sólo el 5% del potencial para 2050 se destina al transporte. Esta evaluación parece confirmar que el biometano seguirá siendo (y de hecho debería seguir siéndolo) una solución de nicho en el sector del transporte.<sup>197</sup> La reducción comparativa de GEI disminuirá cuando nos acerquemos a un mundo totalmente descarbonizado. Por lo tanto, la eficiencia de costes parece ser un factor más válido para evaluar dónde utilizar gas renovable a largo plazo.



**Figura 20. Asignación de gas renovable a diferentes sectores en 2050 por Ecofys (bcm)**

[Biometano, Conversión de electricidad en gas, Industria, Transporte, Generación de electricidad y uso residencial]

Teniendo en cuenta que todos los sectores necesitan descarbonizarse, no deberíamos asignar el metano renovable a un solo sector específico, especialmente si se inyecta en la red. La red promedio es la herramienta de asignación más adecuada para cada uso, y a menudo se utiliza la misma metodología para el cálculo de la cuota de electricidad renovable utilizada en el transporte. Ofrece una visión realista y justa de la cantidad de energía renovable que entra en la red y la asigna de forma igualitaria a todos los sectores. Esta cuota renovable sería específica de la red en un escenario ideal.

## 6.6. Eficiencia energética y del sistema

La eficiencia energética debe tenerse en cuenta al considerar el uso de metano para el transporte. De hecho, la piedra angular de la política climática es la descarbonización del sector eléctrico. Esto requiere un cambio de la tecnología fósil a la renovable (por ejemplo, solar o eólica). Aunque los costes de la generación de electricidad con emisiones cero han disminuido enormemente en los últimos años, siguen siendo un reto importante. La ampliación del uso de combustibles que dependen de la electricidad renovable -que es el caso de la electricidad a X- también aumenta la necesidad de energías renovables. Dependiendo de los volúmenes requeridos, esto podría dificultar la descarbonización del sector eléctrico, aunque los combustibles de electricidad a X también pueden ayudar a equilibrar el sistema almacenando energías renovables durante un exceso de capacidad.

La preocupación por la eficiencia se aplica especialmente a la electricidad a metano, con una eficiencia desde la electricidad hasta el combustible final de alrededor del 40% (podría alcanzar alrededor del 60% en 2050, dependiendo de la tecnología y las curvas de aprendizaje).<sup>198</sup> Al observar la siguiente imagen, se observa que la eficiencia de los vehículos eléctricos a batería es alrededor de cinco veces más alta que la producción de electricidad a metano y su uso en un motor de combustión interna (ICE, por sus siglas en inglés).

# Turismos: la batería eléctrica es la más eficiente con diferencia

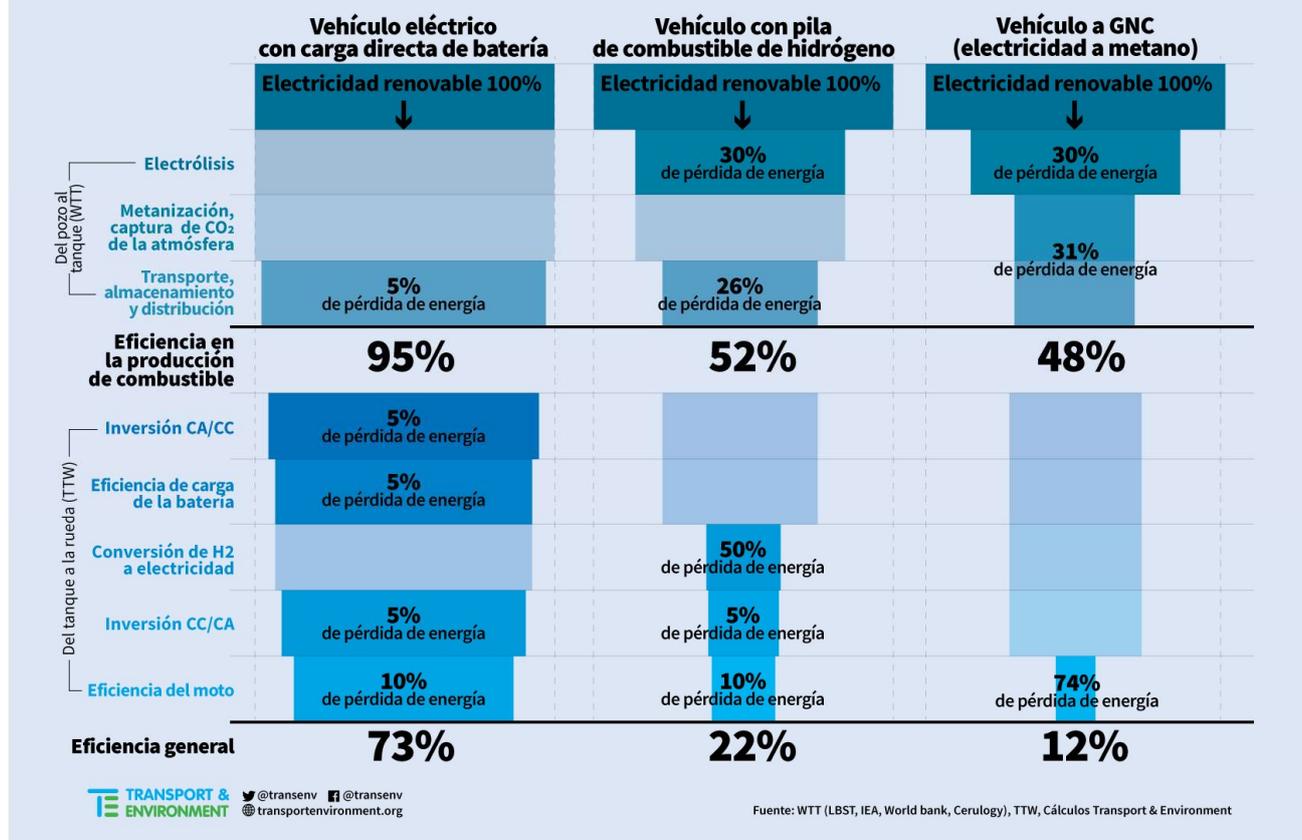


Figura 21. Eficiencia de las emisiones WTW de diferentes sistemas de propulsión con combustibles eléctricos.

Para abastecer al 50% de la flota actual de camiones con electricidad a metano sería necesario que el 35%<sup>xxix</sup> de la producción actual de electricidad de la UE se dedicara exclusivamente a la producción de PtG. Toda esa electricidad tendría que ser de emisión cero, así como adicional a la actual capacidad de generación de emisión cero. Esto sería extremadamente difícil de lograr y debe de considerarse dentro de un contexto en el que la industria, la calefacción y la generación de electricidad también requieren cierto grado de PtG, hidrógeno para el transporte marítimo y combustibles líquidos sintéticos para la aviación. En conjunto, esto se traduce en un aumento poco realista de la generación de electricidad con emisiones cero. Por lo tanto, siempre que sea posible, la electricidad debe utilizarse de la manera más eficiente posible y la PtX debe reservarse para modos de transporte sin alternativas (por ejemplo, la aviación).

Dejando de lado por un momento la muy baja eficiencia de PtX, se debe considerar si la electricidad a metano tiene algún beneficio significativo en comparación con el descenso de la electricidad a líquido en los combustibles. Las vías de producción y la eficiencia del gas renovable y los combustibles líquidos renovables (PtL) son similares, sin embargo, el gasóleo tiene un beneficio en la eficiencia del motor. Pero la infraestructura y la tecnología de motores para combustibles líquidos en el transporte ya existen, mientras que una transición a PtG requeriría el despliegue de una nueva infraestructura y una transformación de la flota de vehículos.

<sup>xxix</sup> Suponiendo una eficiencia de conversión del 40% y utilizando los datos de 2015 de los escenarios de referencia PRIMES para la demanda de energía de vehículos pesados (78 507 ktep) y la generación bruta de electricidad (3 251 309 GWh).

De hecho, sería más eficiente utilizar metano (fósil o renovable) para producir electricidad con una turbina de gas de ciclo combinado de alta eficiencia (aprox. 50%) y utilizar la electricidad generada en vehículos eléctricos, en lugar de utilizar el gas directamente en un vehículo a GNC o GNL.<sup>199</sup> La eficiencia del recorrido entre la turbina de gas y hasta el vehículo eléctrico podría aumentar aún más si el calor producido como subproducto del proceso de generación de electricidad se utilizara, por ejemplo, en redes de calefacción urbana. Incluso en el caso de los motores de gas más pequeños utilizados en las explotaciones con una eficiencia eléctrica de alrededor del 40%, la eficiencia energética total del metano a la electricidad y al vehículo eléctrico es superior (27%) que en el caso del uso directo del metano en un vehículo propulsado por metano (14-22%). La cifra se aplica principalmente a las modalidades en las que la electrificación es una posibilidad. Esto no cubre el tiempo de carga, pero las turbinas de gas tienen tiempos de respuesta rápidos, por lo que es relativamente comparable, ya que la energía se almacena en forma gaseosa y puede utilizarse cuando sea necesario.

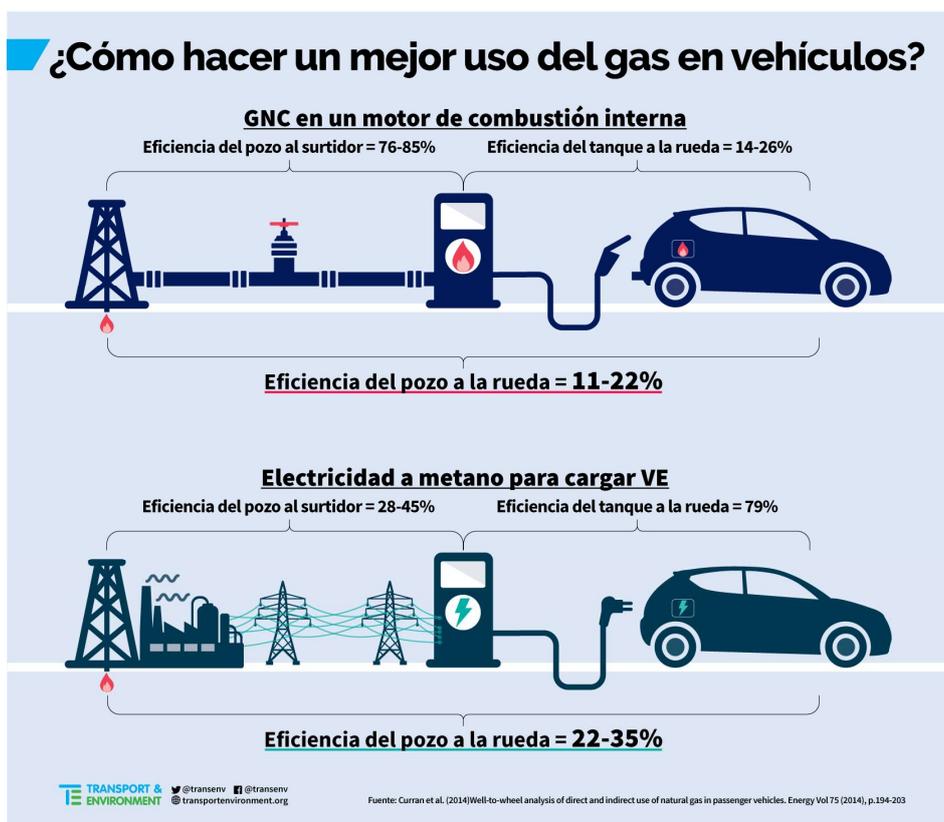


Figura 22. La eficiencia de las emisiones WTW de los vehículos a GNC comparada con la de los vehículos eléctricos a batería y la electricidad producida a partir de gas (Curran et al. 2014).<sup>200</sup>

## 6.7. Cómo utilizar metano renovable en el transporte

Como se ha comentado en las secciones anteriores, el gas fósil no puede desempeñar un papel significativo en la descarbonización del sector del transporte. El rendimiento de los vehículos y buques a gas es, en el mejor de los casos, marginalmente superior, sin embargo, en la mayoría de los casos ofrece resultados similares o peores que la tecnología convencional. A primera vista, la situación del metano renovable es diferente, ya que el metano basado en residuos o en electricidad renovable puede generar reducciones significativas en comparación con el metano fósil. Cuanto mejor sea la mezcla de gas renovable (sostenible), mayor será la reducción. Dada la necesidad de descarbonización, las mezclas del sector del transporte deberían alcanzar el 100%. Sin embargo, como se ha discutido en anteriormente, el metano renovable no estará disponible en cantidad suficiente y debería darse prioridad a los sectores en los que se utiliza actualmente. Por lo tanto, no es realista asumir que la transición hacia vehículos y buques propulsados por gas fósil dará lugar a que el transporte sea propulsado por metano renovable.

Un ejemplo es el hecho de que el modelo de negocio actual (y más probable) para el abastecimiento de GNL está utilizando GNL importado y redistribuyéndolo con buques y camiones a las estaciones de servicio.<sup>201</sup> Esto significa también que alrededor del 75% de las terminales de GNL a pequeña escala se encuentran en países con grandes terminales de importación de GNL<sup>202</sup>. Este modelo de negocio no es compatible con la licuefacción de metano renovable producido localmente y su utilización para, por ejemplo, camiones o buques. La forma en que se está desarrollando actualmente la infraestructura de GNL da una idea clara del riesgo de inmovilización (*lock-in*) del gas fósil asociado con el GNL para nuestro uso en el transporte.

Puede existir un nicho de mercado para los vehículos propulsados por biometano. Estos vehículos deben funcionar con biometano 100% procedente de residuos. Esto implica estaciones de servicio cercanas a las unidades de producción, principalmente cerca de las ciudades, las grandes explotaciones y la industria alimentaria, o bien redes de gas locales totalmente renovables. Por ejemplo, las aplicaciones locales pueden ser el transporte público, el tráfico pesado municipal o los camiones que circulan entre dos centros logísticos que cuentan con suministro de metano renovable. No se puede esperar que esto resulte escalable y, de hecho, podría representar un reto desde un punto de vista comercial.

Por ejemplo, los autobuses a gas de Lille (Francia) inicialmente repostaban directamente en la planta municipal de producción de biometano, pero por razones administrativas y comerciales el biometano ahora se inyecta en la red de gas. En realidad, la flota de autobuses de Lille sólo funciona parcialmente con biometano.<sup>203</sup> Para alcanzar el 100% de metano renovable (en la teoría, no en la práctica), las garantías de origen podrían utilizarse para asignar el uso de metano como renovable, basándose en un sistema de balance de masa. Actualmente se utiliza un enfoque similar en algunos países. Esto significa que el metano renovable se produce en cualquier momento, se inyecta a la red y el productor recibe una comprobante de esta inyección. El usuario final que quiera comprar este porcentaje del gas de la red renovable puede hacerlo, y obtener un justificante de renovabilidad, mientras utiliza todo lo que la red de gas puede ofrecerle. El uso de la red de gas también podría llevar a una situación en la que tanto el gas fósil como el metano renovable se suministraran en las mismas estaciones de servicio<sup>xxx</sup>. Es probable que el gas fósil sea el más barato, por lo que es probable que el consumidor final elija el combustible fósil. Además, la experiencia con las garantías de origen de la electricidad sugiere que el sistema puede no ser lo bastante robusto como para garantizar que sólo se utilice metano renovable en el transporte desde el punto de vista del sistema.<sup>204</sup>

En la directiva de energías renovables no se permiten las garantías de origen para la contabilización de la electricidad renovable utilizada en el transporte, y para determinar la renovabilidad de la electricidad utilizada en el transporte, se utiliza la media de la red de dos años antes. Se debe aplicar un enfoque similar para el metano inyectado en la red en caso de que este pase a través de una red de gas, utilizando esencialmente la proporción media de metano renovable en la red.

La pregunta fundamental es si tiene sentido desarrollar una infraestructura de abastecimiento de GNC/GNL y promover la transición hacia motores de gas dado que en realidad es poco probable que los vehículos y buques funcionen con mezclas de biometano que sean más superiores al promedio de la red (actualmente 0,5%). Los sistemas de certificación son una forma relativamente compleja y costosa de estimular la inyección de gas renovable en la red. Una política alternativa y más sencilla (sin los costes asociados de infraestructura y vehículos) sería exigir mayores tasas de inyección de metano renovable en la red. Esto sería similar a la política actual de la UE en materia de combustibles para el transporte (biocombustibles) y, por lo tanto, requeriría sólidas garantías de sostenibilidad para asegurar que sólo se utilizan materias primas sostenibles.

---

<sup>xxx</sup> Esto sucede en Finlandia con las estaciones de GNC operadas por GASUM, donde el biometano y el metano fósil están disponibles uno al lado del otro. El 22 de julio de 2018 el precio del GNC fósil era de 0,822 €/l y 0,929 €/l para el biogás natural comprimido. <https://www.gasum.com/yksityisille/tankkaa-kaasua/tankkausasemat/>

En conclusión, la política actual de la UE requiere el despliegue (y la financiación) de una red de GNL para camiones en toda la UE, además exige a los países crear estaciones de GNC y ordenan la implementación de instalaciones de abastecimiento de GNL en los puertos. Muchos gobiernos apoyan a los vehículos a gas a través de créditos fiscales, subvenciones y exenciones fiscales al combustible. Esto puede resultar fácilmente en un aumento significativo de vehículos y buques a gas. El resultado de esto sería un sistema de transporte propulsado (principalmente) por gas fósil en lugar de petróleo. El gas renovable no desempeñará un papel significativo. Si la UE o los gobiernos quisieran promover el biometano en el transporte, deberían centrarse en proyectos locales, con vehículos que funcionen con biometano al 100%, repostando en plantas locales de producción de biometano. La política actual de la UE se centra en gran medida en el GNL (un combustible de larga distancia) y el resultado es lo contrario de esta recomendación.

## 7. ¿Qué impulsa la adopción (limitada) de los vehículos a metano?

En algunos mercados existe una tendencia a utilizar metano en el transporte. En la siguiente sección se explican los factores que impulsan este cambio.

### 7.1. Exenciones fiscales para el gas fósil

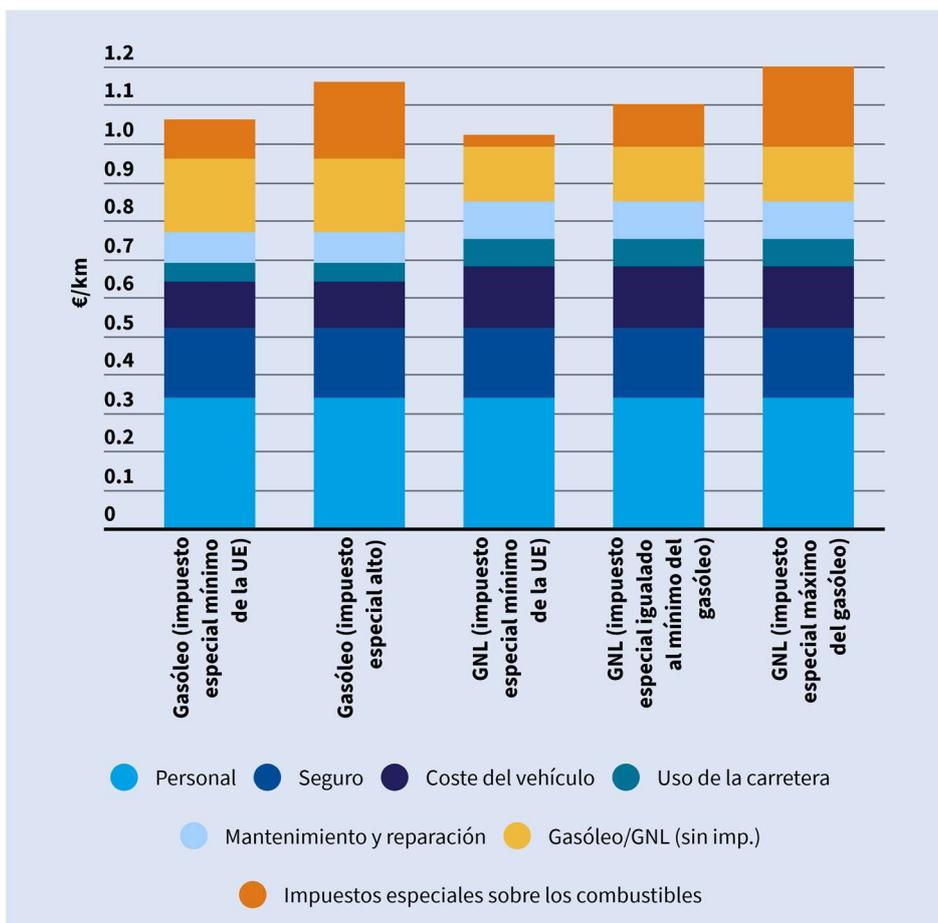
A la hora de considerar el atractivo de los distintos combustibles para el consumidor, el precio es el factor clave determinante, en particular en las operaciones comerciales. El precio del gas fósil depende de una serie de factores, sin embargo, los más importantes son el precio a pagar al productor del gas, el uso de la red de distribución y los impuestos. Esto explica, por ejemplo, por qué el gas fósil en los EE. UU., donde ha habido un auge del gas de esquisto, es muy barato. Los países de la UE pagan diferentes tarifas por el gas fósil, (esto depende del contrato que tengan con el productor o el país exportador), sin embargo, en Europa el principal factor diferenciador es la fiscalidad. Esto conduce a una situación en la que los precios del gas doméstico son cuatro veces más altos en Suecia que en Rumanía.<sup>205</sup>

Los precios del GNC varían mucho en la UE. Por ejemplo, en Italia el precio es de unos 0,96 €/kg, y en Suecia de 1,87 €/kg<sup>206</sup>. Dado el bajo precio del GNC en Italia, a 0,62 €/litro equivalente de gasóleo<sup>xxxii</sup> (menos de la mitad del precio del gasóleo), existe una clara ventaja en el precio del combustible para el consumidor. Sin embargo, si la tasa impositiva por contenido energético (€/GJ de combustible) se estableciera a la par que con el gasóleo, el precio del GNC se duplicaría a 1,23 €/litro equivalente de gasóleo o 1,91 €/kg de GNC.<sup>xxxiii</sup> Dado que el precio de compra de los turismos a metano es similar al de los turismos a gasóleo, el régimen fiscal vigente en Italia otorga una ventaja importante al gas fósil en comparación con la gasolina y el gasóleo. En el sector de los vehículos pesados, el coste medio de los camiones a gasóleo es de unos 40 000 €<sup>207</sup> menos que el de los camiones a GNL, por lo que el combustible debe ser más barato o deben establecerse otros incentivos para que el uso del metano tenga sentido desde el punto de vista económico. El beneficio debido a la fiscalidad varía en los distintos países de la UE, como puede verse en la tabla del Anexo 1.

La Figura 23 ilustra la importancia de los tipos impositivos especiales. Si se excluyen los impuestos especiales, los camiones a GNL resultan más caros (0,02 €/km) debido al mayor precio de compra y mantenimiento. Los tipos impositivos especiales sobre el combustible desempeñan un papel decisivo a la hora de inclinar la balanza en beneficio de un combustible, y existen grandes variaciones entre los países de la UE, como puede verse en el Anexo 1. Sin tener en cuenta los costes relacionados con el combustible, los camiones a GNL son más caros de utilizar. Esta ilustración no toma en consideración el coste de infraestructura de repostaje del combustible, que necesitaría desarrollarse para que el GNL se convierta en un combustible a gran escala.

<sup>xxxii</sup> Un precio normal del gasóleo de 1,4 €/l da un coste de energía de 39 €/GJ, mientras que el precio normal del GNC de 0,96 €/kg da un coste de 17 €/GJ. La imposición para el gasóleo es de 17,15 €/GJ y para el GNC de 0,09 €/GJ.

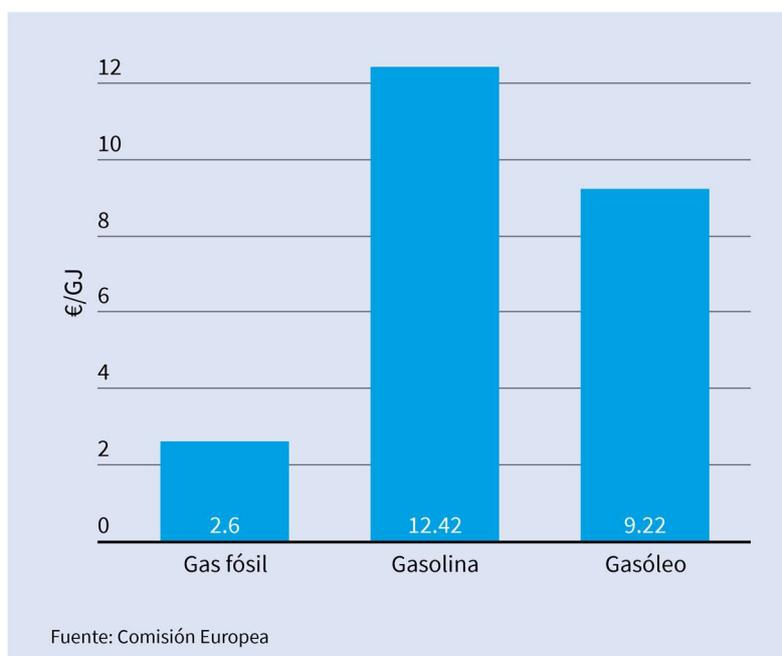
<sup>xxxiii</sup> Cálculos: Los kilogramos de GNC se han convertido a equivalentes de gasóleo. Los precios de los combustibles exentos de impuestos especiales se calcularon restando los tipos impositivos especiales de CE Delft 2016. El tipo impositivo especial sobre el gasóleo se añadió al precio del GNC sin impuestos especiales.



**Figura 23. Comparación de costes operativos de los camiones a GNL (HPDI) y los mejores camiones a gasóleo<sup>xxxiii</sup>**

La UE establece niveles mínimos de imposición para los combustibles del transporte (véase la imagen siguiente). Los Estados miembros no están autorizados a rebajar los tipos del gasóleo y la gasolina, pero pueden hacerlo en el caso del gas fósil. Esto ha llevado a una situación en la que el gas fósil tiene un tipo impositivo significativamente inferior en la UE en comparación con los combustibles fósiles líquidos para el transporte. En un estudio de CE Delft, la imposición del gas fósil en los países de la UE era, por término medio, 9,51 €/GJ más baja que la del gasóleo y 16,21 €/GJ más baja que la de la gasolina.<sup>208</sup> Si sopesamos los impuestos sobre el consumo de los países de la UE, la diferencia impositiva se presenta en la siguiente imagen. Como el consumo de gas fósil es mayor en los países con menores tasas impositivas para el gas fósil, los resultados son muy diferentes. Dinamarca es el único país de la UE con una fiscalidad comparable para el gas fósil y el gasóleo. En todos los demás Estados miembros, el tipo impositivo es mucho más bajo para el uso de gas fósil en el transporte. Por ejemplo, Italia, el mayor consumidor de gas fósil en el transporte, tiene un tipo impositivo de 17,25 €/GJ para el gasóleo y de 0,09 €/GJ para el gas fósil.

<sup>xxxiii</sup> Principales supuestos: 5 años de uso con 150 000 km/año. Comparación del camión a GNL con el mejor camión a gasóleo: el precio de compra es 30 000 € más alto, el mantenimiento 15% más alto. Consumo de gasóleo de Rodríguez et al (2018) 29,9 l/km, HPDI (de la NGVA) GNL 11,7 MJ/km). El precio del gasóleo corresponde al que aparece en el boletín petrolífero de Eurostat con fecha 4 de junio de 2018 (0,64 €/l libre de impuestos) y el del GNL en las estaciones de servicio es de 0,95 €/kg (rango inferior de CNGEurope). El precio del GNL libre de impuestos se calculó restando el 20% del IVA y el impuesto mínimo especial de la UE). Impuestos especiales añadidos con arreglo al Anexo IX. El seguro es proporcional al precio de compra del vehículo. Los gastos relativos al uso de la carretera, la devaluación del valor y los costes de personal son iguales. No se incluyen costes de financiación



**Figura 24. Imagen de los tipos impositivos mínimos de la UE.<sup>209</sup>**

Considerando los tipos más bajos para el metano en comparación con el gasóleo, la pérdida de ingresos, o la subvención fiscal en toda la UE se estimó en 860 millones de euros en 2014, con una participación de Italia del 72%.<sup>210</sup> Esta estimación de pérdida no asume reducciones fiscales del gasóleo para vehículos pesados, por lo que en realidad la pérdida de ingresos sería menor, sin embargo, no fue posible cuantificar este impacto. Esta elevada proporción se debe a que Italia representa alrededor del 60% del consumo de gas fósil de la UE en el transporte. Si la adopción del gas fósil alcanzara el 5% del consumo de energía en el transporte por carretera, la subvención fiscal para el gas fósil aumentaría a 5,400 millones de euros.<sup>xxxiv</sup>

Dado que el gas fósil es un combustible fósil, debería estar sujeto a un impuesto especial similar al del gasóleo o la gasolina. Teniendo en cuenta que el gas fósil reduce como máximo un 3% el nivel de emisiones WTW en comparación con los mejores camiones a gasóleo, el tipo impositivo debería ser como máximo un 3% inferior al del gasóleo. Sería preferible la aplicación de un impuesto basado en el contenido de carbono. Tal como está demostrado en la sección 5, las emisiones de contaminantes atmosféricos no son necesariamente mejores en el gas fósil que para el gasóleo moderno (especialmente en el caso de los vehículos pesados), por lo que no deberían utilizarse para justificar los tipos impositivos significativamente más bajos. Un tipo de impuesto especial más alto combinado con exenciones fiscales para el metano renovable sostenible (biometano procedente de residuos, o electricidad a metano) también ayudaría a la adopción del metano renovable en el transporte. Al igual que en el caso del gasóleo y la gasolina, no debería permitirse a los Estados miembros fijar tipos inferiores al nivel mínimo de la UE, por lo que debería abandonarse la práctica actual de permitir exenciones del tipo mínimo de la UE.

## 7.2. Subvenciones y exenciones fiscales para los vehículos a gas

El crecimiento de las ventas de turismos a gas ha sido lento. Entre 2016 y 2017 hubo una disminución del 15% en las ventas y sólo se vendieron 49 243 turismos a GNC.<sup>211</sup> Los analistas de mercado esperan que las ventas aumenten del actual 0,5% en las nuevas ventas al 1% en 2025.<sup>212</sup> Este crecimiento de la cuota de mercado del GNC es importante en algunos países, con España y Alemania quintuplicando su crecimiento de 2017 a 2018.<sup>213</sup> La tasa de aumento de las ventas a nivel de la UE es inferior a la de los vehículos eléctricos

<sup>xxxiv</sup> En el supuesto de que el 5% del consumo del transporte por carretera de la hipótesis de referencia de la UE fuera gas fósil, los impuestos especiales se mantendrían constantes.

y, por lo tanto, probablemente habrá una cantidad mayor de vehículos eléctricos que de turismos a GNC en las carreteras de la UE en 2018 o 2019.

Los planes financieros nacionales y las bonificaciones industriales para reducir el precio de compra de los vehículos a gas contribuyeron a una mayor utilización de los mismos en toda la UE. Este apoyo es visible en Italia, Alemania, España y Francia, se detalla a continuación.

**Italia** introdujo medidas preferenciales muy pronto para impulsar el gas en el transporte. En 2009, un nuevo plan ofrecía incentivos de compra que oscilaban entre 1 500 € y 3 500 € para las matriculaciones de vehículos nuevos a GLP y GNC y una bonificación adicional de hasta 1 500 € cuando a cambio se entregaba o desguazaba un vehículo de 10 o más años de antigüedad<sup>214</sup>. Tras sólo un año con este programa, los vehículos a GNC habían alcanzado el 5,42% de la cuota de mercado<sup>215</sup>. Desde entonces, las subvenciones se han reducido y la participación en el mercado del GNC ha disminuido de 5,32% en 2014 a 2,37% en 2018<sup>216</sup>. Sin embargo, Italia sigue siendo el mayor mercado de vehículos a gas natural (GNV) de la UE y representó el 68,3% de todos los nuevos registros de estos vehículos a nivel de la UE en 2016<sup>217</sup>. Además, el gobierno adoptó recientemente nuevos incentivos para la compra de camiones a gas con una subvención directa de 4 000 € para camiones a GNC y 20 000 € para GNL<sup>218</sup>.

En **Alemania**, los vehículos a gas se benefician de una reducción en los impuestos energéticos sobre el gas para vehículos de motor (GNL/GNC), una medida vigente hasta 2026, además se benefician de una ligera reducción del impuesto sobre los vehículos debido a sus menores emisiones contaminantes a la atmósfera en comparación, por ejemplo, con los vehículos a gasóleo. A pesar de ello, la participación global de los vehículos a GNC en el mercado sigue siendo muy baja y nunca ha superado el 0,4% de cuota de mercado<sup>219</sup>. Sin embargo, Alemania sigue ocupando el segundo lugar en la UE en cuanto a nuevos registros de GNV a fecha de 2016 (7,5%). En junio de 2018, el ministerio de transporte alemán anunció medidas de apoyo directo a empresas que compren camiones a GNC y GNL, con una subvención de 8 000 € para camiones a GNC y 12 000 € para GNL (con un límite máximo de 500 000 € por empresa).

En **España**, existen diversas subvenciones y exenciones fiscales para la compra de un vehículo a gas. Por ejemplo, como parte del plan MOVALT-Vehículos de 20 millones de euros acordado en 2017, se puso a disposición una medida de apoyo financiero de entre 2 500 € y 18 000 € para la compra de un vehículo a gas. Además de esto y del Plan MOVALT Infraestructura 2017, el Gobierno lanzó en 2017 el Plan MOVEA, de 14,26 millones de euros, para impulsar la compra de vehículos propulsados por combustibles alternativos, incluidos los vehículos eléctricos, pero también los de GLP/Autogás y GNC, así como la implantación de puntos de repostaje en zonas de acceso público. El último plan de apoyo, el Plan VEA, se acordó en julio de 2018 con un presupuesto específico de 66,6 millones de euros. De estos, 50 millones de euros están destinados a la compra, por parte de particulares, de vehículos eléctricos, pero también de vehículos propulsados por GLP, GNC y GNL. Además de lo anterior, a día de hoy, los vehículos a gas con emisiones inferiores a 120 g/km también están exentos en España del pago del impuesto de matriculación. Algunas regiones han puesto en marcha otros programas de apoyo, como una bonificación de hasta el 75% en el impuesto sobre los vehículos de tracción mecánica en Barcelona y Madrid, descuentos en los peajes de autopista en Cataluña o ayuda financiera para la compra de nuevos taxis en Madrid. Por último, se permitirá la entrada de vehículos a gas en la zona "Madrid Central", una gran superficie de 480 hectáreas donde se restringirá el tráfico y se favorecerá la circulación de peatones, bicicletas y transporte público.

En **Francia**, los turismos a GNC no se benefician de la "bonificación ecológica"<sup>220</sup>, pero sí de otras ayudas. Al cambiar un vehículo a gasóleo puesto en circulación antes del 1 de enero de 2006 por un GNV (con emisiones inferiores a 110 g/km) el usuario se beneficiará de una bonificación de entre 500 € y 1000 €<sup>221</sup>. En 2017, una empresa inversora en camiones a GNC o GNL se benefició de exenciones fiscales específicas, para amortizar sus inversiones. Dependiendo de la región francesa, también existe una exención fiscal en el documento de registro de hasta el 100%, aplicable a los vehículos a GNC y GNL.

Más recientemente, la industria automovilística también ha desempeñado un papel crucial a la hora de incentivar la compra de vehículos a GNC. Volkswagen recompensó a los compradores con una bonificación de hasta 2 000 € al cambiar a un vehículo a GNC antes de finales de marzo de 2018<sup>222</sup>. Esta ayuda era adicional a la "prima por desguace" obtenida por el cambio de un vehículo a gasóleo Euro 1-4 por otro turismo. En EE.UU., las empresas petroleras también están entrando en esta dinámica, con la empresa Total participando en un programa de apoyo para el cambio de los camiones a gasóleo por camiones a GNL<sup>223</sup>.

Como se ha mencionado anteriormente, el mercado podría evolucionar de forma diferente para los vehículos pesados. Según la NGVA, el grupo de presión que representa los intereses de los vehículos a gas, las ventas de camiones a gas aumentaron un 15% en 2017. El mercado del transporte de mercancías es un mercado más sensible a los precios que el de los turismos. Dado que muchos países han eximido (parcialmente) al GNC y al GNL de los impuestos sobre el combustible y proporcionan subvenciones de compra, un cambio a GNC/GNL para el transporte por camión podría ser económico para los transportistas, en particular cuando los precios del petróleo son altos. Sin embargo, como se debatió en la sección 7.1, esta diferencia de precio es artificial e injustificable.

### 7.3. Desarrollo y costes de infraestructura

Se están construyendo importantes gasoductos (Nordstream II, TAP, etc.) para transportar más gas fósil a la UE. Por ejemplo, el Banco Europeo de Inversiones ha concedido un préstamo de 1,5 mil millones de euros<sup>224</sup> al gasoducto transadriático, que amplía el corredor meridional de gas que conecta Azerbaiyán con Italia. Los proyectos de gas fósil han recibido más de 1,3 mil millones de euros<sup>225</sup> de la UE en el marco del Mecanismo "Conectar Europa" (MCE). Esto está teniendo lugar en un contexto en el que se estima que la infraestructura de gas existente es suficiente para la demanda de gas actual y futura de la UE<sup>226</sup>. Las terminales de GNL, por ejemplo, se están construyendo para diversificar el suministro, pero en realidad el 44% del GNL procede de Catar<sup>227</sup>, y la cuota media de utilización era de alrededor del 25% en 2016<sup>228</sup>. Desde la perspectiva de la UE, estas inversiones se realizan para obtener seguridad energética y para la diversificación del suministro. En algunos casos, esto ha dado sus frutos. En este sentido, las terminales de GNL, que también pueden ser terminales flotantes, no permanentes, pueden mejorar la seguridad energética y la posición negociadora de los países de la UE. Sin embargo, si se utilizan como póliza de seguro, las terminales de GNL seguirán estando infrautilizadas, ya que en muchas partes de Europa el GNL no es competitivo económicamente en comparación con el gas de gasoducto (totalmente amortizado) debido a los costes de transporte y licuefacción. A este respecto, la expansión de la demanda de gas fósil para la mejora de la utilización de las terminales de GNL no tendría sentido, ya que esto beneficiará principalmente a los exportadores de los gasoductos.

A medio y largo plazo, el gas fósil no tiene cabida en el sistema energético de la UE (descarbonizado). Esto pone en duda la sensatez del desarrollo de los nuevos gasoductos que se están planificando y construyendo. Es extremadamente improbable que países con gasoductos como Rusia, que se asientan sobre enormes reservas de gas fósil, tengan la intención o puedan cambiar a metano renovable (o hidrógeno renovable) en un futuro cercano. El Banco Mundial también ha anunciado recientemente que dejará de financiar proyectos (*upstream*) de exploración y producción tanto de gas como de petróleo después de 2019, ya que no se ajustan a los compromisos sobre el clima y corren el riesgo de convertirse en activos bloqueados.<sup>229</sup>

Actualmente existe una infraestructura limitada de distribución y reabastecimiento de combustible para el uso del metano en el transporte (véase la sección 2.3. y Tabla 1), sin embargo, es suficiente para la flota actual de propulsión por metano<sup>xxxv</sup>. Si se pretende aumentar aún más el uso del metano en el transporte, será necesario desarrollar la infraestructura y para ello se necesitarían inversiones significativas, partiendo

---

<sup>xxxv</sup> Según el EAFO (Observatorio Europeo de Combustibles Alternativos) <http://eafo.eu/>

prácticamente desde cero en la mayoría de los países. A título indicativo, una estación de servicio de GNC tiene un coste de 200 000 € mientras que una estación de servicio de GNL para camiones cuesta 1 millón de euros.<sup>230</sup>

Actualmente existen 107 estaciones de GNL operativas en Europa que dan servicio a unos 1 600 camiones a GNL.<sup>xxxvi</sup> Suponiendo que hubiera 400 000 camiones a GNL circulando en Europa en 2030 (ambición del grupo de presión del gas), el número de estaciones de GNL tendría que aumentar de forma muy significativa, con unos costes asociados considerables. Este coste no debería ser asumido por los contribuyentes, sino por las empresas de gas o los operadores de la red de gas.

#### 7.4. Grupo de presión de la industria del gas

El gas fósil se enfrenta a un mercado en declive a medio y largo plazo a medida que la producción de electricidad realiza un giro hacia energías más renovables y las medidas de eficiencia energética reducen la demanda residencial de gas. A corto plazo, el gas fósil puede beneficiarse, en algunos países, de la eliminación progresiva del carbón y la energía nuclear, pero la industria del gas está buscando nuevos mercados tanto para mantener la producción como para apoyar sus activos existentes. Las opciones de crecimiento en los mercados existentes son limitadas, con la posible excepción del crecimiento a corto plazo de la producción de electricidad. En todos los casos previstos por Eurogas, el consumo de gas residencial disminuye. El uso de gas fósil en el transporte representa actualmente menos del 1% de la demanda<sup>231</sup> de gas fósil de la UE y el sector se considera una posibilidad para aumentar la demanda de gas fósil<sup>232</sup>. El consumo de metano en la mayoría de sectores está en descenso a largo plazo, por lo que el transporte es un mercado potencial en crecimiento para los proveedores de gas fósil. Eurogas<sup>233</sup>, prevé multiplicar por quince la demanda de metano en el sector del transporte para 2030, pasando de los 2 Mtep actuales a 29 Mtep<sup>234</sup>. Para el horizonte de 2050, Ecofys identificó un potencial de metano renovable de 98 bcm, de los cuales asignó sólo 5 bcm al transporte, teniendo en cuenta la rentabilidad.

Tras los recientes esfuerzos para promover el uso del metano en el sector del transporte se encuentra un grupo de presión poderoso y bien financiado. La industria del gas en Bruselas cuenta con alrededor de 1000 lobistas y está gastando más de 100 millones de euros en actividades de presión cada año<sup>235</sup>. La Asociación del gas natural vehicular (NGVA) es el principal grupo de presión para el uso del metano en el transporte. Cuenta con una gran afiliación de asociaciones nacionales, empresas de gas y energía y fabricantes de vehículos. Alrededor de la mitad de los miembros<sup>xxxvii</sup> de la Junta son empresas energéticas tradicionales (ENI, TOTAL, etc.), cerca de un tercio son fabricantes de vehículos (IVECO, VW, etc.) y el resto son empresas de infraestructuras de gas y empresas y asociaciones de gas renovable. La NGVA recibe financiación e instrucciones de miembros poderosos como Gazprom, que suministra cerca del 40%<sup>236</sup> de las necesidades de gas de Europa.<sup>237</sup>

#### 7.5. ¿Los fabricantes de vehículos se centran en el GNC/GNL?

Los diferentes fabricantes de vehículos presentan diferentes estrategias para reducir las emisiones de su nueva flota de vehículos. FIAT e IVECO son ejemplos de empresas enfocadas en el GNC/GNL. Volkswagen es una empresa mucho más grande que invierte con fuerza en baterías eléctricas (40 000 millones en inversiones anunciadas), sin embargo, también está poniendo esfuerzos en la promoción del GNC. SEAT está presionando con fuerza a favor del GNC, y planean que el 5%<sup>238</sup> de las ventas de este año sean turismos con combustible dual GNC-gasolina (o "híbridos") y que aumenten hasta alcanzar el 10% de las ventas en 2020. El presidente de SEAT considera el GNC como una "alternativa a largo plazo"<sup>239</sup>. Si observamos los

<sup>xxxvi</sup> Tabla 1. Infraestructura de repostaje para el transporte propulsado por metano en la UE page 13

<sup>xxxvii</sup> Lista de organizaciones en la Junta de la NGVA: Audi (DEU), Bohlen Doyen (DEU), Daimler (DEU), DVGW (DEU), Enagás (ESP), Energigas Sverige (SWE), Engie (FRA), Eni (ITA), E.ON (DEU), Erdgas (DEU), FCA (ITA/USA), FordonsGas/Air Liquide (SWE/FRA), Gas Natural Fenosa (ESP), Gas Networks Ireland (IRL), Gasmobil (CHE), Gasrec (GBR), Gazprom (RUS), GRDF(FRA) - filial de Engie, GRTgaz (FRA) - filial de Engie, Hexagon Xperion (NOR), IVECO (ITA), The Linde Group (DEU), RAG Energy Storage (AUT), Renault (FRA), Scania (SWE), Shell LNG (NLD), Swagelok (USA), Total (FRA), Uniper (FIN), Volkswagen (DEU), Volvo (SWE), Westport (CAN)

datos de 2017 sobre la venta de turismos nuevos proporcionados por la AEMA<sup>240</sup>, FIAT vendió un 32% de los vehículos nuevos a GNC en la UE, el grupo VW el 64% y el resto de las ventas correspondieron a Opel (2,5%) y Mercedes (0,5%). Así pues, el mercado de los vehículos a metano en la UE se aproxima a un duopolio. Sin embargo, si la estrategia de FIAT en materia de GNC está diseñada para ayudarle a cumplir los objetivos de CO<sub>2</sub> de la UE, el plan no está funcionando. FIAT se encuentra actualmente en una trayectoria de incumplimiento de sus objetivos de reducción de los niveles de CO<sub>2</sub> para 2021 (lo que significa que tendrá que abonar las multas correspondientes), por el contrario la mayoría de los fabricantes de vehículos europeos van por el buen camino.<sup>241</sup> Desde entonces, Fiat ha adoptado un mayor enfoque en la electrificación, y aspira a que, en 2025, menos de la mitad de sus vehículos estén propulsados totalmente por combustión "a medida que el gas y el gasóleo den paso a sistemas híbridos, eléctricos y pilas de combustible"<sup>242</sup>. Dentro del grupo VW, Audi también fomenta el uso de la electricidad a metano en el transporte. Ha puesto en marcha una planta de ensayos que puede suministrar energía a 1500 turismos al año y la considera una manera potencial de descarbonizar el sector del transporte.<sup>243</sup> El proceso de producción de electricidad a metano es muy ineficiente, como se destaca en la sección 6.3, y requeriría la instalación de grandes cantidades de electricidad renovable nueva.

Por lo que respecta a los vehículos pesados, Scania, Volvo, Iveco y Mercedes cuentan con vehículos a GNL en sus gamas de modelos, con el objetivo de ofrecer una opción de descarbonización.<sup>244</sup> Las cuatro marcas son independientes, lo que demuestra que el sector de los vehículos pesados está estudiando el GNL. En su opinión, el GNL es un camino hacia las emisiones cero, como afirma Volvo<sup>245</sup> en la página web de presentación de su nuevo camión a GNL. Sin embargo, la industria no está estudiando la posibilidad de descarbonizar el propio combustible, sino que se limita a destacar la posibilidad de utilizar GNL renovable, un combustible que actualmente cuesta alrededor de 10 veces más que el GNL fósil.<sup>246</sup>

## 8. Conclusiones

### Impacto climático

El informe muestra que los vehículos y buques a gas tienen un rendimiento similar al de los vehículos y buques que utilizan combustibles fósiles. Basándonos en los ensayos identificados en este informe, el gas fósil utilizado en el transporte no tiene ningún beneficio significativo, y cuando se incluyen las fugas de metano y los efectos desde la fuente (*upstream*) en la mayoría de los casos no se aprecian beneficios climáticos apreciables, en comparación con los combustibles fósiles derivados del petróleo.

El rendimiento global en términos de GEI (del pozo a la rueda) identificado en este estudio (con emisiones desde la fuente medias) oscila entre -12% y +9%, dependiendo del modo de transporte. En los turismos, la reducción de GEI es inferior, con un rango entre -7% a +6% en comparación con el gasóleo. En cuanto a los vehículos pesados, el rango está de -3% y +12% en comparación con los mejores camiones a gasóleo y dependiendo de la tecnología del motor y del combustible. En el caso del transporte marítimo, las cifras se encuentran entre -12% y +9% en comparación con el gasóleo marino (MGO), sin embargo, estas cifras dependen en gran medida de las pérdidas de metano.

El acceso limitado a ensayos en condiciones reales o ensayos oficiales de los vehículos es una cuestión importante. No hemos encontrado ninguna prueba que respaldara el ahorro teórico de los vehículos a gas en base al menor contenido de carbono del combustible. En realidad, la baja eficiencia del motor a gas a menudo neutraliza el beneficio del combustible en sí a nivel del tubo de escape. Esto apunta a la necesidad de políticas basadas en mediciones del rendimiento, no en el tipo de combustible. También existe incertidumbre con respecto a las fugas de metano a nivel de vehículo y el impacto de la evaporación y la ventilación no está bien documentado, pero podría ser significativo.

Los últimos indicios señalan que las emisiones de metano desde la fuente han sido significativamente subestimadas, lo que hace probable que las emisiones de GNC/GNL desde la fuente, y por lo tanto, las emisiones del pozo a la rueda o la hélice de las emisiones de GEI sean superiores a lo que arrojaban las cifras mencionadas (basadas en los datos de emisiones "centrales" desde la fuente), igualmente es probable que aumenten en el futuro a medida que el suministro del gas fósil evoluciona. Dado que el metano es un gas de efecto invernadero muy potente a corto plazo, cualquier beneficio de los vehículos a gas sólo se materializaría tras varias décadas, mucho después de que la economía de la UE tuviera que estar totalmente descarbonizada.

### Impacto en la calidad del aire

El uso de gas fósil en el transporte sólo aporta beneficios limitados para la calidad del aire. El rendimiento de los vehículos a gas es similar al de los vehículos a gasolina, sólo marginalmente mejor que el de los turismos a gasóleo que cumplen con los nuevos límites RDE, y tampoco es superior al de los mejores camiones a gasóleo disponibles actualmente. La Comisión está trabajando también en un límite Euro 7 que reducirá aún más o eliminará por completo cualquier beneficio que el gas pueda tener sobre el gasóleo. Podrían lograrse mejoras mucho mayores en la calidad del aire realizando el cambio a turismos de emisión cero.

Para los camiones, el GNC y el GNL no ofrecen beneficios significativos (NO<sub>x</sub>, PM) en comparación con los vehículos que cumplen con la norma Euro 6. La tecnología HPDI tiene emisiones de NO<sub>x</sub> ligeramente superiores. Las emisiones en número de partículas suspendidas también son mayores en el transporte propulsado por metano, en comparación con el gasóleo. En el caso de los buques, el GNL resulta claramente beneficioso en comparación con el fuelóleo pesado, sin embargo, también puede lograrse un rendimiento de emisiones similar equipando a los buques con sistemas de postratamiento tales como SCR y DPF y utilizando gasóleo marino con bajo contenido de azufre.

## **Metano renovable**

El biometano y la electricidad a metano pueden tener emisiones de GEI (significativamente) inferiores a las del gas fósil. Sin embargo, las materias primas sostenibles para el biometano (desechos, residuos) son muy limitadas. El biogás procedente de cultivos (por ejemplo, del maíz) está asociado a importantes emisiones indirectas por cambios en el uso de la tierra y está limitado para fines de transporte en virtud de la Directiva de energías renovables. El metano derivado de electricidad (electricidad a metano) es ineficiente y presenta un gran coste de producción, por lo que aumentaría en gran medida la demanda de electricidad renovable, algo que dificultaría la descarbonización del sector eléctrico.

En realidad, la contribución del metano renovable será limitada necesariamente. El potencial existente debería utilizarse para ayudar a descarbonizar los sectores que actualmente dependen del metano (residencial, industrial y eléctrico). Si la UE o los gobiernos quisieran promover el biometano en el transporte, deberían centrarse en proyectos locales, con vehículos que funcionen con biometano al 100%, repostando en plantas locales de producción de biometano. Un cambio más amplio hacia el metano conduciría casi con toda seguridad a un sector del transporte propulsado por gas fósil, no por metano renovable.

## **La economía del gas en el transporte**

El argumento comercial a favor del gas en el transporte depende casi totalmente de las exenciones fiscales (para los combustibles), las subvenciones y el apoyo público a la infraestructura. Ante la disminución de la demanda de su producto en otros sectores y la importante expansión de la producción en los últimos años, la industria del gas tiene un gran interés en crear un nuevo mercado para el metano en el transporte. Sin embargo, sin el generoso apoyo de los gobiernos, ese mercado no existiría. La producción interna de gas fósil en la UE está disminuyendo (rápidamente en el caso de los Países Bajos) y la UE depende cada vez más de las importaciones, en particular de Rusia y Qatar. La creación de un nuevo mercado para el gas fósil en el transporte aumentará la dependencia energética de la UE.

En conclusión, es difícil ver beneficios significativos derivados de un cambio hacia el metano, dado que en la mayoría de los casos el mismo cambio podría lograrse, en mejores condiciones, con otras tecnologías. Las tecnologías de emisión cero (potenciales), incluidos los turismos, los camiones y los buques eléctricos y a hidrógeno, ya están en el mercado o lo estarán pronto. La mejora de la tecnología y los costes están haciendo que estas tecnologías sean cada vez más atractivas y económicas. Teniendo en cuenta todos estos elementos, no puede justificarse el apoyo continuo a la expansión del metano como combustible para el transporte.

## 9. Recomendaciones políticas

1. El gas fósil no tiene ningún beneficio significativo, y cuando se incluyen las fugas de metano y los efectos desde la fuente (*upstream*) en la mayoría de los casos no se aprecian beneficios climáticos apreciables, en comparación con los combustibles fósiles derivados del petróleo. Como combustible fósil no tiene futuro en un sistema de transporte descarbonizado. Por lo tanto, no existe ninguna razón para que los responsables políticos apoyen el uso del gas fósil en el transporte.
2. Los vehículos y buques a gas deben competir en igualdad de condiciones con otras tecnologías de combustibles fósiles, como el gasóleo, la gasolina y los combustibles marinos.
3. Los gobiernos deberían poner fin al apoyo fiscal y, en particular, a las exenciones fiscales para el gas fósil en el transporte. Al igual que los demás combustibles fósiles (gasolina/gasóleo), el gas fósil debería gravarse en función de su contenido energético y en carbono.
4. Las normas y medidas fiscales (incluidas las normas sobre CO<sub>2</sub>, la diferenciación de peajes, las subvenciones, las exenciones fiscales y los sistemas de bonus-malus) para los vehículos deben basarse en las mediciones del rendimiento del tubo de escape, no en el tipo de combustible. Los vehículos a metano pueden funcionar mejor o peor que sus equivalentes a gasóleo y gasolina, y los gobiernos sólo deberían apoyar a los vehículos que demuestren un rendimiento mejor (según los ensayos oficiales de la UE), ya que, de lo contrario, corren el riesgo de incentivar una tecnología barata y de bajo rendimiento y de desincentivar la innovación.
5. No deberían destinarse fondos públicos al desarrollo de una red paneuropea de abastecimiento de GNL/GNC, ya que el gas fósil no tiene ningún beneficio o tiene un beneficio limitado para el clima, mientras que el metano renovable no puede producirse a la escala requerida y necesita ser producido y utilizado localmente.
6. El Acuerdo de París exige la descarbonización total de la economía. En dicho contexto, el metano renovable (el biometano y la electricidad a metano) es un combustible escaso y preciado que puede utilizarse en diferentes sectores, incluidos los de la calefacción, la electricidad y la industria, que actualmente dependen del metano. El mejor análisis disponible apunta a los sectores de la calefacción, la industria y la electricidad como destinos óptimos para el metano renovable, no al transporte. Expandir la demanda de metano en el sector del transporte supondría costes innecesarios y podría aumentar considerablemente la dificultad para descarbonizar los sectores de la industria, la calefacción y la electricidad.
7. No existe un papel para el biometano más allá de las operaciones locales y de nicho, y el metano renovable debe utilizarse únicamente en líneas urbanas, con vehículos dedicados (100%) al biometano, de modo que se pueda garantizar localmente un suministro sostenible de metano renovable. El volumen de metano renovable potencialmente disponible es demasiado reducido para mantener un uso paneuropeo a gran escala.
8. El apoyo al biometano debe limitarse al metano producido a partir de desechos o residuos sostenibles, cumpliendo criterios de sostenibilidad sólidos y apropiados, incluyendo los principios de jerarquía de residuos. Ningún cultivo en tierras agrícolas productivas debería recibir apoyo para la producción de biometano.
9. Al igual que en el caso de la electricidad utilizada por los vehículos eléctricos, el porcentaje medio de energías renovables de la red debería utilizarse para evaluar el rendimiento climático del transporte propulsado por metano. El metano 100% renovable sólo puede contabilizarse en caso de que la estación de abastecimiento de metano renovable no esté conectada a la red. Es poco probable que los sistemas basados en certificados o garantías de origen sean los bastante robustos y conduzcan de forma efectiva a la inyección de biometano en la red y a su consumo (actualmente 0,5%). Si los responsables políticos quisieran promover la inyección de biometano sostenible en las redes de gas, existen instrumentos políticos más sencillos y rentables para lograrlo (por ejemplo, una obligación de mezcla mínima).

## Anexo 1. Tipos impositivos aplicables a los combustibles para el transporte

Tipos impositivos aplicables a los combustibles para el transporte en la UE (€/GJ) en 2016 <sup>247 xxxviii</sup>

	Gasóleo (turismos)	Gasóleo (camiones) <sup>xxxix</sup>	Gasolina	Gas fósil
Unión Europea (tipo mínimo)	9,22		11,29	2,60
Austria	11,09		15,16	1,66
Bélgica	12,98	10,85	19,47	0,00
Bulgaria	9,23		11,42	0,43
Chipre	12,57		15,06	2,60
República Checa	11,26		14,86	0,70
Alemania	13,14		20,58	3,86
Dinamarca	11,62		19,22	11,46
Estonia	12,51		14,62	0,00
Grecia	9,22		21,07	0,00
España	9,25	8,49	13,36	1,15
Finlandia	14,14		21,42	4,84
Francia	13,91	12,55	20,16	1,05
Croacia	11,19		15,89	0,00
Hungría	9,85	8,85	12,06	2,63
Irlanda	13,38	11,84	18,48	2,60
Italia	17,25	11,26	22,91	0,09
Lituania	9,22		13,66	6,56
Luxemburgo	9,36		14,53	0,00
Letonia	9,53		13,71	2,67
Malta	13,20		17,28	0,00
Países Bajos	13,53		24,21	4,57
Polonia	9,60		12,36	3,18
Portugal	13,03		20,49	3,25
Rumanía	12,00	10,81	14,49	2,79
Suecia	17,39		21,16	6,66
Eslovenia	13,21	9,81	17,22	3,45
Eslovaquia	10,79		16,75	2,60
Reino Unido	18,83		21,20	6,59

<sup>xxxviii</sup> Para hallar el equivalente de gasóleo, se puede utilizar un factor de conversión de 0,91 para la gasolina y el GNC. Esto tendría en cuenta la menor eficiencia de los motores de gasolina y gas.

<sup>xxxix</sup> Suponiendo que en 2015 se concedan reducciones a los usuarios comerciales del gasóleo, de acuerdo con la publicación Europe's tax deals for diesel (2015) de Transport & Environment [www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2015\\_10\\_Europes\\_tax\\_deals\\_for\\_diesel\\_FINAL.pdf](http://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2015_10_Europes_tax_deals_for_diesel_FINAL.pdf)

## Anexo 2. Estimación de las emisiones WTT de GEI del GNC para 2030 por país de la UE (Exergía 2015)<sup>248</sup>

Tabla 8-10 Emisiones de GEI estimadas para 2030 desagregadas por país de la UE (g de CO<sub>2</sub> eq./GJ PCI)

Región de la UE	País de la UE	Distribución de combustible	Distribución, transporte y almacenamiento de gas	Transporte de materias primas (gasoducto, GNL)	Producción y recuperación de combustible	CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S eliminados del gas natural (transformación del gas)	Emisiones totales de GNC
Norte de la UE	Dinamarca	2991	212	597	2965	20	6785
	Irlanda	4972	996	1037	11925	254	19184
	Finlandia	2669	2989	19660	3808	3	29129
	Suecia	1904	1230	667	4864	109	8774
	Reino Unido	4573	1304	5262	5549	280	16968
Centro de la UE	Bélgica	2697	1346	7472	7257	440	19212
	República Checa	3477	2085	17684	3509	35	26790
	Alemania	4221	2202	12072	3755	282	22532
	Estonia	2322	3622	23993	4488	26	34451
	Letonia	2356	2249	23794	3938	31	32368
	Lituania	2984	2820	23506	4066	57	33433
	Luxemburgo	2927	967	8885	2685	57	15521
	Hungría	3499	4000	19961	4281	211	31952
	Países Bajos	2435	2351	2530	2899	74	10289
	Austria	2472	2475	14831	3976	76	23830
	Polonia	5726	8784	4974	6086	34	25604
Eslovaquia	2718	3102	24438	3818	3	34079	
UE SO	España	3679	787	3768	17580	750	26564
	Francia	2191	887	6024	10005	397	19504
	Portugal	3902	7042	3159	14915	740	29758
UE SE	Bulgaria	4752	8407	19022	3688	23	35892
	Grecia	6157	1210	14021	10165	263	31816
	Croacia	3561	12901	23889	3998	3	44352
	Italia	3983	6605	7617	10072	889	29166
	Rumanía	4189	2403	6348	6028	42	19010
	Eslovenia	3489	802	18119	7162	195	29767

## Referencias

- <sup>1</sup> Öko institute (2016) Targets for the non-ETS sectors in 2040 and 2050 <https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2050%20ESR%20targets%20v5.pdf>
- <sup>2</sup> EEA (2018) Greenhouse gas emissions from transport. <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/transport-emissions-of-greenhouse-gases/transport-emissions-of-greenhouse-gases-10>
- <sup>3</sup> NGVA (2016) Natural gas vehicles offer large opportunity for rapid reduction of GHG emissions within upcoming strategy on decarbonisation of transport [http://www.ngva.eu/wp-content/uploads/2018/02/2016-03-NGVA-Press-Release\\_natural-gas-vehicules-offer-large-opportunity-for-rapid-reduction-of-GHG-emissions.pdf](http://www.ngva.eu/wp-content/uploads/2018/02/2016-03-NGVA-Press-Release_natural-gas-vehicules-offer-large-opportunity-for-rapid-reduction-of-GHG-emissions.pdf)
- <sup>4</sup> Ricardo (2016) The role of natural gas and biomethane in the transport sector [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016\\_02\\_TE\\_Natural\\_Gas\\_Biomethane\\_Study\\_FINAL.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016_02_TE_Natural_Gas_Biomethane_Study_FINAL.pdf)
- <sup>5</sup> European Commission (2011) WHITE PAPER Roadmap to a Single European Transport Area – Towards a competitive and resource efficient transport system. (COM/2011/0144 final) <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:52011DC0144>
- <sup>6</sup> A European Strategy for Low-Emission Mobility (COM/2016/0501 final) <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX%3A52016DC0501>
- <sup>7</sup> COM/2016/0482 final - 2016/0231 (COD) <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52016PC0482>
- <sup>8</sup> Regulation (EU) 2018/842 of the European Parliament and of the Council of 30 May 2018 on binding annual greenhouse gas emission reductions by Member States from 2021 to 2030 contributing to climate action to meet commitments under the Paris Agreement and amending Regulation (EU) No 525/2013 (Text with EEA relevance) <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:32018R0842>
- <sup>9</sup> Provisional deal on effort sharing emissions - another step towards Paris targets <http://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2017/12/21/provisional-deal-on-effort-sharing-emissions-another-big-step-towards-paris-targets/>
- <sup>10</sup> Example of Finland's national climate energy plan <http://tem.fi/documents/1410877/2769658/Government+report+on+the+National+Energy+and+Climate+Strategy+for+2030/0bb2a7be-d3c2-4149-a4c2-78449ceb1976>
- <sup>11</sup> Climate Action Plan 2050 – Germany's long-term emission development strategy <https://www.bmu.de/en/topics/climate-energy/climate/national-climate-policy/greenhouse-gas-neutral-germany-2050/#c12744>
- <sup>12</sup> Öko institute (2016) Targets for the non-ETS sectors in 2040 and 2050 <https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2050%20ESR%20targets%20v5.pdf>
- <sup>13</sup> Directive on the deployment of alternative fuels infrastructure (2014/94/EU) <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32014L0094&from=EN>
- <sup>14</sup> Electromobility Platform (2018) How EU Member States roll-out electric-mobility: Electric Charging Infrastructure in 2020 and beyond <https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/Emobility%20Platform%20AFID%20analysis.pdf>
- <sup>15</sup> Current status of implementation from: SWD/2017/0365 final <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52017SC0365>
- <sup>16</sup> Towards the broadest use of alternative fuels - an Action Plan on Alternative Fuels Infrastructure under Article 10(6) of Directive 2014/94/EU, including the assessment of national policy frameworks under Article 10(2) of Directive 2014/94/EU <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52017DC0652&from=EN>
- <sup>17</sup> European Commission (2014) Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council of 22 October 2014 on the deployment of alternative fuels infrastructure <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32014L0094>
- <sup>18</sup> Towards the broadest use of alternative fuels - an Action Plan on Alternative Fuels Infrastructure under Article 10(6) of Directive 2014/94/EU, including the assessment of national policy frameworks under Article 10(2) of Directive 2014/94/EU <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52017DC0652&from=EN>
- <sup>19</sup> European Alternative Fuels Observatory (2018) accessed 3.9.2018 [http://eafo.eu/eu#eu\\_ng\\_filling\\_graph\\_anchor](http://eafo.eu/eu#eu_ng_filling_graph_anchor)
- <sup>20</sup> European Alternative Fuels Observatory (2018) accessed 3.9.2018 [http://eafo.eu/eu#eu\\_ng\\_filling\\_graph\\_anchor](http://eafo.eu/eu#eu_ng_filling_graph_anchor)
- <sup>21</sup> GIE (2018) Small-Scale LNG database 2018 <http://www.gie.eu/index.php/news/gie-news/13-news/gie/356-pr28february2018>
- <sup>22</sup> Estimated in Stenersen & Thonstad (2017) GHG and NOx emissions from gas fueled engines - Mapping, verification, reduction technologies <https://www.nho.no/siteassets/nhos-filer-og-bilder/filer-og-dokumenter/nox-fondet/dette-er-nox-fondet/presentasjoner-og-rapporter/methane-slip-from-gas-engines-mainreport-1492296.pdf>
- <sup>23</sup> [https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/cars\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/cars_en)
- <sup>24</sup> [https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/vans\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/vans_en)
- <sup>25</sup> [https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/proposal\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/proposal_en)
- <sup>26</sup> VECTO is a vehicle simulation software tool used for heavy-duty vehicle certification of CO<sub>2</sub> emissions.
- <sup>27</sup> these categories include rigid trucks and tractors with gross vehicle weight ratings above 16 tonnes
- <sup>28</sup> European Commission (COM/2018/284 final) Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL setting CO<sub>2</sub> emission performance standards for new heavy-duty vehicles <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2018:284:FIN>
- <sup>29</sup> p 120 of [https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/transport/vehicles/docs/sr7\\_lot4\\_final\\_report\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/transport/vehicles/docs/sr7_lot4_final_report_en.pdf)

- <sup>30</sup>VECTO tool development: Completion of methodology to simulate Heavy Duty Vehicles' fuel consumption and CO<sub>2</sub> emissions Upgrades to the existing version of VECTO and completion of certification methodology to be incorporated into a Commission legislative proposal. [https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/transport/vehicles/docs/sr7\\_lot4\\_final\\_report\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/transport/vehicles/docs/sr7_lot4_final_report_en.pdf)
- <sup>31</sup> European Commission SWD/2018/185 final. STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT Accompanying the document Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council setting CO<sub>2</sub> emission performance standards for new heavy duty vehicles [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=comnat:SWD\\_2018\\_0185\\_FIN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=comnat:SWD_2018_0185_FIN)
- <sup>32</sup>IMO (2018) UN body adopts climate change strategy for shipping <http://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/Pages/06GHGinitialstrategy.aspx>
- <sup>33</sup> [https://www.tno.nl/media/4516/tno-2014-r10447\\_final\\_small\\_scale\\_lng.pdf](https://www.tno.nl/media/4516/tno-2014-r10447_final_small_scale_lng.pdf)
- <sup>34</sup> <http://www.foeurope.org/Commission-issues-200m-new-subsidies-fossil-fuels-250128>
- <sup>35</sup>Regulation (EU) No 1316/2013 establishing the Connecting Europe Facility <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R1316&from=EN>
- <sup>36</sup> Politico Pro Energy and Environment Article 5.11.2017 By Anca Gurzu: Q and A with Klaus Schäfer, president of Eurogas
- <sup>37</sup> Domagoj et al. (2018), LNG as a marine fuel in the EU Market, bunkering infrastructure investments and risks in the context of GHG reductions, UMAS <https://www.transportenvironment.org/publications/lng-marine-fuel-eu>
- <sup>38</sup> CE Delft (2017) Is the EU investing wisely in transport? p10-11 [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/CE\\_Delft\\_4L72\\_Is\\_EU\\_investing\\_wisely\\_in\\_transport\\_DEF.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/CE_Delft_4L72_Is_EU_investing_wisely_in_transport_DEF.pdf)
- <sup>39</sup> EC (DG MOVE) Presentation in 2018 Eurogas annual conference [http://www.eurogas.org/uploads/media/2018\\_03\\_20\\_HMorsi\\_Eurogas\\_Conf\\_Bxl.pdf](http://www.eurogas.org/uploads/media/2018_03_20_HMorsi_Eurogas_Conf_Bxl.pdf)
- <sup>40</sup> EC (DG MOVE) Presentation in 2018 Eurogas annual conference [http://www.eurogas.org/uploads/media/2018\\_03\\_20\\_HMorsi\\_Eurogas\\_Conf\\_Bxl.pdf](http://www.eurogas.org/uploads/media/2018_03_20_HMorsi_Eurogas_Conf_Bxl.pdf)
- <sup>41</sup> European Commission - EU climate action [https://ec.europa.eu/clima/citizens/eu\\_en](https://ec.europa.eu/clima/citizens/eu_en)
- <sup>42</sup> [http://unfccc.int/paris\\_agreement/items/9485.php](http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php)
- <sup>43</sup> [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en)
- <sup>44</sup> [https://www.gasnaturally.eu/uploads/Modules/Publications/eurogas-statistical-report-2015\\_lr.pdf](https://www.gasnaturally.eu/uploads/Modules/Publications/eurogas-statistical-report-2015_lr.pdf)
- <sup>45</sup> Anderson & Broderick (2017) Natural gas and climate change p.52 [http://www.web.cemus.se/wp-content/uploads/2017/11/natural\\_gas\\_and\\_climate\\_change\\_anderson\\_broderick\\_october2017.pdf](http://www.web.cemus.se/wp-content/uploads/2017/11/natural_gas_and_climate_change_anderson_broderick_october2017.pdf)
- <sup>46</sup> IPCC AR5 report - chapter 8 -Anthropogenic and Natural Radiative Forcing p.714 [https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg1/WG1AR5\\_Chapter08\\_FINAL.pdf](https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg1/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf)
- <sup>47</sup>Energy Institute (2018) The future of gas - The role of natural gas in the future global energy system [https://knowledge.energyinst.org/\\_data/assets/pdf\\_file/0017/430055/Future-of-gas-report.pdf?ct=t\(Weekly\\_Climate\\_Review8\\_16\\_2016\)](https://knowledge.energyinst.org/_data/assets/pdf_file/0017/430055/Future-of-gas-report.pdf?ct=t(Weekly_Climate_Review8_16_2016))
- <sup>48</sup> Financial Times 21.6.2018. Gas leaks worse for climate than thought, study says <https://www.ft.com/content/2cce7954-7587-11e8-b326-75a27d27ea5f>
- <sup>49</sup>Balcombe et al. (2015). Methane and CO<sub>2</sub> emissions from the natural gas supply chain - an evidence assessment [http://www.sustainablegasinstitute.org/wp-content/uploads/2015/09/SGI\\_White\\_Paper\\_methane-and-CO2-emissions\\_WEB-FINAL.pdf?noredirect=1](http://www.sustainablegasinstitute.org/wp-content/uploads/2015/09/SGI_White_Paper_methane-and-CO2-emissions_WEB-FINAL.pdf?noredirect=1)
- <sup>50</sup> <https://www.economist.com/news/science-and-technology/21741133-potent-greenhouse-gas-scientists-struggle-explain-worrying-rise>
- <sup>51</sup>Schneising et al (2014)Remote sensing of fugitive methane emissions from oil and gas production in North American tight geologic formations. Earth's Future Volume 2, Issue 10 <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/2014EF000265>
- <sup>52</sup>Balcombe et al. The natural gas supply chain: the importance of methane and carbon dioxide emissions. <https://spiral.imperial.ac.uk/bitstream/10044/1/42439/6/natural%20gas%20supply%20chain%20emissions.pdf>
- <sup>53</sup> JEC - Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE collaboration, WTT Report 4a, 2014 [http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/sites/iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/files/documents/report\\_2014/wtt\\_appendix\\_4\\_v4a.pdf](http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/sites/iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/files/documents/report_2014/wtt_appendix_4_v4a.pdf)
- <sup>54</sup>Tagliaferri et al. (2017) Liquefied natural gas for the UK: a life cycle assessment. The International Journal of Life Cycle Assessment <https://link.springer.com/article/10.1007/s11367-017-1285-z>
- <sup>55</sup> Balcombe et al. (2017)The natural gas supply chain: the importance of methane and carbon dioxide emissions <https://spiral.imperial.ac.uk/bitstream/10044/1/42439/6/natural%20gas%20supply%20chain%20emissions.pdf>
- <sup>56</sup> Exergia et al. (2015). Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas. <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Study%20on%20Actual%20GHG%20Data%20Oil%20Gas%20Final%20Report.pdf>
- <sup>57</sup>NASA (2018) NASA-led Study Solves a Methane Puzzle <https://www.nasa.gov/feature/jpl/nasa-led-study-solves-a-methane-puzzle>
- <sup>58</sup> Dalsøren et al- (2018) Discrepancy between simulated and observed ethane and propane levels explained by underestimated fossil emissions <https://www.nature.com/articles/s41561-018-0073-0>
- <sup>59</sup>Alvarez et al. (2018) Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain. Science. <http://science.sciencemag.org/content/early/2018/06/20/science.aar7204?rss=1>
- <sup>60</sup>Balcombe et al. (2017)The natural gas supply chain: the importance of methane and carbon dioxide emissions <https://spiral.imperial.ac.uk/bitstream/10044/1/42439/6/natural%20gas%20supply%20chain%20emissions.pdf>

- <sup>61</sup> EU energy in figures, Statistical pocketbook 2017. <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/2e046bd0-b542-11e7-837e-01aa75ed71a1>
- <sup>62</sup> EU energy in figures, Statistical pocketbook 2017 <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/2e046bd0-b542-11e7-837e-01aa75ed71a1>
- <sup>63</sup> Reuters (2018) Netherlands to halt gas production at Groningen by 2030 <https://www.reuters.com/article/us-netherlands-groningen-gas/netherlands-to-halt-gas-production-at-groningen-by-2030-idUSKBN1H51PN>
- <sup>64</sup> BP Energy outlook 2018 <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2018.pdf>
- <sup>65</sup> Exergia et al. (2015). Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas. <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Study%20on%20Actual%20GHG%20Data%20Oil%20Gas%20Final%20Report.pdf>
- <sup>66</sup> EC Quarterly Report Energy on European Gas Markets, volume 10 3/2017 [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly\\_report\\_on\\_european\\_gas\\_markets\\_q3\\_2017\\_final\\_20171221finalcover.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_gas_markets_q3_2017_final_20171221finalcover.pdf)
- <sup>67</sup> IGU 2017 World LNG Report [https://www.igu.org/sites/default/files/103419-World\\_IGU\\_Report\\_no%20crops.pdf](https://www.igu.org/sites/default/files/103419-World_IGU_Report_no%20crops.pdf)
- <sup>68</sup> <https://uk.reuters.com/article/lithuania-gazprom-idUKL6N0NU4CM20140508>
- <sup>69</sup> <http://www.caneurope.org/docman/fossil-fuel-subsidies-1/3034-eu-gas-infrastructure-and-efsi-time-for-change/file>
- <sup>70</sup> Politico Pro Energy and Environment Article 11.5.18. Q and A with Klaus Schäfer, president of Eurogas
- <sup>71</sup> PRIMES 2016 EUCO30 scenario [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20170125\\_-\\_technical\\_report\\_on\\_euco\\_scenarios\\_primes\\_corrected.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20170125_-_technical_report_on_euco_scenarios_primes_corrected.pdf). PRIMES is the model used for EU energy policy making
- <sup>72</sup> <http://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017>
- <https://about.bnef.com/blog/henbest-energy-2040-faster-shift-clean-dynamic-distributed/>
- <sup>73</sup> Energy Union Choices. Cleaner, Smarter, Cheaper - Responding to opportunities in Europe's changing energy system <http://www.energyunionchoices.eu/cleanersmartercheaper/>
- <sup>74</sup> S&P Global (2018) France on track for record-low nuclear in 2017 as reactor returns slow <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/121817-france-on-track-for-record-low-nuclear-in-2017-as-reactor-returns-slow>
- World Nuclear News (2018) Belgium maintains nuclear phase-out policy <http://www.world-nuclear-news.org/Articles/Belgium-maintains-nuclear-phase-out-policy>
- <sup>75</sup> MIT Technology Review 12.7.2017. Grid Batteries Are Poised to Become Cheaper Than Natural-Gas Plants in Minnesota. <https://www.technologyreview.com/s/608273/grid-batteries-are-poised-to-become-cheaper-than-natural-gas-plants-in-minnesota/>
- <sup>76</sup> Energy Storage news 25.6.2018 50MWh battery completed in Germany, claims 'Europe's largest' crown <https://www.energy-storage.news/news/50mwh-battery-completed-in-germany-claims-europes-largest-crown>
- <sup>77</sup> Bloomberg 29.9.2017 Musk's 100-Day Race to Biggest Battery Starts in South Australia <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-09-29/musk-s-100-day-race-to-biggest-battery-starts-in-south-australia>
- <sup>78</sup> FT opinion: Natural gas golden age turns to bubble <https://www.ft.com/content/175814dc-a01c-39bb-a156-b2bd2cfaef44>
- <sup>79</sup> <https://www.euractiv.com/section/energy/interview/gas-chief-we-expect-at-least-10-of-the-car-market-in-2030/>
- <sup>80</sup> ADEME (2017) Mix de gaz 100 % renouvelable en 2050? <http://www.ademe.fr/mix-electricite-100-renouvelable-2050>
- ADEME (2016) Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations <https://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations>
- <sup>81</sup> Baldino, C., Pavlenko, N., & Searle, S. (in press). The potential for low carbon renewable gas as a transport fuel in France, Italy, and Spain. Washington, DC: International Council on Clean Transportation.
- <sup>82</sup> Ricardo (2016) The role of natural gas and biomethane in the transport sector [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016\\_02\\_TE\\_Natural\\_Gas\\_Biomethane\\_Study\\_FINAL.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016_02_TE_Natural_Gas_Biomethane_Study_FINAL.pdf)
- <sup>83</sup> TNO (2015) LNG for trucks and ships: fact analysis. Review of pollutant and GHG emissions [http://www.nationaallngplatform.nl/wp-content/uploads/2016/04/TNO-report\\_LNG\\_fact\\_analysis.pdf](http://www.nationaallngplatform.nl/wp-content/uploads/2016/04/TNO-report_LNG_fact_analysis.pdf)
- <sup>84</sup> Ricardo (2016) The role of natural gas and biomethane in the transport sector [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016\\_02\\_TE\\_Natural\\_Gas\\_Biomethane\\_Study\\_FINAL.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016_02_TE_Natural_Gas_Biomethane_Study_FINAL.pdf)
- <sup>85</sup> JEC - Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE collaboration, WTT Report 4a, 2014 [http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/sites/iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/files/documents/report\\_2014/wtt\\_appendix\\_4\\_v4a.pdf](http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/sites/iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/files/documents/report_2014/wtt_appendix_4_v4a.pdf)
- <sup>86</sup> JEC WTW report 4.1 Appendix 1 [https://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/sites/iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/files/documents/wtt\\_app\\_1\\_v4a\\_march\\_2014\\_final.pdf](https://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/sites/iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/files/documents/wtt_app_1_v4a_march_2014_final.pdf)
- <sup>87</sup> NGVA (2017) Greenhouse Gas Intensity of Natural Gas <https://www.ngva.eu/downloads/press-release/2017-05-31-pr-release-ghg-intensity-from-natural-gas-study.pdf>
- <sup>88</sup> Referencia realizada con información del sitio web alemán de Volkswagen el 01/10/2018. Los valores de TTW para híbridos enchufables oscilaron entre 36-40 g CO<sub>2</sub>/km y para GNC oscilaron entre 95-98 g CO<sub>2</sub>/km cuando funcionaban con GNC y 122-127 g CO<sub>2</sub>/km cuando funcionaban con gasolina. Se utilizaron promedios. Los consumos de combustible informados por modelo se utilizaron para las emisiones WTT mediante el uso de datos de la JEC para gasolina, GNC y diésel y los datos de la agencia europea de medioambiente (EEA) de 2014 sobre la intensidad de carbono de la producción de electricidad (275,9 g CO<sub>2</sub>/kWh). <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/co2-emission-intensity-3#tab->

googlechartid\_chart\_11\_filters=%7B%22rowFilters%22%3A%7B%7D%3B%22columnFilters%22%3A%7B%22pre\_config\_ugeo%22%3A%5B%22European%20Union%20(28%20countries)%22%5D%7D%7D

<sup>89</sup> For a quick overview of the model, please see p.11 in Transport & Environment, 2017, Roadmap to climate-friendly land freight and buses in Europe.

[https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/Full %20Roadmap%20freight%20buses%20Europe\\_2050\\_FIN AL%20VERSION\\_corrected%20%282%29.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/Full%20Roadmap%20freight%20buses%20Europe_2050_FIN_AL%20VERSION_corrected%20%282%29.pdf)

<sup>90</sup> Mierlo et al (2017) Comparative environmental assessment of alternative fueled vehicles using a life cycle assessment. Transportation Research Procedia 25 (2017) 3435–3445

<http://www.indiaenvironmentportal.org.in/files/file/environmental%20assessment%20of%20alternative%20fueled%20vehicles.pdf>

<sup>91</sup> LowCVP (2017) Emissions testing of gas-powered commercial vehicles <https://www.gov.uk/government/publications/emissions-testing-of-gas-powered-commercial-vehicles>

<sup>92</sup> LowCVP (2017) Emissions testing of gas-powered commercial vehicles <https://www.gov.uk/government/publications/emissions-testing-of-gas-powered-commercial-vehicles>

<sup>93</sup> TNO (2017) Emissions testing of two Euro VI LNG heavy-duty vehicles in the Netherlands: tank-to-wheel emissions <https://publications.tno.nl/publication/34625802/QoDRSe/TNO-2017-R11336.pdf>

<sup>94</sup> Clark et al (2017) Pump-to-Wheels Methane Emissions from the Heavy-Duty Transportation Sector. Environ. Sci. Technol. 2017, 51, 968–976 <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/acs.est.5b06059>

<sup>95</sup> EPA 2016. Greenhouse Gas Emissions and Fuel Efficiency Standards for Medium- and Heavy-Duty Engines and Vehicles - Phase 2. Regulatory Impact Analysis <https://nepis.epa.gov/Exe/ZyPDF.cgi/P100P7NS.PDF?Dockkey=P100P7NS.PDF>

<sup>96</sup> Personal communication with Volvo

<sup>97</sup> <https://www.volvotrucks.com/en-en/trucks/volvo-fh-series/volvo-fh-lng.html>

<sup>98</sup> NGVA (2017) Greenhouse Gas Intensity of Natural Gas <https://www.ngva.eu/downloads/press-release/2017-05-31-pr-release-ghg-intensity-from-natural-gas-study.pdf>

<sup>99</sup> Rodríguez et al (2018) Fuel consumption testing of tractortrailers in the European Union and the United States [https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/EU\\_HDV\\_Testing\\_BriefingPaper\\_20180515a.pdf](https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/EU_HDV_Testing_BriefingPaper_20180515a.pdf)

<sup>100</sup> <https://www.volvotrucks.com/en-en/trucks/volvo-fh-series/volvo-fh-lng.html>

<sup>101</sup> Ricardo (2016) The role of natural gas and biomethane in the transport sector [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016\\_02\\_TE\\_Natural\\_Gas\\_Biomethane\\_Study\\_FINAL.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016_02_TE_Natural_Gas_Biomethane_Study_FINAL.pdf)

<sup>102</sup> NGVA (2017) Greenhouse Gas Intensity of Natural Gas <https://www.ngva.eu/downloads/press-release/2017-05-31-pr-release-ghg-intensity-from-natural-gas-study.pdf>

<sup>103</sup> Data from NGVA: Energy consumption of 13.2 MJ/km; CH<sub>4</sub> emissions 0.133%wt, N<sub>2</sub>O emissions 0.019 g/km.

<sup>104</sup> Data from NGVA: Energy consumption of 13.2 MJ/km; CH<sub>4</sub> emissions 0.133%wt, N<sub>2</sub>O emissions 0.019 g/km.

<sup>105</sup> Supported by T&E calculation on HPDI, LowCVP (2017) Emissions testing of gas-powered commercial vehicles <https://www.gov.uk/government/publications/emissions-testing-of-gas-powered-commercial-vehicles>, and TNO (2017) Emissions testing of two Euro VI LNG heavy-duty vehicles in the Netherlands: tank-to-wheel emissions <https://publications.tno.nl/publication/34625802/QoDRSe/TNO-2017-R11336.pdf>

<sup>106</sup> Camuzeaux et al (2015) Influence of Methane Emissions and Vehicle Efficiency on the Climate Implications of Heavy-Duty Natural Gas Trucks. Environmental Science & Technology 49

<sup>107</sup> 441g CO<sub>2</sub> eq./km with a similar aerodynamic performance compared to current diesels from Earl et al. (2018) Analysis of long haul battery electric trucks in EU - Marketplace and technology, economic, environmental, and policy perspectives. 8th Commercial Vehicle Workshop, Graz, 17-18 May 2018.

<sup>108</sup> Ricardo (2016) The role of natural gas and biomethane in the transport sector [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016\\_02\\_TE\\_Natural\\_Gas\\_Biomethane\\_Study\\_FINAL.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016_02_TE_Natural_Gas_Biomethane_Study_FINAL.pdf)

<sup>109</sup> Stenersen & Thonstad (2017) GHG and NO<sub>x</sub> emissions from gas fueled engines - Mapping, verification, reduction technologies <https://www.nho.no/siteassets/nhos-filer-og-bilder/filer-og-dokumenter/nox-fondet/dette-er-nox-fondet/presentasjoner-og-rapporter/methane-slip-from-gas-engines-mainreport-1492296.pdf>

<sup>110</sup> Lindstad et al. (2018), Potential power setups, fuels and hull designs capable of satisfying future EEDI requirements, Transportation Research, Part D 63, 276–290 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1361920918302578>

<sup>111</sup> Ricardo (2016) The role of natural gas and biomethane in the transport sector [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016\\_02\\_TE\\_Natural\\_Gas\\_Biomethane\\_Study\\_FINAL.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016_02_TE_Natural_Gas_Biomethane_Study_FINAL.pdf)

<sup>112</sup> Ricardo (2016) The role of natural gas and biomethane in the transport sector [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016\\_02\\_TE\\_Natural\\_Gas\\_Biomethane\\_Study\\_FINAL.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016_02_TE_Natural_Gas_Biomethane_Study_FINAL.pdf)

<sup>113</sup> Ricardo (2016) The role of natural gas and biomethane in the transport sector [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016\\_02\\_TE\\_Natural\\_Gas\\_Biomethane\\_Study\\_FINAL.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016_02_TE_Natural_Gas_Biomethane_Study_FINAL.pdf)

<sup>114</sup> ICCT (2013) Assessment of the fuel cycle impact of liquefied natural gas as used in international shipping [https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCTwhitepaper\\_MarineLNG\\_130513.pdf](https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCTwhitepaper_MarineLNG_130513.pdf)

<sup>115</sup> Based on assumptions for stationary methane engines Verbeek et al. (2013) Natural gas in transport: An assessment of different routes. Report by CE Delft, ECN and TNO. <https://www.ecn.nl/publicaties/PdfFetch.aspx?nr=ECN-O--13-038>

<sup>116</sup> TNO (2015) LNG for trucks and ships: fact analysis. Review of pollutant and GHG emissions [http://www.nationaalngplatform.nl/wp-content/uploads/2016/04/TNO-report\\_LNG\\_fact\\_analysis.pdf](http://www.nationaalngplatform.nl/wp-content/uploads/2016/04/TNO-report_LNG_fact_analysis.pdf)

- <sup>117</sup> Ricardo (2016) The role of natural gas and biomethane in the transport sector [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016\\_02\\_TE\\_Natural\\_Gas\\_Biomethane\\_Study\\_FINAL.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016_02_TE_Natural_Gas_Biomethane_Study_FINAL.pdf)
- <sup>118</sup> Domagoj et al. (2018), LNG as a marine fuel in the EU Market, bunkering infrastructure investments and risks in the context of GHG reductions, UMAS <https://www.transportenvironment.org/publications/lng-marine-fuel-eu>
- <sup>119</sup> Domagoj et al. (2018), LNG as a marine fuel in the EU Market, bunkering infrastructure investments and risks in the context of GHG reductions, UMAS <https://www.transportenvironment.org/publications/lng-marine-fuel-eu>
- <sup>120</sup> NGVA (2017) Greenhouse Gas Intensity of Natural Gas <https://www.ngva.eu/downloads/press-release/2017-05-31-pr-release-ghg-intensity-from-natural-gas-study.pdf>
- <sup>121</sup> Smith (2018) Why LNG as the ship fuel of the future is a massive red herring <http://splash247.com/lng-ship-fuel-future-massive-red-herring/>
- <sup>122</sup> OECD/ITF (2018). Decarbonising Maritime Transport - Pathways to zero-carbon shipping by 2035 <https://www.itf-oecd.org/sites/default/files/docs/decarbonising-maritime-transport-2035.pdf>
- <sup>123</sup> Huang et al (2016) Emission factors of air pollutants from CNG-gasoline bi-fuel vehicles: Part II. CO, HC and NOx. Science of The Total Environment. Volume 565, Pages 698-705 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969716309998?via%3Dihub>
- <sup>124</sup> EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2016 - Emission factors [http://efdb.apps.eea.europa.eu/?source=%7B%22query%22%3A%7B%22match\\_all%22%3A%7B%7D%7D%2C%22display\\_type%22%3A%22tabular%22%7D](http://efdb.apps.eea.europa.eu/?source=%7B%22query%22%3A%7B%22match_all%22%3A%7B%7D%7D%2C%22display_type%22%3A%22tabular%22%7D)
- <sup>125</sup> Maricq (2009) How are emissions of nuclei mode particles affected by new PM control technologies and fuels?, Ford Motor Company, Health Effects Institute Annual Conference, 2009. [http://www.aqmd.gov/docs/default-source/technology-research/ultrafine-particles-conference/session6\\_5\\_mattimaricq.pdf](http://www.aqmd.gov/docs/default-source/technology-research/ultrafine-particles-conference/session6_5_mattimaricq.pdf)
- <sup>126</sup> Khalek et al (2017) Particle Number and Ash Emissions from Heavy Duty Natural Gas and Diesel w/DPF Engine. <https://wiki.unece.org/download/attachments/54428767/PMP-45-05%20Natural%20Gas-IAK.pdf?api=v2>
- <sup>127</sup> Maricq (2009) How are emissions of nuclei mode particles affected by new PM control technologies and fuels?, Ford Motor Company, Health Effects Institute Annual Conference, 2009. [http://www.aqmd.gov/docs/default-source/technology-research/ultrafine-particles-conference/session6\\_5\\_mattimaricq.pdf](http://www.aqmd.gov/docs/default-source/technology-research/ultrafine-particles-conference/session6_5_mattimaricq.pdf)
- <sup>128</sup> Hooftman, N.; Oliveira, L.; Messagie, M.; Coosemans, T.; Van Mierlo, J. Environmental Analysis of Petrol, Diesel and Electric Passenger Cars in a Belgian Urban Setting. *Energies* 2016, 9, 84. <http://www.mdpi.com/1996-1073/9/2/84>
- <sup>129</sup> Hooftman, N.; Oliveira, L.; Messagie, M.; Coosemans, T.; Van Mierlo, J. Environmental Analysis of Petrol, Diesel and Electric Passenger Cars in a Belgian Urban Setting. *Energies* 2016, 9, 84. <http://www.mdpi.com/1996-1073/9/2/84>
- <sup>130</sup> ICCT (2016) A technical summary of Euro 6/VI vehicle emission standards [https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT\\_Euro6-VI\\_briefing\\_jun2016.pdf](https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_Euro6-VI_briefing_jun2016.pdf)
- <sup>131</sup> LowCVP (2017) Emissions testing of Gas-Powered Commercial Vehicles <https://www.lowcvp.org.uk/assets/reports/LowCVP%202016%20DfT%20Test%20Programme%20Final%20Report.pdf>
- <sup>132</sup> TNO (2017) Emissions testing of two Euro VI LNG heavy-duty vehicles in the Netherlands: tank-to-wheel emissions <https://publications.tno.nl/publication/34625802/QoDRSe/TNO-2017-R11336.pdf>
- <sup>133</sup> Ricardo (2016) The role of natural gas and biomethane in the transport sector [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016\\_02\\_TE\\_Natural\\_Gas\\_Biomethane\\_Study\\_FINAL.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016_02_TE_Natural_Gas_Biomethane_Study_FINAL.pdf)
- <sup>134</sup> Volvo website retrieved 19.4.2018 <http://www.volvotrucks.com/en-en/trucks/volvo-fh-series/volvo-fh-lng.html>
- <sup>135</sup> Mendoza-Villafuerte et al. (JRC) (2017) NOx, NH3, N2O and PN real driving emissions from a Euro VI heavy-duty vehicle. Impact of regulatory on-road test conditions on emissions. Science of The Total Environment olume 609 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969717318715?via%3Dihub>
- <sup>136</sup> LowCVP presentation 10.7.2017 National Policy outlook <https://www.lowcvp.org.uk/assets/presentations/1.+National+Policy+Outlook,+Autmun+2017+--+Dan+Hayes,+LowCVP.pdf>
- <sup>137</sup> CIVITAS Policy Analysis (2013) Smart choices for cities Clean buses for your city [http://www.eltis.org/sites/default/files/trainingmaterials/civ\\_pol-an\\_web.pdf](http://www.eltis.org/sites/default/files/trainingmaterials/civ_pol-an_web.pdf)
- <sup>138</sup> Giechaskiel - JRC (2018) Solid Particle Number Emission Factors of Euro VI Heavy-Duty Vehicles on the Road and in the Laboratory [www.mdpi.com/1660-4601/15/2/304/pdf](http://www.mdpi.com/1660-4601/15/2/304/pdf) International Journal of Environmental Research and Public Health
- <sup>139</sup> Transport & Environment (2015) Don't Breathe Here. [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/Dont\\_Breathe\\_Here\\_report\\_FINAL.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/Dont_Breathe_Here_report_FINAL.pdf)
- <sup>140</sup> Ricardo (2016) The role of natural gas and biomethane in the transport sector [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016\\_02\\_TE\\_Natural\\_Gas\\_Biomethane\\_Study\\_FINAL.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016_02_TE_Natural_Gas_Biomethane_Study_FINAL.pdf)
- <sup>141</sup> Thiruvengadam et al (2015) Emission rates of regulated pollutants from current technology heavy-duty diesel and natural gas goods, movement vehicles. Environmental science and technology 2015, 49. <https://pubs.acs.org/doi/full/10.1021/acs.est.5b00943>
- <sup>142</sup> LowCVP (2017) Emissions testing of Gas-Powered Commercial Vehicles <https://www.lowcvp.org.uk/assets/reports/LowCVP%202016%20DfT%20Test%20Programme%20Final%20Report.pdf>
- <sup>143</sup> TNO (2015) LNG for trucks and ships: fact analysis Review of pollutant and GHG emissions [http://www.nationaallngplatform.nl/wp-content/uploads/2016/04/TNO-report\\_LNG\\_fact\\_analysis.pdf](http://www.nationaallngplatform.nl/wp-content/uploads/2016/04/TNO-report_LNG_fact_analysis.pdf)
- <sup>144</sup> TNO (2015) LNG for trucks and ships: fact analysis Review of pollutant and GHG emissions [http://www.nationaallngplatform.nl/wp-content/uploads/2016/04/TNO-report\\_LNG\\_fact\\_analysis.pdf](http://www.nationaallngplatform.nl/wp-content/uploads/2016/04/TNO-report_LNG_fact_analysis.pdf)

- <sup>145</sup> Khalek et al (2017) Particle Number and Ash Emissions from Heavy Duty Natural Gas and Diesel w/DPF Engine. <https://wiki.unece.org/download/attachments/54428767/PMP-45-05%20Natural%20Gas-IAK.pdf?api=v2>
- <sup>146</sup> ICCT (2013) Assessment of the fuel cycle impact of liquefied natural gas as used in international shipping [https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCTwhitepaper\\_MarineLNG\\_130513.pdf](https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCTwhitepaper_MarineLNG_130513.pdf)
- <sup>147</sup> Ricardo (2016) The role of natural gas and biomethane in the transport sector [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016\\_02\\_TE\\_Natural\\_Gas\\_Biomethane\\_Study\\_FINAL.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016_02_TE_Natural_Gas_Biomethane_Study_FINAL.pdf)
- <sup>148</sup> ICCT (2017) Greenhouse gas emissions from global shipping, 2013–2015 <https://www.theicct.org/publications/GHG-emissions-global-shipping-2013-2015>
- <sup>149</sup> Dan Lack, 2017, An update to the investigation of appropriate control measures (abatement technologies) to reduce Black Carbon emissions from international shipping. Submitted to IMO by Canada as PPR 5/INF.7.
- <sup>150</sup> LR & UMAS (2017) Zero Emission Vessels 2030. <https://www.ucl.ac.uk/bartlett/energy/news/2017/dec/defining-decarbonisation-pathway-shipping-zero-emission-vessels-2030-study-released>
- <sup>151</sup> Quartz 23.11.2017 China's first all-electric zero-emissions cargo ship is going to be used to transport coal <https://qz.com/1137026/chinas-first-all-electric-cargo-ship-is-going-to-be-used-to-transport-coal/>
- <sup>152</sup> Ship Technology (accessed 7.9.2018) Ampere Electric-Powered Ferry <https://www.ship-technology.com/projects/norled-zerocat-electric-powered-ferry/>
- <sup>153</sup> Scarlat, Dallemand & Fahl (2018) Biogas: Developments and perspectives in Europe Renewable Energy Volume 129 p.457-472
- <sup>154</sup> Malins (2017) What role is there for electrofuel technologies in European transport's low carbon future? [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2017\\_11\\_Cerology\\_study\\_What\\_role\\_electrofuels\\_final\\_0.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2017_11_Cerology_study_What_role_electrofuels_final_0.pdf)
- <sup>155</sup> Transport & Environment (2017) Electrofuels what role in EU transport decarbonisation? [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2017\\_11\\_Briefing\\_electrofuels\\_final.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2017_11_Briefing_electrofuels_final.pdf)
- <sup>156</sup> Cerology, 2017, Thought for food, A review of the interaction between biofuel consumption and food markets. [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/Cerology\\_Thought-for-food\\_September2017.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/Cerology_Thought-for-food_September2017.pdf)
- <sup>157</sup> Renewable energy directive proposal Annex VI <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=COM%3A2016%3A767%3AFIN>
- <sup>158</sup> Valin et. al. (2015) The land use change impact of biofuels consumed in the EU - Quantification of area and greenhouse gas impacts p. 59 [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Final%20Report\\_GLOBIOM\\_publication.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Final%20Report_GLOBIOM_publication.pdf)
- <sup>159</sup> Holmberg et al. (2015) Measurements of methane emissions from biogas production - Data collection and comparison of measurement methods. Energiforsk Report 2015:158. <http://www.sgc.se/ckfinder/userfiles/files/EF2015-158+methane+emissions+measuring.pdf>
- <sup>160</sup> JRC - Solid and gaseous bioenergy pathways. Input and GHG emissions: calculated according to the methodology set in COM (2016)767 - compendium excel sheets [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/biogas\\_and\\_solid\\_biomass\\_database\\_jrc\\_red-recast\\_v1a\\_july2017\\_protected.xlsx](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/biogas_and_solid_biomass_database_jrc_red-recast_v1a_july2017_protected.xlsx)
- <sup>161</sup> Malins (2018). What role for electromethane and electroammonia technologies in European transport's low carbon future? - Addendum to What role for electrofuel technologies in European transport's low carbon future? [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2018\\_06\\_Cerology\\_What-role-electromethane-and-electroammonia\\_June2018.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2018_06_Cerology_What-role-electromethane-and-electroammonia_June2018.pdf)
- <sup>162</sup> Malins (2017) What role is there for electrofuel technologies in European transport's low carbon future? [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2017\\_11\\_Cerology\\_study\\_What\\_role\\_electrofuels\\_final\\_0.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2017_11_Cerology_study_What_role_electrofuels_final_0.pdf)
- <sup>163</sup> Timpe et al. (2017) Improving the accounting of renewable electricity in transport within the new EU Renewable Energy Directive <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/improving-the-accounting-of-renewable-electricity-in-transport-within-the-new-eu-renewable-energy-di/>
- <sup>164</sup> BBC 6.6.2018. Key 'step forward' in cutting cost of removing CO<sub>2</sub> from air <https://www.bbc.com/news/science-environment-44396781>
- <sup>165</sup> Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018): The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels. [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost\\_2050/Agora\\_SynKost\\_Study\\_EN\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf)
- <sup>166</sup> Malins (2018). What role for electromethane and electroammonia technologies in European transport's low carbon future? - Addendum to What role for electrofuel technologies in European transport's low carbon future? [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2018\\_06\\_Cerology\\_What-role-electromethane-and-electroammonia\\_June2018.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2018_06_Cerology_What-role-electromethane-and-electroammonia_June2018.pdf)
- <sup>167</sup> EurObserv'ER Biogas barometer 2017 <https://www.eurobserv-er.org/biogas-barometer-2017/>
- <sup>168</sup> Ce Delft (2016) Optimal use of biogas from waste streams - An assessment of the potential of biogas from digestion in the EU beyond 2020 [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ce\\_delft\\_3g84\\_biogas\\_beyond\\_2020\\_final\\_report.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ce_delft_3g84_biogas_beyond_2020_final_report.pdf)
- <sup>169</sup> Eurostat - Supply, transformation and consumption of gas - annual data (nrg\_103a)
- <sup>170</sup> Scarlat, Dallemand & Fahl (2018) Biogas: Developments and perspectives in Europe Renewable Energy Volume 129 p.457-472
- <sup>171</sup> Jan Stambasky - President of European Biogas Association. (2018) Status and outlook of biomethane in Europe. 5th International Conference on Renewable Energy Gas Technology. Toulouse, France 2018
- <sup>172</sup> Ce Delft (2016) Optimal use of biogas from waste streams - An assessment of the potential of biogas from digestion in the EU beyond 2020 [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ce\\_delft\\_3g84\\_biogas\\_beyond\\_2020\\_final\\_report.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ce_delft_3g84_biogas_beyond_2020_final_report.pdf)

- <sup>173</sup> Ecofys et al. (2018) Gas For Climate [https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Ecofys\\_Gas\\_for\\_Climate\\_Feb2018.pdf](https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Ecofys_Gas_for_Climate_Feb2018.pdf)
- <sup>174</sup> Baldino, C., Pavlenko, N., & Searle, S. (in press). The potential for low carbon renewable gas in heat, power, and transport in the European. Washington, DC: International Council on Clean Transportation.
- <sup>175</sup> CIB (2017) The Development of Biomethane: A Sustainable choice for the Economy and the Environment. p.9 <https://www.consorziobiogas.it/wp-content/uploads/2017/05/LA-BIOGAS-REFINERY-ENG-2017-FINAL.pdf>
- <sup>176</sup> Transport & Environment (2017). A target for advanced biofuels. <https://www.transportenvironment.org/publications/target-advanced-biofuels>
- <sup>177</sup> Presented in a project workshop for and excluded from final report: Ce Delft (2016) Optimal use of biogas from waste streams - An assessment of the potential of biogas from digestion in the EU beyond 2020 [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ce\\_delft\\_3g84\\_biogas\\_beyond\\_2020\\_final\\_report.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ce_delft_3g84_biogas_beyond_2020_final_report.pdf)
- <sup>178</sup> Baldino, C., Pavlenko, N., & Searle, S. (in press). The potential for low carbon renewable gas as a transport fuel in France, Italy, and Spain. Washington, DC: International Council on Clean Transportation.
- <sup>179</sup> Malins (2018). What role for electromethane and electroammonia technologies in European transport's low carbon future? - Addendum to What role for electrofuel technologies in European transport's low carbon future? [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2018\\_06\\_Cerology\\_What-role-electromethane-and-electroammonia\\_June2018.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2018_06_Cerology_What-role-electromethane-and-electroammonia_June2018.pdf)
- <sup>180</sup> Christensen & Petrenko (2017) CO<sub>2</sub>-Based Synthetic Fuel: Assessment of Potential European Capacity and Environmental Performance [https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/CO2-based-synthetic-fuel-EU-assessment\\_ICCT-consultant-report\\_14112017\\_vF\\_2.pdf](https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/CO2-based-synthetic-fuel-EU-assessment_ICCT-consultant-report_14112017_vF_2.pdf)
- <sup>181</sup> Baldino, C., Pavlenko, N., & Searle, S. (in press). The potential for low carbon renewable gas as a transport fuel in France, Italy, and Spain. Washington, DC: International Council on Clean Transportation.
- <sup>182</sup> Hydrogen Council (2017) Hydrogen Scaling up - A sustainable pathway for the global energy transition. <http://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-scaling-up-Hydrogen-Council.pdf>
- <sup>183</sup> Malins (2018). What role for electromethane and electroammonia technologies in European transport's low carbon future? - Addendum to What role for electrofuel technologies in European transport's low carbon future? [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2018\\_06\\_Cerology\\_What-role-electromethane-and-electroammonia\\_June2018.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2018_06_Cerology_What-role-electromethane-and-electroammonia_June2018.pdf)
- <sup>184</sup> Enea consulting (2016) The Potential of Power-to-Gas <http://www.enea-consulting.com/wp-content/uploads/2016/01/ENEA-Consulting-The-potential-of-power-to-gas.pdf>
- <sup>185</sup> Malins (2018). What role for electromethane and electroammonia technologies in European transport's low carbon future? - Addendum to What role for electrofuel technologies in European transport's low carbon future? [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2018\\_06\\_Cerology\\_What-role-electromethane-and-electroammonia\\_June2018.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2018_06_Cerology_What-role-electromethane-and-electroammonia_June2018.pdf)
- <sup>186</sup> Ce Delft (2016) Optimal use of biogas from waste streams - An assessment of the potential of biogas from digestion in the EU beyond 2020 [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ce\\_delft\\_3g84\\_biogas\\_beyond\\_2020\\_final\\_report.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ce_delft_3g84_biogas_beyond_2020_final_report.pdf)
- <sup>187</sup> Baldino, C., Pavlenko, N., & Searle, S. (in press). The potential for low carbon renewable gas as a transport fuel in France, Italy, and Spain. Washington, DC: International Council on Clean Transportation.
- <sup>188</sup> Eurostat (2018) Natural gas price statistics [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Natural\\_gas\\_price\\_statistics](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Natural_gas_price_statistics)
- <sup>189</sup> Malins (2018). What role for electromethane and electroammonia technologies in European transport's low carbon future? - Addendum to What role for electrofuel technologies in European transport's low carbon future? [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2018\\_06\\_Cerology\\_What-role-electromethane-and-electroammonia\\_June2018.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2018_06_Cerology_What-role-electromethane-and-electroammonia_June2018.pdf)
- <sup>190</sup> Malins (2018). What role for electromethane and electroammonia technologies in European transport's low carbon future? - Addendum to What role for electrofuel technologies in European transport's low carbon future? [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2018\\_06\\_Cerology\\_What-role-electromethane-and-electroammonia\\_June2018.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2018_06_Cerology_What-role-electromethane-and-electroammonia_June2018.pdf)
- <sup>191</sup> Malins (2017) The role of electrofuel technologies in Europe's low-carbon transport future <https://www.transportenvironment.org/publications/role-electrofuel-technologies-europes-low-carbon-transport-future>
- <sup>192</sup> Ecofys (2018) Gas for Climate [https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Ecofys\\_Gas\\_for\\_Climate\\_Feb2018.pdf](https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Ecofys_Gas_for_Climate_Feb2018.pdf)
- <sup>193</sup> E3G (2015) Europe's declining gas demand, Trends and Facts on European gas consumption [https://www.e3g.org/docs/E3G\\_Trends\\_EU\\_Gas\\_Demand\\_June2015\\_Final\\_110615.pdf](https://www.e3g.org/docs/E3G_Trends_EU_Gas_Demand_June2015_Final_110615.pdf)
- <sup>194</sup> Van der Leun (2016) opinion in NRC <https://www.nrc.nl/nieuws/2017/10/26/behoud-het-gasnet-en-gebruik-het-slim-13672390-a1578651>
- <sup>195</sup> Ecofys et al. (2018) Gas For Climate [https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Ecofys\\_Gas\\_for\\_Climate\\_Feb2018.pdf](https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Ecofys_Gas_for_Climate_Feb2018.pdf)
- <sup>196</sup> Ce Delft (2016) Optimal use of biogas from waste streams - An assessment of the potential of biogas from digestion in the EU beyond 2020 [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ce\\_delft\\_3g84\\_biogas\\_beyond\\_2020\\_final\\_report.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ce_delft_3g84_biogas_beyond_2020_final_report.pdf)
- <sup>197</sup> Ecofys et al. (2018) Gas For Climate [https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Ecofys\\_Gas\\_for\\_Climate\\_Feb2018.pdf](https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Ecofys_Gas_for_Climate_Feb2018.pdf)
- <sup>198</sup> FVV (2016) Renewables in Transport 2050. [http://www.lbst.de/news/2016\\_docs/FVV\\_H1086\\_Renewables-in-Transport-2050-Kraftstoffstudie\\_II.pdf](http://www.lbst.de/news/2016_docs/FVV_H1086_Renewables-in-Transport-2050-Kraftstoffstudie_II.pdf)
- <sup>199</sup> Curran et al. (2014) Well-to-wheel analysis of direct and indirect use of natural gas in passenger vehicles. Energy Vol 75 (2014), p.194-203. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214008573>

- <sup>200</sup> Curran et al. (2014) Well-to-wheel analysis of direct and indirect use of natural gas in passenger vehicles. Energy Vol 75 (2014), p.194-203. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214008573>
- <sup>201</sup> Domagoj et al. (2018), LNG as a marine fuel in the EU Market, bunkering infrastructure investments and risks in the context of GHG reductions, UMAS <https://www.transportenvironment.org/publications/Lng-marine-fuel-eu>
- <sup>202</sup> GIE (2018) Small-Scale LNG database 2018 <http://www.gie.eu/index.php/news/gie-news/13-news/gie/356-pr28february2018>
- <sup>203</sup> Les Echos 13.4.2016 La métropole lilloise met du biométhane dans ses bus [https://www.lesechos.fr/13/04/2016/LesEchos/22170-115-ECH\\_la-metropole-lilloise-met-du-biomethane-dans-ses-bus.htm](https://www.lesechos.fr/13/04/2016/LesEchos/22170-115-ECH_la-metropole-lilloise-met-du-biomethane-dans-ses-bus.htm)
- <sup>204</sup> Timpe et al (2017) Improving the accounting of renewable electricity in transport within the new EU Renewable Energy Directive. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Improving-accounting-of-renewable-electricity-in-transport.pdf>
- <sup>205</sup> Energy prices and costs in Europe - SWD(2016) 420 [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com\\_2016\\_769.en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com_2016_769.en.pdf)
- <sup>206</sup> <http://cng-europe.com>
- <sup>207</sup> Umwelt Bundesamt (2015) Future measures for fuel savings and GHG reduction of heavy-duty vehicles [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte\\_32\\_2015\\_summary\\_future\\_measures\\_for\\_fuel\\_savings.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_32_2015_summary_future_measures_for_fuel_savings.pdf)
- <sup>208</sup> CE Delft (2017) Natural gas in the transport sector in EU MS - Tax level and consumption [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2017\\_01\\_CE\\_Delft\\_Natural\\_gas\\_in\\_transport\\_sector\\_EU\\_MS\\_Tax\\_level\\_consumption.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2017_01_CE_Delft_Natural_gas_in_transport_sector_EU_MS_Tax_level_consumption.pdf)
- <sup>209</sup> European Commission DG Taxud. EXCISE DUTY TABLES Part II Energy products and Electricity (1.1.2018 situation) [https://ec.europa.eu/taxation\\_customs/sites/taxation/files/resources/documents/taxation/excise\\_duties/energy\\_products/rates/excise\\_duties-part\\_ii\\_energy\\_products\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/taxation_customs/sites/taxation/files/resources/documents/taxation/excise_duties/energy_products/rates/excise_duties-part_ii_energy_products_en.pdf)
- <sup>210</sup> CE Delft (2017) Natural gas in the transport sector in EU MS - Tax level and consumption [https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2017\\_01\\_CE\\_Delft\\_Natural\\_gas\\_in\\_transport\\_sector\\_EU\\_MS\\_Tax\\_level\\_consumption.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2017_01_CE_Delft_Natural_gas_in_transport_sector_EU_MS_Tax_level_consumption.pdf)
- <sup>211</sup> Based on data from <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/co2-cars-emission-13>
- <sup>212</sup> Automotive News Europe 30.6.2018 CNG car sales set to rise on tougher emissions rules <http://europe.autonews.com/article/20180630/ANE/180619948/cng-car-sales-set-to-rise-on-tougher-emissions-rules>
- <sup>213</sup> [http://www.eafo.eu/europe#europe\\_ng\\_sales\\_vols\\_graph\\_anchor](http://www.eafo.eu/europe#europe_ng_sales_vols_graph_anchor)
- <sup>214</sup> Autonews.com (2009) Green incentives fuel big growth in LPG sales in Italy. Link: <http://www.autonews.com/article/20090414/ANE02/904149997/green-incentives-fuel-big-growth-in-lpg-sales-in-italy>
- <sup>215</sup> European Alternative Fuels Observatory (2018) Italy Country Profile. Link: <http://www.eafo.eu/content/italy>
- <sup>216</sup> European Alternative Fuels Observatory (2018) Italy Country Profile. Link: <http://www.eafo.eu/content/italy>
- <sup>217</sup> European Environment Agency (2018) Monitoring of CO<sub>2</sub> emissions from passenger cars, 2017 provisional database, Link: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/co2-cars-emission-14>
- <sup>218</sup> NGV global news 16.9.2017 Italy Updates Alt-Fuel Incentives for Road Freight Sector <https://www.ngvglobal.com/blog/italy-updates-incentives-road-freight-sector-0916>
- <sup>219</sup> European Alternative Fuels observatory (2018) <http://www.eafo.eu/content/germany>
- <sup>220</sup> Ministère de la transition écologique et solidaire 10.1.2018 Bonus-malus écologique, prime à la conversion et bonus vélo <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/bonus-malus-ecologique-prime-conversion-et-bonus-velo>
- <sup>221</sup> Gaz-mobilite.fr 17.2.2017 Véhicules GNV et fiscalité : quelles aides en France en 2017? <https://www.gaz-mobilite.fr/actus/aides-fiscalite-vehicules-gnv-2017-france-1503.html>
- <sup>222</sup> Volkswagen Group Media (2018) Volkswagen Group and industrial partners: new campaigns and new model for successful CNG mobility. [https://www.discover-cng.com/en/wp-content/uploads/sites/2/2018/03/21.02.18\\_Media-information.pdf](https://www.discover-cng.com/en/wp-content/uploads/sites/2/2018/03/21.02.18_Media-information.pdf)
- <sup>223</sup> S&P Global Platts 10.5.2018 Analysis: Total to provide credit support for US LNG truck purchases <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/051018-analysis-total-to-provide-credit-support-for-us-lng-truck-purchases>
- <sup>224</sup> EIB (2018) EIB backs EUR 6.5 billion energy, SME, transport and urban investment. <http://www.eib.org/en/infocentre/press/releases/all/2018/2018-030-eib-backs-eur-6-5-billion-energy-sme-transport-and-urban-investment.htm>
- <sup>225</sup> Friends of the Earth (2018) Commission issues €200m new subsidies for fossil fuels <http://www.foeeurope.org/Commission-issues-200m-new-subsidies-fossil-fuels-250128>
- <sup>226</sup> Tagliapietra & Zachmann (2016) Rethinking the security of the European Union's gas supply <http://bruegel.org/2016/01/rethinking-the-security-of-the-european-unions-gas-supply/>
- <sup>227</sup> European Commission DG Ener (2018) Quarterly Report on European Gas Markets. Volume 10 (issue 3; third quarter of 2017) [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly\\_report\\_on\\_european\\_gas\\_markets\\_q3\\_2017\\_final\\_20171221\\_inalcover.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_gas_markets_q3_2017_final_20171221_inalcover.pdf)
- <sup>228</sup> IGU 2017 World LNG Report [https://www.igu.org/sites/default/files/103419-World\\_IGU\\_Report\\_no%20crops.pdf](https://www.igu.org/sites/default/files/103419-World_IGU_Report_no%20crops.pdf)
- <sup>229</sup> Reuters 12.12.2017 World Bank to cease financing upstream oil and gas after 2019 <https://www.reuters.com/article/us-climatechange-summit-worldbank/world-bank-to-cease-financing-upstream-oil-and-gas-after-2019-idUSKBN1E61LE>
- <sup>230</sup> Schmidt et al. (2016) Renewables in transport 2050 - Empowering a sustainable mobility future with zero emissions fuels from renewable electricity - Europe and Germany p. 77-78 [http://www.lbst.de/news/2016\\_docs/FVV\\_H1086\\_Renewables-in-Transport-2050-Kraftstoffstudie\\_II.pdf](http://www.lbst.de/news/2016_docs/FVV_H1086_Renewables-in-Transport-2050-Kraftstoffstudie_II.pdf)

- 
- <sup>231</sup> ENTSO-G (2017) Ten-year network development plan  
[https://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/TYNDP/2017/entsog\\_tyndp\\_2017\\_main\\_170428\\_web\\_xs.pdf](https://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/TYNDP/2017/entsog_tyndp_2017_main_170428_web_xs.pdf)
- <sup>232</sup> <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/06/NG-87.pdf>
- <sup>233</sup> Eurogas (2014) Long-term outlook for gas to 2035. [http://www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas\\_Brochure\\_Long-Term\\_Outlook\\_for\\_gas\\_to\\_2035.pdf](http://www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas_Brochure_Long-Term_Outlook_for_gas_to_2035.pdf)
- <sup>234</sup> Euractiv 16.3.2018 Gas chief: 'We expect at least 10% of the car market in 2030'  
<https://www.euractiv.com/section/energy/interview/gas-chief-we-expect-at-least-10-of-the-car-market-in-2030/>
- <sup>235</sup> Corporate Europe observatory (2017) The Great Gas Lock-in <https://corporateeurope.org/climate-and-energy/2017/10/great-gas-lock>
- <sup>236</sup> Financial Tiems (3.1.2018) Russia's gas exports to Europe rise to record high  
<https://www.ft.com/content/7b86f4be-f08e-11e7-b220-857e26d1aca4>
- <sup>237</sup> Email from Gazprom Germany to NGVA, to which T&E had access by chance.
- <sup>238</sup> Europapress 6.2.2018 El 5% de los vehículos que venderá Seat en 2018 en España será híbrido de gas natural  
<http://www.europapress.es/motor/coches-00640/noticia-vehiculos-vendera-seat-2018-espana-sera-hibrido-gas-natural-20180206110653.html>
- <sup>239</sup> Seat 12.4.2018 Luca de Meo at the GASNAM Congress <http://www.seat.com/corporate/news/corporate/cng-technology-volkswagen-group.html>
- <sup>240</sup> EEA (2018) Monitoring of CO<sub>2</sub> emissions from passenger cars – Regulation (EC) No 443/2009 <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/co2-cars-emission-14>
- <sup>241</sup> Transport & Environment (2018) CO<sub>2</sub> emissions from cars - the facts <https://www.transportenvironment.org/publications/co2-emissions-cars-facts>
- <sup>242</sup> Bloomberg 1.6.2018. Here's What Fiat Chrysler's Five-Year Road Map Looks Like  
<https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-06-01/what-to-expect-from-marchionne-s-farewell-show-at-fiat-chrysler>
- <sup>243</sup> Audi Technology portal (2018) Audi e-gas. [https://www.audi-technology-portal.de/en/mobility-for-the-future/audi-future-lab-mobility\\_en/audi-future-energies\\_en/audi-e-gas\\_en](https://www.audi-technology-portal.de/en/mobility-for-the-future/audi-future-lab-mobility_en/audi-future-energies_en/audi-e-gas_en)
- <sup>244</sup> based on [NGVA catalogue](#) and recent announcement by Volvo.
- <sup>245</sup> Volvo website "(7.9.2018) "Towards Zero Emissions" <https://www.volvotrucks.com/en-en/trucks/volvo-fh-series/volvo-fh-lng.html>
- <sup>246</sup> Malins (2018). What role for electromethane and electroammonia technologies in European transport's low carbon future? - Addendum to What role for electrofuel technologies in European transport's low carbon future?  
[https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2018\\_06\\_Cerulogy\\_What-role-electromethane-and-electroammonia\\_June2018.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2018_06_Cerulogy_What-role-electromethane-and-electroammonia_June2018.pdf)
- <sup>247</sup> CE Delft (2017) Natural gas in the transport sector in EU MS - Tax level and consumption  
[https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2017\\_01\\_CE\\_Delft\\_Natural\\_gas\\_in\\_transport\\_sector\\_EU\\_MS\\_Tax\\_level\\_consumption.pdf](https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2017_01_CE_Delft_Natural_gas_in_transport_sector_EU_MS_Tax_level_consumption.pdf)
- <sup>248</sup> Exerga et al. (2015). Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas.  
<https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Study%20on%20Actual%20GHG%20Data%20Oil%20Gas%20Final%20Report.pdf>