



GNC e GNL per auto e navi – I fatti

Ottobre 2018

Transport & Environment

Data di pubblicazione: Ottobre 2018

Analisi di Transport & Environment

© 2018 European Federation for Transport and Environment AISBL

Nel caso di differenze tra l'inglese e un'altra lingua, la versione ufficiale da considerarsi è quella inglese.

Ulteriori informazioni

Jori Sihvonen

Clean Fuels Officer

Transport & Environment

jori.sihvonen@transportenvironment.org

Tel: +32(0)2 851 02 28

Square de Meeûs, 18, 2nd floor | B-1050 | Brussels | Belgium

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

Ringraziamenti

T&E ringrazia per il contributo Sujith Kollamthodi di RICARDO Energy & Environment, Stephanie Searle e Oscar Delgado dell'International Council on Clean Transportation (ICCT), Stijn Carton della European Climate Foundation (ECF) e Antoine Simon di Friends of the Earth Europe (FOEE) per la revisione del rapporto.

Sintesi

L'UE ha accettato di ridurre le emissioni di gas a effetto serra di almeno l'80-95% entro il 2050: questo è stato questo l'elemento trainante degli accordi di Parigi che prevedono l'azzeramento delle emissioni nette entro la metà del secolo. Questa politica climatica richiede l'abbandono del petrolio, che attualmente copre la quasi totalità del fabbisogno energetico dei trasporti. Oltre alla transizione verso tecnologie a emissioni zero come le batterie o l'idrogeno, le autorità di regolamentazione e i governi di tutta Europa stanno valutando quale ruolo potrebbe svolgere il metano nella decarbonizzazione dei trasporti. Sia l'Unione Europea che diversi governi nazionali sostengono l'uso del metano nei trasporti attraverso regolamenti, agevolazioni fiscali e sovvenzioni. L'industria del gas - che si trova ad affrontare una domanda stagnante o in calo in altri settori in Europa - considera i trasporti come un mercato in forte crescita.

Questo rapporto riassume gli ultimi dati sull'impatto ambientale dell'uso del gas come carburante per autotrazione. Il documento si basa sulla letteratura più aggiornata, sui risultati dei test e i più recenti dati disponibili. Si riallaccia ad un precedente rapporto dell'AEA-Ricardo, ma analizza in modo più dettagliato alcuni aspetti, quali il ruolo del metano rinnovabile (biometano e metano sintetico) e l'impatto della politica fiscale.

Impatti sul clima

I veicoli e le navi a gas hanno prestazioni simili a quelli alimentati con altri carburanti fossili. Sulla base dei più recenti dati disponibili, il gas fossile utilizzato nei trasporti non presenta benefici climatici significativi rispetto ai carburanti derivati dal petrolio, mentre includendo gli effetti delle perdite di metano nell'upstream, i benefici si annullano in quasi tutti i casi.

Le prestazioni complessive (dal pozzo alla ruota/WTW) dei gas serra individuate in questo studio (con medie emissioni upstream) vanno da -12% a +9%, a seconda del mezzo di trasporto. Per le autovetture, le riduzioni di gas serra sono le più basse, con un intervallo compreso tra -7% e +6% rispetto al diesel. Nei veicoli pesanti, l'intervallo è compreso tra -2% e +5% rispetto ai migliori autocarri diesel della categoria a seconda del carburante e della tecnologia motoristica. Nel settore navale le cifre vanno da -12% a +9% rispetto al gasolio nautico (MGO), ma queste cifre dipendono fortemente dalle fughe di metano.

Non è stata trovata alcuna prova a sostegno del vantaggio teorico dei veicoli a gas sulla base del minore contenuto di carbonio. In realtà, la scarsa efficienza del motore a gas spesso annulla i benefici già al tubo di scappamento. Questo conferma la necessità di politiche basate sulle prestazioni misurate (attraverso i test ufficiali dell'UE), non sul tipo di carburante. Delle incertezze persistono anche in merito alle perdite di metano nel veicolo, mentre l'impatto delle operazioni di evaporazione e di ventilazione, ancora non ben documentato, potrebbe risultare in un impatto nettamente negativo delle prestazioni ambientali dei veicoli a gas.

Il metano è un gas serra molto potente. Su un periodo di 100 anni è 28 volte più potente della CO₂. Nel 2010 il metano rappresentava il 20% delle emissioni globali di gas serra. Queste emissioni (550 Mt) crescono ogni anno di 25 Mt, con 17Mt di crescita legata all'estrazione di combustibili fossili.

Le fuoriuscite di metano - il metano non bruciato rilasciato nell'atmosfera - si producono lungo tutta la filiera (estrazione, trasporto, rifornimento) ed hanno un ruolo importante nell'impatto globale del gas fossile sul clima. Attualmente, le emissioni medie delle perdite di metano nella filiera del gas fossile ammontano al 2,2% del gas prodotto, con una percentuale che varia tra lo 0,2% e il 10%.

Dati recenti suggeriscono che le emissioni di metano nell'upstream siano molto sottovalutate - fino al 60%, per cui è molto probabile che le emissioni upstream di GNC/GNL e, di conseguenza, le emissioni di gas serra WTW o "alla scia" (wake) siano di gran lunga superiori ai valori sopracitati (basate su valori 'medi' per le emissioni upstream). Poiché il metano è un

potente gas a effetto serra, nel breve periodo, qualsiasi beneficio dei veicoli a gas si concretizzerebbe solo dopo diversi decenni, ben oltre la prevista completa decarbonizzazione dell'economia UE.

Impatti sulla qualità dell'aria

I benefici della qualità dell'aria derivanti dall'uso di gas fossile nel trasporto su strada sono limitati. I veicoli a gas hanno prestazioni simili a quelle delle auto a benzina e risultano di poco superiori alle auto diesel che rispettano i nuovi limiti RDE. La Commissione europea sta lavorando al limite Euro 7, che ridurrà ulteriormente, o annullerà, i vantaggi del gas rispetto alle auto diesel. Miglioramenti ben più consistenti della qualità dell'aria potrebbero essere ottenuti passando a vetture a zero emissioni.

Nel caso dei camion, GNC e GNL non offrono vantaggi significativi (NOx, PM) rispetto ai veicoli conformi alla normativa Euro VI. La tecnologia HPDI ha emissioni di NOx leggermente superiori. Le emissioni di particolato sono anche più elevate nel trasporto a metano, rispetto al diesel. Per le navi, il GNL presenta un chiaro vantaggio rispetto all'olio combustibile pesante, anche se prestazioni analoghe possono essere ottenute dotando le navi di sistemi di post-trattamento come SCR e DPF e utilizzando gasolio marino a basso tenore di zolfo.

Metano rinnovabile

Il biometano e il metano sintetico possono avere emissioni di gas serra (significativamente) inferiori rispetto al gas fossile. Tuttavia, le materie prime sostenibili per produrre il biometano (rifiuti e residui) sono limitate e non possono essere dimensionate sostenibilmente. Anche immaginando che il massimo potenziale sostenibile venga prodotto e che tutto il biometano sia destinato ai trasporti - cosa molto improbabile - il biometano arriverebbe a coprire tra il 6,2 e il 9,5% del fabbisogno energetico dei trasporti. Ora, solo il 4% circa del gas consumato nell'UE è rinnovabile e viene prodotto principalmente da coltivazioni come il mais. La rete del gas ha solo lo 0,5% di rinnovabili, rispetto al quasi 30% presente nella produzione elettrica. Meno dell'1% del biogas prodotto è attualmente impiegato nei trasporti.

Il biogas ricavato da colture energetiche (ad esempio dal mais) causa importanti emissioni indirette dovute al cambiamento d'uso del suolo. Questi impatti eliminano la maggior parte dei benefici dei gas serra rispetto al gas fossile. Inoltre si aggiungono le questioni della biodiversità e della concorrenza con la produzione alimentare. Per questi motivi, ai sensi della direttiva sulle energie rinnovabili, il biogas di origine vegetale per i trasporti viene limitato.

Il metano prodotto con l'elettricità (metano sintetico) è inefficiente e costoso da produrre (almeno cinque volte) e aumenterebbe di molto la domanda di elettricità rinnovabile. L'elettricità rinnovabile viene trasformata prima in idrogeno e poi in metano. L'efficienza del processo è attualmente del 40% e, in futuro, nel migliore dei casi, potrebbe arrivare al 60% ma necessita comunque di grandi quantità di energia elettrica rinnovabile aggiuntiva che, ad oggi, non sembra potrà essere disponibile nelle quantità necessarie.

Tutto questo significa che il contributo del metano rinnovabile sarà limitato. Il potenziale esistente potrebbe essere sfruttato meglio contribuendo a decarbonizzare quei settori che già dipendono dal metano (residenziale, industriale, energetico) e dove non sono necessarie nuove infrastrutture e motori. Il biometano nei trasporti può svolgere un ruolo di nicchia nei progetti locali, con veicoli che utilizzano biometano al 100% facendo rifornimento nei locali siti di produzione. Un più ampio passaggio al metano porterà quasi certamente a un settore dei trasporti alimentato a gas fossile, non a metano rinnovabile.

Economia e politica del gas fossile nei trasporti

L'interesse economico per il gas fossile nei trasporti dipende quasi interamente dalle agevolazioni fiscali sui carburanti, dalle sovvenzioni e dal sostegno pubblico alle infrastrutture. GNC e GNL beneficiano di aliquote fiscali inferiori al minimo UE in molti paesi e ben al di sotto

delle aliquote del gasolio (nei paesi UE, in media 9,51€/GJ o il 76% meno del gasolio e 16,21€/GJ o l'85% meno della benzina). La diffusione del gas fossile nei trasporti è particolarmente elevata nei paesi con le aliquote fiscali più basse. Ad esempio, l'Italia consuma il 60% del metano utilizzato nei trasporti e immatricula il 68% delle auto a metano europee. Il prezzo del gas fossile alla pompa in Italia è circa la metà di quello del gasolio grazie ad un'aliquota pari allo 0,5% di quella del gasolio. Senza questo vantaggio fiscale, il mercato delle auto a metano sarebbe di dimensioni molto inferiori. Analogamente, se il GNL fosse tassato a livelli simili a quelli del gasolio, l'interesse economico per i camion a GNL svanirebbe.

Il passaggio al gas nel settore dei trasporti richiede la costruzione di nuove infrastrutture, una transizione nel settore manifatturiero e il mantenimento del sostegno fiscale, con sovvenzioni e agevolazioni. La produzione UE di gas fossile sta diminuendo (rapidamente nel caso dei Paesi Bassi) e l'UE è sempre più dipendente dalle importazioni, in particolare dalla Russia. La creazione di un nuovo mercato del gas fossile nei trasporti aumenterà la dipendenza dell'UE dalle importazioni di energia.

Sulla base dei dati disponibili, il ruolo del metano, sia di origine fossile che rinnovabile nella decarbonizzazione dei trasporti sarà estremamente limitato e continuare a promuoverne l'uso come carburante per i trasporti non sembra giustificato

Sommario

Sintesi	3
Elenco delle abbreviazioni	8
Terminologia usata nel rapporto	9
1. Introduzione	10
2. Il Quadro politico	11
2.1. Libro bianco della Commissione e la strategia per una mobilità a basse emissioni	11
2.2. Regolamento per l'azione sul clima (Condivisione degli Sforzi)	11
2.3. Gli Accordi di Parigi	11
2.4. Direttiva sulla diffusione dell'infrastruttura per i carburanti alternativi	12
2.5. Standard CO ₂ per auto, furgoni e camion	13
2.6. Strategia dell'IMO sui gas a effetto serra e limite massimo globale di zolfo	14
2.7. Finanziamenti UE	15
3. Il ruolo del gas nel percorso di decarbonizzazione dell'UE	17
3.1. Emissioni di Metano nell'Upstream	18
3.2. Importazioni di gas fossile dell'UE	21
3.3. Sviluppi tecnologici per ridurre la domanda di gas fossile	23
4. Impatti sulle emissioni GHG dell'uso di gas fossile nei trasporti	24
4.1. Automobili	24
4.2. Camion	27
4.3. Navi	31
5. Emissioni non-GHG (qualità dell'aria)	34
5.1. Automobili	34
5.2. Camion e autobus	36
5.3. Navi	38
6. Metano rinnovabile	39
6.1. Benefici climatici del metano rinnovabile	39
6.2. Consumi attuali di biometano	44
6.3. Potenziale del biometano	45
6.4. Potenziale del Metano sintetico	48
6.5. Dove utilizzare il metano rinnovabile?	50
6.6. Efficienza energetica e di sistema	53
6.7. Come usare il metano rinnovabile nei trasporti	55
7. Cosa spinge la (limitata) diffusione dei veicoli a metano?	58
7.1. Agevolazioni fiscali per i gas fossili	58
7.2. Sussidi e agevolazioni fiscali per i veicoli a gas	60
7.3. Sviluppo e costi dell'infrastruttura	62

7.4. Le pressioni esercitate dall'industria del gas	62
7.5. I costruttori di veicoli si concentrano sul GNC/GNL?	63
8. Conclusioni	64
9. Raccomandazioni politiche	66
ALLEGATO 1. Aliquote fiscali dei carburanti per autotrazione	67
ALLEGATO 2. Stima delle emissioni di gas serra WTT al 2030 nell'UE (Exergia 2015)	68
Riferimenti	69

Elenco delle abbreviazioni

bcm – miliardi di metri cubi
BP - British Petroleum
CARB - California Air Resources Board
CAR - Regolamento per l'azione sul clima
CEF - Sistema di collegamento europeo
CH₄ - Metano
CHP - Cogenerazione di calore ed energia elettrica
CIEL - Centre for International Law
CO₂ - Anidride Carbonica
CO₂eq – Anidride Carbonica Equivalente
DPF – Filtro anti-particolato Diesel
ECA – Aree ad Emissioni Controllate
EC - Commissione Europea
EDF - Fondo per la difesa dell'ambiente (US)
EEA - Agenzia Europea dell'Ambiente
EGR - Ricircolo dei gas di scarico
EPA - Agenzia per la Protezione dell'Ambiente
ESR - Regolamento sulla condivisione degli impegni
ETS - Sistema di scambio delle quote di emissione
EU - Unione Europea
EV - Veicolo Elettrico
GE - General Electric
GHG – Gas a effetto serra
GNC (CNG) - Gas Naturale Compresso
GNL (LNG) - Gas Naturale Liquido
GJ - Gigajoule
GWP - Potenziale di riscaldamento globale
HDV - Veicoli pesanti
HFO - Olio combustibile pesante
HPDI - Iniezione diretta ad alta pressione
ICCT - Consiglio internazionale per i trasporti puliti
ILUC - Cambio indiretto di destinazione d'uso del suolo
IMO - Organizzazione marittima internazionale
IPCC - Gruppo intergovernativo sul cambiamento climatico
IPCC AR5 - Gruppo intergovernativo sul cambiamento climatico 5 Rapporto di valutazione
IWW - Vie navigabili interne
JEC - Collaborazione Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE
JRC - Joint Research Centre
LCFS - Standard carburanti a basso tenore di carbonio
MFF – Quadro finanziario Pluriennale (QFP)
MGO - Gasolio marino
MJ HHV - Potere calorifico superiore in Megajoule
Mt - Milioni di tonnellate
Mtoe (Mtep) - Milioni di tonnellate equivalenti petrolio
N₂O - Ossido di azoto
NASA - The National Aeronautics and Space Administration
NEx - Emissioni non di scarico
NEDC - Nuovo ciclo di guida europeo

NGVA - Associazione veicoli a gas naturale
NO_x - Ossidi di azoto
OEM - Case automobilistiche
PCI - Progetti di Interesse comune
PM - Particolato
Ptg - Elettricità-Gas (gas sintetico)
Ptl - Elettricità-liquidi
PtX - Elettricità-X
RED - Direttiva sulle energie rinnovabili
SO₂ - Biossido di Zolfo
SCR - Riduzione catalitica selettiva
SI - Accensione a scintilla
SPN - Numero di parti solide
TAP - Gasdotto Trans-Adriatico
TEN-T - Rete di Trasporto Trans-Europea
TfL - Transport for London
TNO - Netherlands Organisation for Applied Scientific Research
TTW - Dal serbatoio alle ruote
ULSFO - Olio combustibile a bassissimo tenore di zolfo
UNFCCC - Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici
VECTO - Strumento per il calcolo del consumo energetico dei veicoli
VW - Volkswagen
WTT - Dal pozzo al serbatoio Well-to-tank (emissioni)
WTW - Dal pozzo alla ruota (Well-to-wheels) per il trasporto su strada, dal pozzo allo scafo (Well-to-wake) per il trasporto marittimo

Terminologia usata nel rapporto

Metano - Composto chimico di carbonio e idrogeno (CH₄). Termine generico per gas fossile e metano rinnovabile

Gas fossile - Gas naturale, composto principalmente da metano e quantità variabili di altri alcani superiori, anidride carbonica, azoto, idrogeno solforato o elio

Gas di sintesi - Prodotto della gassificazione (reazione termica senza combustione) contenente monossido di carbonio, idrogeno e anidride carbonica

Biogas - Prodotto della digestione anaerobica (processo di fermentazione biologica) contenente metano, anidride carbonica, azoto e idrogeno

Biometano (CH₄) - Biogas e gas di sintesi arricchiti

Metano sintetico (CH₄) - Metano prodotto da elettricità rinnovabile e CO₂

Gas rinnovabile - Metano rinnovabile e idrogeno rinnovabile

Metano rinnovabile - Biometano e metano sintetico

GNC - Gas naturale compresso (metano immagazzinato ad alta pressione, tipicamente 20-25 MPa). Tipicamente utilizzato per auto, furgoni e camion a breve distanza.

GNL - Gas naturale liquefatto (metano raffreddato in forma liquida ad almeno -162 °C). Tipicamente utilizzato per il trasporto a lunga distanza (navi e camion), in quanto la densità di energia volumetrica è circa 2,5-3 volte superiore a quella del GNC

1. Introduzione

Per raggiungere gli obiettivi climatici prefissati, l'UE deve decarbonizzare quasi completamente il settore dei trasporti¹ entro il 2050. Questo richiede una transizione a una mobilità a zero emissioni. La riduzione delle emissioni dei veicoli e delle navi è essenziale e può essere realizzata in tre modi complementari: migliorando drasticamente l'efficienza del veicolo e del sistema dei trasporti, riducendo così la quantità di carburante utilizzato dai veicoli o dalle navi; decarbonizzando il carburante utilizzato nei veicoli e nelle navi; e riducendo la domanda di mobilità.

Le emissioni dei trasporti sono aumentate di quasi il 25% dal 1990². Ciò significa che la transizione verso l'azzeramento delle emissioni dovrà essere molto rapida e che la necessità di un miglioramento radicale mediante un cambio del carburante cresce. In questo contesto, è in corso un dibattito sul ruolo del metano nei trasporti. Alcune parti interessate - spesso in rappresentanza dell'industria del gas - sostengono che l'uso del metano contribuirebbe a decarbonizzare i trasporti³. Nel 2016, T&E ha pubblicato uno studio⁴ di Ricardo Energy & Environment che analizzava il potenziale del metano nei trasporti. Lo studio evidenziava come il gas fossile non produca benefici climatici significativi rispetto ai carburanti derivati dal petrolio, mentre il biometano non può essere prodotto in volumi sufficienti per fornire un contributo significativo.

Da allora una nuova serie di studi è stata pubblicata. Anche il dibattito sul ruolo del metano nel conseguimento degli obiettivi climatici e ambientali dell'UE si è intensificato, sia a livello comunitario che nazionale. Attualmente, la Commissione sta elaborando una strategia di decarbonizzazione di lungo periodo che sarà pubblicata entro la fine dell'anno e discussa verrà dai leader UE nel 2019-2020. Una questione fondamentale è il ruolo che il metano può svolgere per la piena decarbonizzazione dell'economia UE.

Il presente rapporto raccoglie i nuovi risultati, valuta una serie di aspetti non trattati nel rapporto 2016 (come l'alimentazione a metano, il ruolo della tassazione e fornendo maggiori dettagli sulle emissioni upstream, gli inquinanti e il biometano), aggiornando la valutazione complessiva di Transport & Environment sul possibile ruolo del metano nei trasporti.

La relazione si concentra sul ruolo dei veicoli a metano nella decarbonizzazione dei trasporti e sugli altri impatti ambientali. In questo rapporto "metano" si riferisce sia al metano fossile che rinnovabile nel contesto di un vettore energetico. I veicoli alimentati a metano possono essere alimentati a gas fossile, biometano o metano sintetico (metano prodotto da elettricità rinnovabile). Il trasporto a idrogeno è escluso dal presente rapporto.

2. Il Quadro politico

Esistono diverse politiche, comunitarie e internazionali, che influenzano l'uso del metano nei trasporti. Questa sezione descrive le politiche esistenti e le prossime iniziative europee.

2.1. Libro bianco della Commissione e la strategia per una mobilità a basse emissioni

Il Libro bianco della Commissione europea sui trasporti⁵ (2011) fissa l'obiettivo di ridurre del 60% le emissioni di gas serra entro il 2050 rispetto al 1990 - o -70% rispetto al 2008 - ha l'ambizione di essere "fermamente sulla via dell'azzeramento". Il Libro bianco è ancora alla base dell'attività normativa della Commissione (ad esempio i pacchetti mobilità 2016, 2017 e 2018).

La strategia per una mobilità a basse emissioni evidenzia la necessità di ottimizzare il sistema di trasporto, migliorarne l'efficienza, aumentare l'uso di energie alternative a basse emissioni per i trasporti e passare a veicoli a zero emissioni.⁶

Per il gas fossile, la strategia prevede l'utilizzo come carburante alternativo nei settori dei trasporti pesanti su strada e marittimi e sottolinea come il suo potenziale possa essere notevolmente aumentato usando del metano rinnovabile (biometano e metano sintetico). Vi sono anche riferimenti alla creazione di infrastrutture per il rifornimento di GNC (gas naturale compresso) e GNL (gas naturale liquefatto), come definito nella direttiva sulle infrastrutture per i carburanti alternativi. Per le autovetture, la strategia si concentra sui veicoli a zero emissioni.

2.2. Regolamento per l'azione sul clima (Condivisione degli Sforzi)

Il Regolamento sulla Condivisione degli Impegni (ESR), ora denominato Regolamento per l'Azione sul Clima (CAR), è stato proposto dalla Commissione europea nel luglio 2016⁷, il testo è stato finalizzato nel dicembre 2017⁸. La CAR stabilisce un obiettivo di riduzione dei gas serra al 2030 per quei settori che non rientrano nel sistema ETS, ossia i trasporti, l'agricoltura, l'edilizia abitativa, la piccola industria e i rifiuti. Il regolamento stabilisce una riduzione delle emissioni di gas serra del 30% rispetto ai livelli del 2005. Gli obiettivi di riduzione a livello UE sono assegnati agli Stati membri sotto forma di obiettivi nazionali vincolanti e vanno dallo 0% al 40%. Come conseguenza del regolamento, gli Stati membri devono attuare politiche per il raggiungimento degli obiettivi vincolanti di riduzione dei gas serra.

Dato che i trasporti rappresentano la parte più importante (36%) tra i settori dell'economia che non rientrano nel sistema ETS, è auspicabile che facciano la loro giusta parte nella riduzione delle emissioni non-ETS.⁹ In molti Stati membri il contributo dei trasporti dovrebbe essere proporzionalmente maggiore, a causa delle limitate possibilità tecniche e delle difficoltà politiche di ridurre negli altri settori, ma anche per la convenienza economica di ridurre nei trasporti. La Finlandia¹⁰, ad esempio, prevede di dimezzare le emissioni dei trasporti entro il 2030, per raggiungere l'obiettivo del 39% di CAR, mentre la Germania¹¹ ha l'obiettivo di ridurre le emissioni dei trasporti tra il 40% e il 42%. La riduzione nei trasporti può essere ottenuta attraverso diverse politiche, tra cui il passaggio a carburanti alternativi a basse emissioni di carbonio. Poiché il gas fossile può avere emissioni dal serbatoio alla ruota (TTW) leggermente inferiori ed emette meno inquinanti rispetto alle auto diesel, un piccolo numero di Stati membri sta promuovendo il passaggio al gas fossile, in particolare l'Italia, la Repubblica ceca, l'Ungheria e il Belgio.

2.3. Gli Accordi di Parigi

Nel lungo periodo, l'UE si è impegnata a rispettare gli accordi di Parigi, secondo cui i settori della ESR devono decarbonizzare quasi completamente entro il 2050. A tal fine, gli obiettivi del Libro bianco sui trasporti per il 2050 (-60% rispetto al 1990) sono insufficienti. Secondo uno studio dell'Öko Institute i trasporti devono ridurre le emissioni del 76-94% per raggiungere l'obiettivo generale dell'UE dell'80-95% di riduzione complessiva dei gas serra, un obiettivo fissato prima della firma degli accordi di Parigi.¹² T&E

sostiene la necessità di riduzioni di fascia alta, coerentemente con l'obiettivo di mantenere il riscaldamento globale entro i 2 gradi. Sussiste ancora grande incertezza su quali siano i livelli di riscaldamento globale oltre i quali verranno raggiunti i punti di non-ritornoⁱ, dato che alcune reazioni iniziano da un riscaldamento compreso tra 1 e 3 gradi. La Commissione europea sta lavorando a una tabella di marcia per il 2050 conforme agli accordi di Parigi e dei tagli più consistenti delle emissioni potrebbero essere necessari. Una questione fondamentale è in che misura, ammesso vi sia, possa il metano contribuire a ridurre le emissioni di gas serra? Il 2050 è solo a 32 anni di distanza, automobili e camion hanno una durata di vita di 15 anni e le navi di 30. I lunghi periodi di ammortamento delle infrastrutture richiedono che gli investimenti confluiscono nelle soluzioni compatibili con l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra al 2050ⁱⁱ. Per le nuove auto e navi ciò richiede il passaggio a soluzioni decarbonizzate rispettivamente entro il 2035 e il 2020.

2.4. Direttiva sulla diffusione dell'infrastruttura per i carburanti alternativi

La direttiva sull'infrastruttura per i carburanti alternativi¹³, adottata nel 2014, fissa i requisiti per lo sviluppo di infrastrutture di carburanti alternativi negli Stati membri, compresi il GNC e il GNL per i trasporti. La direttiva prevede la costruzione, entro la fine del 2020, di un numero adeguato di stazioni di rifornimento di GNC per garantire "la circolazione dei veicoli a motore negli agglomerati urbani e suburbani e in altre aree densamente popolate e, se necessario, nell'ambito di reti stabilite dagli Stati membri". Entro la fine del 2025, il requisito è esteso alla rete centrale TEN-T.

La maggior parte degli Stati membri hanno presentato i loro piani alla CE per la revisione, e solo tre paesi (Italia, Ungheria e Repubblica Ceca) danno la priorità al gas fossile come carburante alternativo, rispetto alle infrastrutture dei veicoli elettrici¹⁴.

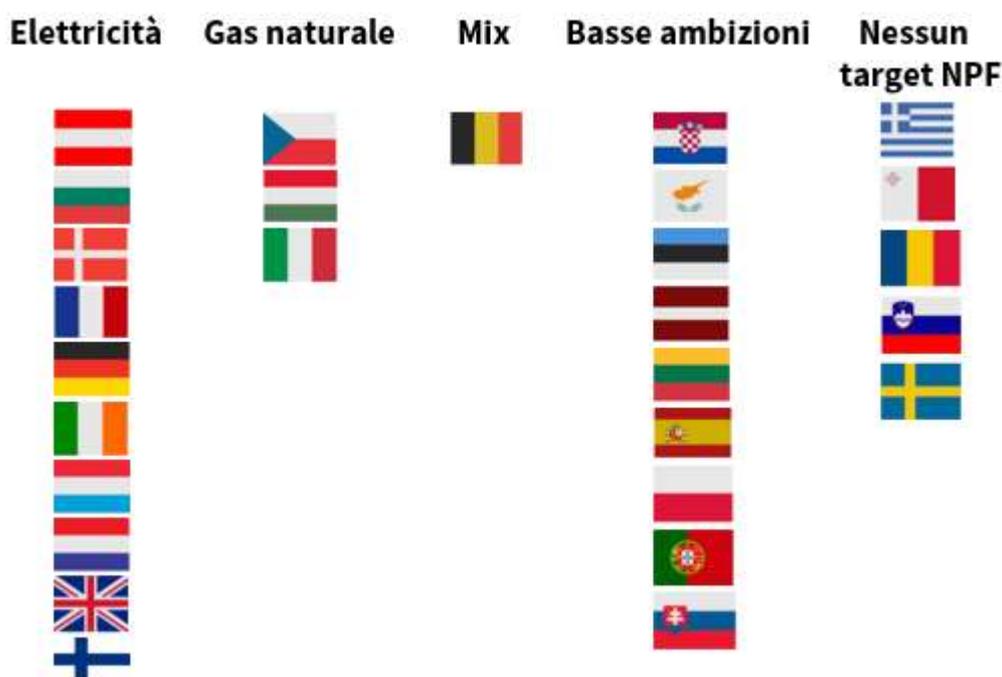


Figura 1. Valutazione delle priorità degli Stati membri nei quadri politici nazionali connessi alla direttiva sulle infrastrutture per i carburanti alternativi¹⁵

Nei piani nazionali, solo sei paesi hanno un obiettivo per i veicoli a metano, ventuno hanno obiettivi per le infrastrutture per il GNC, mentre sette paesi non prevedono di rispettare i requisiti della rete TEN-T. Vi sono chiare disparità geografiche, in quanto entro il 2020 l'Italia rappresenterebbe $\frac{2}{3}$ della crescita della flotta di

ⁱ Quando i sistemi climatici naturali della terra stessa innescheranno un ulteriore effetto di riscaldamento.

ⁱⁱ Entro il 2050 i trasporti devono essere prossimi all'azzeramento delle emissioni, e non solo i nuovi veicoli venduti, ma l'intero parco in uso deve essere prossima all'azzeramento delle emissioni.

metano dell'UE e 1/5 della crescita delle infrastrutture di rifornimento. I piani infrastrutturali per i veicoli elettrici sono generalmente più elaborati, il che suggerisce che si stia facendo uno sforzo maggiore per sostenere la diffusione dei veicoli elettrici.

L'infrastruttura GNL per i trasporti pesanti deve essere installata entro la fine del 2025 almeno sulla rete principale TEN-T, per consentire la circolazione in tutta l'UE. Il requisito è tuttavia flessibile in funzione della domanda e dei costi. La distanza media indicativa tra i punti di rifornimento di GNL per i trasporti pesanti è di 400 km. Sulla base dei piani nazionali presentati¹⁶ alla Commissione Europea, il numero di stazioni di rifornimento aumenterà a 431 entro il 2025, con un parco veicoli che dovrebbe passare da 1.600 a 12.000 unità. Il costo stimato dell'infrastruttura è di circa 257 milioni di euro, ovvero circa 200 mila euro per veicoloⁱⁱⁱ. La crescita della flotta è localizzata principalmente in Polonia e Ungheria, i cui programmi prevedono un grande sviluppo per i camion a GNL. L'infrastruttura prevista sembra essere in linea con i requisiti dell'UE nella maggior parte dei paesi dell'UE. Fanno eccezione l'Italia, il Portogallo, la Croazia e la Bulgaria, dove i piani prevedono uno sviluppo limitato delle infrastrutture. Tuttavia, lo sviluppo infrastrutturale previsto e la vendita di veicoli rimane un'aspirazione, in quanto mancano le politiche per raggiungere gli obiettivi relativi alle infrastrutture e alla flotta veicolare.

L'infrastruttura per il GNL nel trasporto marittimo^{iv} richiede, entro il 31 dicembre 2030, strutture sufficienti per il rifornimento di GNL sulle vie navigabili interne e per le navi d'alto mare, per consentire la circolazione in tutta la rete centrale TEN-T. Il costo stimato è di 945 milioni di euro per i porti marittimi del corridoio della rete centrale TEN-T entro il 2025 e di 1 miliardo di euro per i porti interni entro il 2030.¹⁷ Nell'elaborazione dei quadri politici nazionali si dovrebbe tenere conto delle effettive esigenze del mercato. I piani nazionali spaziano da quelli con grandi ambizioni ad altri che non considerano affatto il GNL nel trasporto marittimo.¹⁸

Tabella 1. Infrastrutture di rifornimento per il trasporto a metano nell'UE

		Numero di stazioni di rifornimento (2017)	Numero di veicoli (2016)
GNC	Auto	3.351 ¹⁹	1.194.882
	Autobus		14.610
	Veicoli commerciali leggeri		119.985
	Camion		5.461
GNL	Camion	107 ²⁰	1.598
	Navali	50 ²¹	117 globalmente ²² (EU na.)

2.5. Standard CO₂ per auto, furgoni e camion

Il regolamento esistente in materia di CO₂²³ per le auto private fissa un limite alle emissioni medie delle autovetture nuove vendute da un costruttore. Il livello del 2016 era 118 gr CO₂/km, per il 2021 l'obiettivo sono 95 gr CO₂/km. Un regolamento analogo è in vigore per i furgoni, che devono ridurre le emissioni a 147 g CO₂/km nel 2020, con emissioni nel 2017 a 156 gr CO₂/km.²⁴ Il testo con la proposta della Commissione per

ⁱⁱⁱ Le riduzioni dei gas serra conseguibili sono trattate al capitolo 4.3.

^{iv} Nella presente relazione il trasporto marittimo comprende le vie navigabili interne.

gli standard CO₂ dei veicoli dopo il 2020 è stato presentato a novembre 2017 e richiede un'ulteriore riduzione delle emissioni di autovetture e furgoni del 15% entro il 2025 e del 30% entro il 2030.²⁵ La norma potrebbe influenzare la diffusione dei veicoli alimentati a metano in quanto le emissioni di gas dallo scarico sono inferiori a quelle dei veicoli a benzina e diesel. Tuttavia, le norme in materia di CO₂ sono state concordate per la prima volta nel 2008/9 e nessuno degli OEM ha finora scelto il GNC come via di conformità, per cui resta da vedere se le norme 2025-2030 cambieranno questa situazione.

A maggio 2018 la Commissione europea ha presentato per la prima volta una proposta di normativa sulle emissioni di CO₂ dei camion. Questa proposta regolerà solo i camion che rientrano nelle categorie VECTO²⁶ 4, 5, 9 e 10²⁷ che rappresentano il 65-70% delle emissioni di CO₂ dei veicoli pesanti.²⁸

La Commissione propone che i nuovi veicoli messi sul mercato riducano le emissioni di CO₂ del 15% entro il 2025 e del 30% nel 2030 rispetto ai dati VECTO di riferimento del 2019. Le emissioni di CO₂ degli autocarri saranno misurate utilizzando lo strumento di simulazione VECTO. Per quanto riguarda le autovetture, le emissioni degli autocarri sono misurate a livello dello scarico.²⁹ Poiché l'unità di misura è la CO₂, non la CO₂ equivalente, la riduzione non tiene conto delle emissioni di metano (gas di scarico o di sfiato) o di altri gas serra. Il metano dello scarico viene comunque misurato per verificare la conformità agli standard EURO VI. Per gli autocarri a metano, VECTO ha una sola categoria per il contenuto di carbonio e il potere calorifico del metano: il GNC. Questo significa che il GNL può essere certificato da VECTO, ma tutti i camion a metano saranno trattati come camion a metano ai sensi di VECTO. Pertanto, VECTO deve essere ampliato, per riflettere con maggiore precisione il GNL, ed è attualmente in fase di modifica.³⁰

Dato che, a livello TTW, i camion a metano possono avere emissioni inferiori a quelle dei camion diesel, la conversione a metano può rappresentare una possibile via di conformità per i costruttori di camion e, secondo la valutazione d'impatto della Commissione, nel 2030 i camion GNL rappresenteranno circa il 20% delle vendite di nuovi camion.³¹ Tuttavia, se i camion a GNC e GNL rappresentino o meno una soluzione interessante ai fini della conformità dipenderà dalla loro capacità di raggiungere efficienze del motore paragonabili a quelle dei diesel. Come discusso più avanti, i veicoli a GNC e GNL di attuale generazione hanno per lo più una scarsa efficienza del motore che elimina la maggior parte dei benefici in termini di CO₂ anche a livello dello scarico.

Inoltre, l'UE sta attualmente discutendo la revisione della direttiva "Eurobollo" che stabilisce norme comuni per ~~i pedaggi degli autocarri o le tariffe degli scarafaggi~~. Nella proposta della Commissione, gli autocarri verrebbero tassati anche in base alle loro emissioni di CO₂. Pertanto, i camion con minori emissioni TTW CO₂ - certificate VECTO - potrebbero essere ammissibili a pedaggi inferiori.

2.6. Strategia dell'IMO sui gas a effetto serra e limite massimo globale di zolfo

Ad aprile 2018 l'IMO ha deciso di ridurre le emissioni annue assolute di gas serra delle navi del 50% entro il 2050 rispetto ai livelli del 2008.³² Per raggiungere questi livelli di riduzione, il trasporto marittimo dovrà passare a breve e medio termine a tecnologie alternative per i carburanti e la propulsione.

Inoltre, con il nuovo limite globale di zolfo marino per il 2020 (0,5%) e l'istituzione di zone di controllo delle emissioni di zolfo marino ed ossidi di azoto, si sta prestando maggiore attenzione al passaggio al GNL nel settore marittimo. Le aree più rigide dell'ECA, che richiedono combustibili con minimo tenore di zolfo (0,1%), hanno iniziato il passaggio al GNL che ha emissioni di zolfo significativamente inferiori rispetto all'olio combustibile pesante. La TNO stima³³ che nel 2020 il 28% del combustibile marittimo europeo sarà utilizzato all'interno delle ECA consolidate. Tuttavia, il GNL non è l'unica opzione per soddisfare i limiti globali e i limiti di zolfo dell'ECA, in quanto il passaggio a combustibili distillati più puliti (MGO o ULSFO conformi allo 0,5%) può essere utilizzato per rispettare i requisiti previsti.

2.7. Finanziamenti UE

Il bilancio dell'UE finanzia lo sviluppo delle infrastrutture del gas. Il meccanismo per collegare l'Europa (CEF) ha stanziato 1,3 miliardi di euro³⁴ per progetti infrastrutturali per il gas fossile come i terminali GNL e il gasdotto Trans-Adriatico (TAP). Lo stesso importo è stato speso per l'energia elettrica, anche se questo era destinato a "rendere disponibile la maggior parte dell'assistenza finanziaria [CEF] a tali progetti nel periodo 2014-2020", secondo il regolamento del meccanismo per collegare l'Europa.³⁵ Questi sviluppi infrastrutturali sono giustificati principalmente da preoccupazioni in materia di sicurezza energetica - soprattutto diversificazione dell'approvvigionamento e migliore integrazione del mercato del gas dell'UE. "I progetti realizzati sotto l'egida dell'UE sono in genere realizzati perché non esiste una logica commerciale per la loro realizzazione", ha dichiarato il presidente di Eurogas, Klaus Schäfer in un'intervista a Politico³⁶, proseguendo che già vi sono un numero sufficiente di terminali GNL e che i nuovi non sono una questione commerciale.

Inoltre, una recente stima indica che l'UE ha già speso un quarto di miliardi di USD per infrastrutture di rifornimento di GNL per le navi e potrebbe spendere 22 miliardi di USD fino al 2050 per creare un mercato rilevante per le navi GNL.³⁷

Nell'attuale quadro finanziario pluriennale dell'UE sono stati realizzati anche diversi progetti infrastrutturali specifici nel settore dei trasporti.³⁸ Dell'attuale bilancio di 1.000 miliardi di euro per il periodo 2014-2020, quasi 100 miliardi di euro sono destinati agli investimenti nei trasporti. Dei dieci progetti più importanti, quattro sono destinati all'uso del GNL nel settore dei trasporti marittimi e un quinto riguarda lo sviluppo di infrastrutture per il GNL e il GNC per il trasporto stradale in Ungheria. Una cifra complessiva è difficile da ottenere, ma, sulla base di una presentazione di un rappresentante della Commissione europea (vedi Figura 2), l'uso del metano nei trasporti ha ricevuto il 62% dei finanziamenti dei progetti sui carburanti alternativi nell'ambito dei programmi TEN-T e CEF nel 2010-2017, suddivisi in parti uguali tra stradale e marittimo.³⁹ Ciò è dovuto principalmente al principio della "neutralità dei carburanti alternativi" utilizzato nei finanziamenti.

A maggio 2018 la Commissione ha presentato una proposta di QFP per il periodo successivo al 2020. Il QFP comprende diversi fascicoli legislativi relativi agli investimenti nel settore dei trasporti. La proposta della Commissione di revisione del Fondo europeo di sviluppo regionale e del Fondo di coesione prevedeva l'impegno di cessare gli investimenti in progetti collegati alla produzione, trasformazione, distribuzione, stoccaggio o combustione di combustibili fossili. Tuttavia, a questo impegno fa seguito un'eccezione per gli investimenti relativi alla direttiva sui veicoli puliti. Ciò consente agli Stati membri dell'UE di utilizzare ancora i fondi UE per lo sviluppo di camion e autobus a gas naturale.

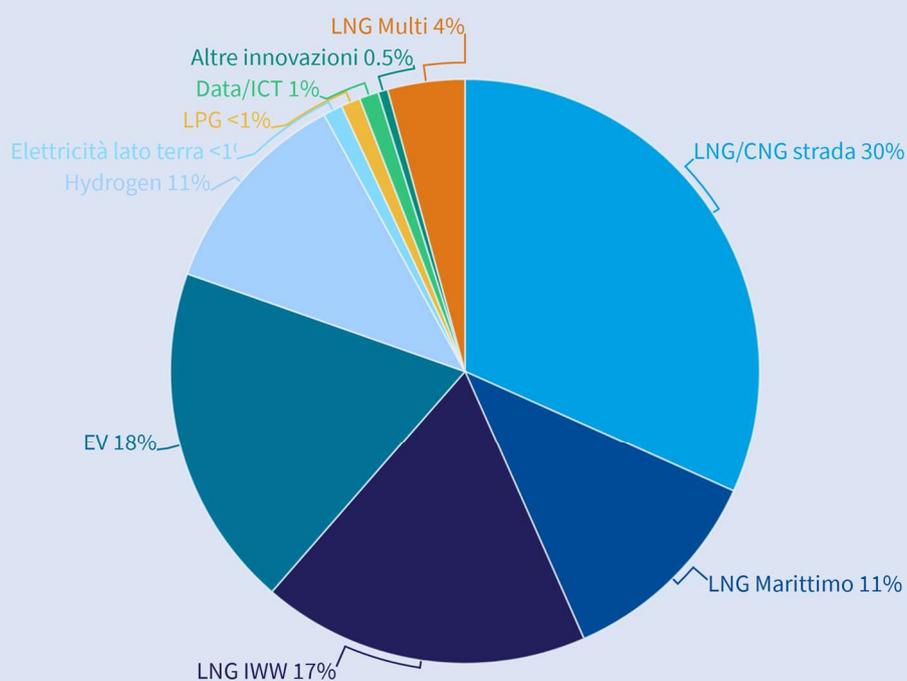
Con la proposta di modifica del Meccanismo per collegare l'Europa, la Commissione si è impegnata a destinare il 60% del CEF a progetti che contribuiscono agli obiettivi climatici. I progetti relativi al gas, che consentono un maggiore uso di idrogeno o biometano, saranno considerati come spesa per il clima al 40%. Non viene tuttavia spiegato come l'UE possa giudicare se un progetto consente il solo biometano, dato che la stessa infrastruttura può essere utilizzata per il gas fossile. Quello che è più ambiguo è che i "carburanti alternativi" (come definiti dalla direttiva 2014/94/UE) sarebbero considerati al 100% di spesa per il clima e il gas naturale è una di queste "alternative".

Forte supporto per il gas di TEN-T/CEF

Circa 100 progetti per carburanti alternativi finanziati come priorità d'innovazione nei programmi TEN-T e CEF (2010-2017).

Principio: Neutralità CE sui diversi carburanti

Solo il 10% non carburanti. IT/dati e telematica integrati in progetti per carburanti.



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

Figura 2. Aiuti UE per il gas nei trasporti. (IWW=vie d'acqua interne)⁴⁰

3. Il ruolo del gas nel percorso di decarbonizzazione dell'UE

L'UE ha accettato di ridurre le emissioni dell'80-95%⁴¹ rispetto ai livelli del 1990 ma, successivamente, si è impegnata a raggiungere gli obiettivi climatici di Parigi di "mantenere la temperatura globale in questo secolo ben al di sotto dei 2 gradi Celsius"⁴². Una riduzione dell'80% potrebbe non essere sufficiente per rispettare gli accordi di Parigi ed è ora oggetto di una nuova valutazione. L'UE ha anche l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas serra del 40% entro il 2030. Per raggiungere gli obiettivi al 2050, la rete elettrica dovrà essere praticamente a zero emissioni mentre il settore residenziale e l'industria dovranno ridurre le emissioni rispettivamente del 90% e dell'80%⁴³ entro il 2050.

L'immagine in basso mostra l'uso di gas fossile nell'UE. Attualmente il suo impiego principale è nei settori residenziale e commerciale, dove viene utilizzato per il riscaldamento e la cottura dei cibi. L'industria e l'energia elettrica sono al secondo e terzo posto; i trasporti rappresentano solo lo 0,4% del consumo interno di gas dell'UE.⁴⁴

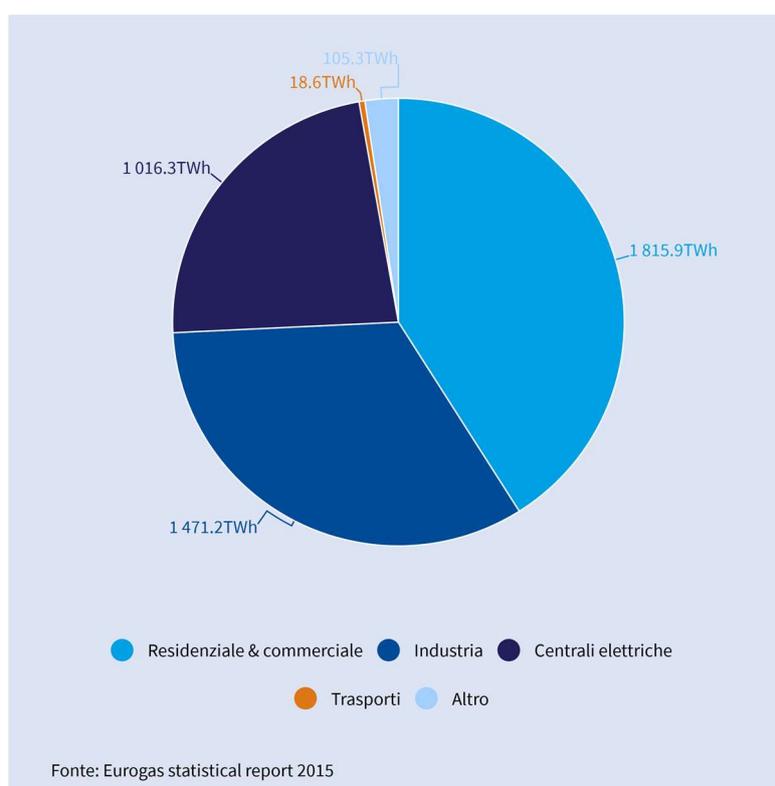


Figura 3. Impiego del gas nell'UE per settore nel 2014

Il gas fossile è spesso presentato come un combustibile di transizione o combustibile-ponte verso un sistema energetico più pulito (ad esempio per sostituire il carbone sulla via verso l'azzeramento delle emissioni). La durata di questo periodo di transizione è controversa ed è oggetto di dibattito tra gli scienziati del clima che suggeriscono un periodo di 6-9 anni⁴⁵ per rimanere entro i 2 gradi del budget di carbonio.

Tuttavia, entro il 2050 l'UE dovrà abbandonare completamente il carbone, il gas e il petrolio. Come illustrato nella Figura 3, il gas fossile è attualmente utilizzato per il riscaldamento, l'industria e la produzione di energia elettrica. La domanda di gas fossile in questi settori può essere ridotta aumentando l'efficienza e passando alle energie rinnovabili, ma è probabile che in questi settori continuerà ad esserci bisogno di metano (ad esempio, come fonte di supporto o per coprire i periodi più freddi d'inverno). Esistono delle infrastrutture per l'uso su larga scala del gas fossile nei settori residenziale, energetico e industriale, ma non nei trasporti. Ciò significa che l'esiguo metano rinnovabile - dettagli al capitolo 6 - potrebbe essere

impiegato più facilmente e a costi inferiori nella produzione di energia elettrica, nell'industria e nel riscaldamento piuttosto che nei mercati emergenti.

3.1. Emissioni di Metano nell'Upstream

Le emissioni derivanti dalla produzione e dal trasporto di gas fossile hanno un forte impatto sulle prestazioni climatiche di questo combustibile. Il gas fossile proveniente da diverse regioni con diverse vie di approvvigionamento e tecnologie avrà prestazioni diverse, in quanto il consumo energetico per immettere il gas fossile sul mercato e i tassi di perdita durante la produzione e il trasporto sono variabili.

Perdite di metano

Le perdite di metano incombusto rappresentano una fonte significativa di emissioni upstream. Il potenziale di riscaldamento globale (GWP^v) del metano è notevolmente superiore a quello della CO₂. Il valore GWP100 più aggiornato per il metano (CH₄) in generale è di 28 (dal 2013), ma il GWP100 per il metano fossile è 30^{vi}. Questi valori riflettono le più recenti conoscenze scientifiche. Questo significa che il metano in generale trattiene nell'atmosfera 28 volte di più - e il gas fossile 30 volte di più - di CO₂. Se si includono i carbon-feedback climatici, che includono i processi biologici e biologici sulla terraferma e i pozzi di carbonio degli oceani, il GWP 100 sale a 34 per il metano. Il metano ha una vita atmosferica di 12,4 anni, prima che si decomponga in vapore acqueo e CO₂. Con GWP 100, queste emissioni da 12,4 anni sono distribuite su un periodo di 100 anni, e con GWP 20 su un periodo di 20 anni. Il GWP 20 per il metano è 84 e 85 per il metano fossile. Il GWP 20 riflette in modo più accurato l'impatto climatico a breve termine del metano, ma la metrica attualmente più comunemente usata è il GWP 100 ed è utilizzata nella maggior parte degli studi citati in questo rapporto.

Tabella 2. Valori di riscaldamento globale individuati nel 5° rapporto di valutazione dell'IPCC. ⁴⁶

	GWP100	GWP20
Metano	28	84
Metano con feedback climatici del carbonio	34	86
Metano Fossile	30	85
Metano Fossile (con feedback climatici del carbonio)	36	87

Avendo il metano una durata di vita relativamente breve, agire per ridurre le emissioni ha rapidi effetti positivi nella lotta al riscaldamento globale e, data l'urgente necessità di ridurre le emissioni di gas serra, la riduzione delle emissioni di metano dovrebbe rappresentare una priorità. Un recente studio, dove sono stati intervistati i professionisti dell'industria del gas, dimostra come gli operatori del settore non siano pienamente consapevoli del potenziale di riduzione delle perdite di metano della filiera né della convenienza economica.⁴⁷ Ridurre le perdite di metano diminuisce l'impatto climatico del gas fossile migliorando le prestazioni climatiche del combustibile. Il 40-50% delle attuali emissioni di metano potrebbe essere evitato senza costi aggiuntivi, visto anche che il gas prima perso può essere venduto⁴⁸.

Emissioni nella catena di approvvigionamento

Il gas fossile proveniente da regioni diverse ha emissioni a monte diverse. Le emissioni della produzione sono relativamente simili nella maggior parte delle fonti, mentre le emissioni durante il trasporto hanno un impatto significativo. Secondo un meta studio del 2015, le emissioni di GHG lungo la filiera dei gas fossili

^v Il GWP100 è il valore usato dall'United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). Per il Protocollo di Kyoto i valori IPCC (AR2) vengono impiegati. I valori sono stati aggiustati al rialzo per il metano in ognuno dei rapporti più recenti.

^{vi} L'alto GWP si deve al fatto che del metano nell'atmosfera, nella stratosfera e quello consumato dai suoli viene ossidato producendo altra CO₂. 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>

variano da 2 a 42 grCO₂eq/MJ HHV con una stima media di 13,4 grCO₂eq/MJ HHV.⁴⁹ Le emissioni di metano (cioè le perdite) nell'upstream erano comprese tra lo 0,2% e il 10% del metano prodotto con una media del 2,2% e una mediana dell'1,6%. L'intervallo in CO₂ equivalente è da 1 a 58 grCO₂eq/MJ HHV. L'Economist ha indicato che la media delle perdite di metano del settore è superiore al 2%.⁵⁰ Il gas da fracking rappresenta l'estremo superiore di queste emissioni, con dati di telerilevamento che danno emissioni di metano del 10,1% ± 7,3% e 9,1% ± 6,2% per i giacimenti di Bakken e Eagle Ford, due delle aree di produzione di gas in più rapida crescita negli Stati Uniti⁵¹. Sulla base dei dati WTT del JEC sui GHG dell'upstream, il principale fornitore di gas fossile dell'UE, la Russia ha anche le emissioni della catena di approvvigionamento più elevate, principalmente a causa delle emissioni nel trasporto, incluse perdite di metano dello 0,05-4% e del consumo di energia nelle stazioni di compressione ogni 80- 160 km⁵², che utilizzano gas fossile come combustibile. Il JEC riporta emissioni di metano relativamente basse (0,7-1,5% sulla base di studi della fine degli anni '90 / inizio 2000) rispetto a metastudi più recenti (1,6% mediana, 2,2% in media). Pertanto sarebbe necessario un aggiornamento, dato che i dati WTT riportati paiono ottimistici.

Tabella 3. Emissioni di filiera del gas fossile dell'UE (grCO₂ eq/MJ fuel) rispetto a diesel e benzina (JEC)⁵³

	Carburante	Totale	Produzione & condizionamento alla fonte	Trasformazione	Trasporto sui mercati	Condizionamento e distribuzione	% delle emissioni totali associate al metano	Emissioni di Metano nella filiera (% v/v)	JEC pathway code
Mix UE consumi di gas (gasdotto 2.500 km)	GNC	13.0	4.0	Nd	5.1	3.9	34%	0.9%	GMCG1
Gasdotto 7.000 km (Russia)	GNC	22.6	4.4	Nd	14.3	3.9	33%	1.5%	GPCG1a
Gasdotto 4.500 km (Middle east)	GNC	16.1	4.1	Nd	8.1	3.9	32%	1.1%	GPCG1b
GNL ^{vii} alla rete gas	GNC	21.1	4.1	6.3	4.9	5.7	17%	0.7%	GRCG1
GNL impiegato come GNL	GNL	19.4	4.0	6.2	4.8	4.4	30%	1.1%	GRLG1
Diesel		15.4	4.7	1.0	8.6	1.1	5%	0.1%	COD1
Benzina		13.8	4.6	1.0	7.0	1.2	5%	0.1%	COG1

^{vii} Il valore del GNL importato si applica al "gas naturale convenzionale", non al gas naturale da fracking.

Le emissioni della filiera del GNL possono essere superiori o inferiori a quelle del gas fossile trasportato via tubo, con la distanza del gasdotto come fattore determinante. Come indicato nella tabella precedente, le importazioni di gas fossile dalla Russia hanno emissioni nella catena di approvvigionamento più elevate rispetto al GNL, ma il gas fossile trasportato su una distanza inferiore attraverso i gasdotti avrebbe emissioni di filiera inferiori a quelle del GNL. Nel caso del Qatar, il principale fornitore di GNL all'UE, oltre il 50% delle emissioni di GNL è associato alla liquefazione, al trasporto e all'evaporazione di GNL lungo la filiera.⁵⁴ Tagliaferri (2017) ha stimato le emissioni di GNL a monte in 17,4 grCO₂eq/MJ (senza includere la distribuzione del gas) mentre i precedenti studi analizzati danno valori tra 16-18 grCO₂eq/MJ. Includendo le emissioni durante il trasporto, il condizionamento e la distribuzione, equivalenti a 5,7 grCO₂eq/MJ per il GNC e 4,4 grCO₂eq/MJ per il GNL, si giunge a dei totali superiori rispetto alla tabella precedente. Lo studio ha ipotizzato nuovi impianti cisterna e navi e, nella maggior parte dei casi analizzati, un consumo di gas fossile dell'8,8% durante il processo di liquefazione. Un meta-studio di Balcombe et al. (2017) identifica le emissioni specifiche delle filiere del GNL (liquefazione, trasporto e rigassificazione), che aggiungono 4-15,9 grCO₂eq/MJ, con una stima centrale di 8,9 grCO₂eq/MJ.⁵⁵ Della stima media, il 44% era costituito da emissioni di metano. Per l'uso nei trasporti, Ricardo (2016) ha rilevato che le emissioni di GNL per il trasporto nella catena di approvvigionamento sono comprese tra 19,6-43,4 gr CO₂ eq/MJ, significativamente superiori a quelle del GNC.

Exergia (2015)⁵⁶ ha prodotto delle previsioni al 2030 sul mix di gas UE, le relative emissioni upstream nelle diverse regioni e per la maggior parte degli stati membri (i dati sono in Allegato b). Da questi dati è chiaro che le emissioni di GNC a monte aumenteranno se si passa dalle stime attuali al 2030, in quanto cambiano i consumi energetici durante la produzione e il trasporto di gas fossile ed anche le aree di approvvigionamento. Le emissioni della filiera di approvvigionamento sono diverse a seconda delle zone UE, poiché l'origine e la distanza variano (cfr. allegato b). Secondo Exergia, le emissioni upstream sono più elevate per il GNC rispetto alla benzina o al gasolio.

Tabella 4. Emissioni della filiera di approvvigionamento del gas fossile dell'UE (grCO₂eq/MJ carburante) rispetto a diesel e benzina (Exergia 2015)

	Anno	Erogazione del carburante	Distribuzione, trasmissione e stoccaggio del gas	Trasporto della materia prima (gasdotto, GNL)	Produzione e recupero di carburante	Rimozione di CO ₂ , H ₂ S dal GN (trattamento del gas)	Totale	Emissioni di metano della filiera (% v/v)
GNC	2015	3.8	3.0	6.6	5.4	0.4	19.2	1.1%
	2030 scenario di riferimento	3.8	3.0	8.0	6.7	0.4	22.0	1.7%
Benzina	2015						18.2	
Diesel	2015						17.4	

Questi due studi WTT dedicati ai trasporti (JEC ed Exerga 2015) presentano emissioni upstream diverse, per cui è opportuno utilizzare un intervallo di valori WTT, come nell'immagine seguente. È inoltre importante sottolineare che, probabilmente, le emissioni di gas fossile lungo la filiera sono significativamente stimate. Secondo la NASA,⁵⁷ dal 2006 le concentrazioni atmosferiche di metano sono aumentate notevolmente, molto più rapidamente del previsto. Le attuali emissioni annuali di metano sono pari a 550 Mt e crescono di 25 Mt l'anno, di queste 17 Mt sono emissioni di combustibili fossili nell'upstream. Le emissioni upstream della produzione di gas naturale sono state a lungo sottovalutate, fino al 50% (Dalsoren 2018)⁵⁸ o circa il 60% (Alvarez 2018)⁵⁹. Questo è fondamentale perché le stime attuali indicano che il 53%⁶⁰ delle emissioni upstream è costituito da metano.

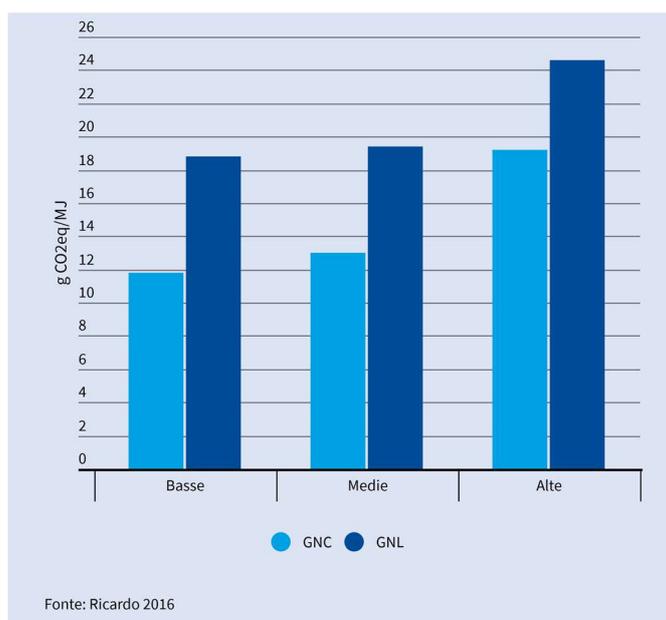


Figura 4. Emissions WTT di GNC and GNL

Inoltre, il mix di gas fossile (vale a dire la sua provenienza) nell'UE sta cambiando, con la produzione interna in calo e le importazioni in aumento. Ciò aumenterà le emissioni complessive della filiera del mix di gas dell'UE nei prossimi anni.

3.2. Importazioni di gas fossile dell'UE

Solo il 31% del consumo di gas fossile dell'UE è coperto da fonti interne, provenienti principalmente da Paesi Bassi e Regno Unito, mentre il 69% del gas fossile viene importato.⁶¹ L'indipendenza energetica non è quindi significativamente migliore di quella del petrolio (88% importato⁶²). La produzione interna di gas fossile è in calo. Ad esempio, i governi olandesi hanno deciso di iniziare a limitare la produzione del giacimento di gas di Groningen e porre fine alla sua estrazione entro il 2030 a causa di problemi di sicurezza legati ai terremoti nella regione.⁶³ Le principali regioni di importazione sono visualizzate nell'immagine seguente, dov'è chiaro il dominio di Russia (37%) e Norvegia (32,5%). La maggior parte del gas fossile proveniente da Russia, Norvegia e Algeria passa attraverso i gasdotti, mentre quello proveniente dal Qatar e da Trinidad & Tobago arriva come GNL. Con la diminuzione della produzione europea (anche nel caso delle forniture dalla Norvegia), il volume delle importazioni di gas fossile russo e di GNL raddoppierebbe secondo lo scenario base sulle prospettive energetiche di BP ('Evolving Transition'⁶⁴). Ciò significa anche che il gas fossile consumato nell'UE avrà emissioni a monte più elevate, circa il 15% in più in base alle proiezioni di Exerga 2015, con un aumento delle emissioni di GNC a monte da 19,2 a 22 grCO₂eq/MJ.⁶⁵ Pertanto, nell'analisi WTW è importante considerare che il futuro gas fossile consumato in Europa avrà probabilmente emissioni WTT più elevate rispetto ad oggi.

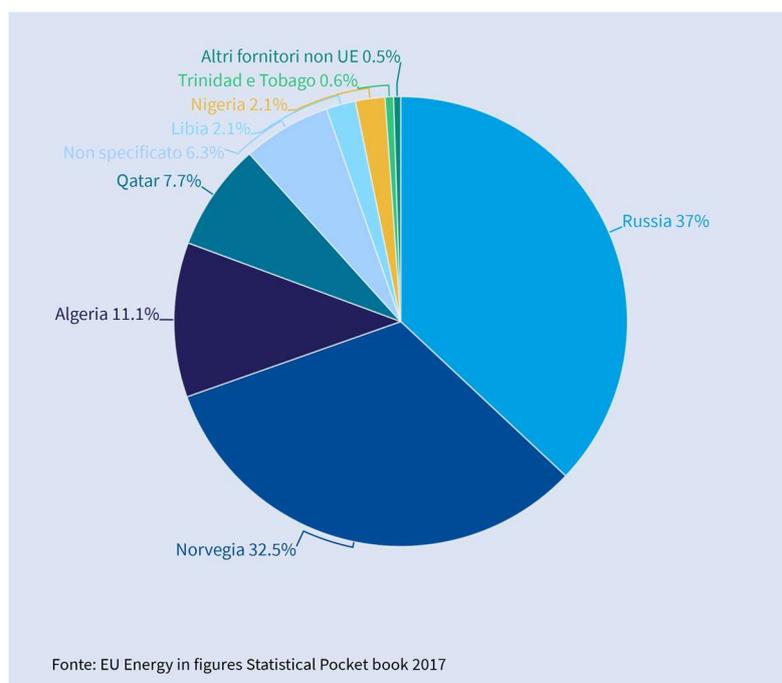


Figura 5. Paesi da cui l'UE importa gas fossile (2015), 69% dei consumi totali

Le crisi in Georgia e, in particolare, in Ucraina hanno rivelato la dipendenza dell'UE dai gasdotti russi. Nell'ambito della strategia dell'unione energetica, l'UE e i suoi Stati membri hanno iniziato a costruire terminali di GNL per aumentarne le importazioni e aumentare la sicurezza energetica. Nel terzo trimestre del 2017 il GNL ha rappresentato il 16% delle importazioni di gas fossile dell'UE, il 22% in più rispetto all'anno precedente. Il Qatar è il principale fornitore di GNL dell'UE (44%), seguito da Algeria (16%), Nigeria (16%), Norvegia (9%) e Stati Uniti (5%).⁶⁶ Gli attuali terminali GNL sono utilizzati solo al 25% della capacità di rigassificazione. Il che significa che esiste un potenziale significativo per aumentare le importazioni di GNL rispetto ad oggi e diversificare le regioni di importazione senza ulteriori investimenti.⁶⁷ Il GNL è attualmente più costoso del gasdotto russo e, in questo senso, i depositi di GNL fungono da polizza assicurativa, per diversificare l'offerta e aumentare la concorrenza del mercato. Ad esempio, la Lituania, il cui unico fornitore di gas fossile era la Russia, ha pagato prezzi del gas russo superiori del 30% rispetto alla Germania per lo stesso gas. Con l'avvio dell'attività di un nuovo terminale GNL, sono stati in grado di rinegoziare l'accordo di fornitura con la Russia ottenendo una tariffa inferiore di circa il 20% rispetto al passato.⁶⁸ Ciò è stato possibile soprattutto grazie alla possibilità di importare GNL a un prezzo più competitivo rispetto alla precedente tariffa del gas russo. L'attuale infrastruttura del gas dell'UE è sufficiente a garantire la sicurezza energetica.⁶⁹ Gli investimenti nei terminali GNL sono stati finanziati principalmente con denaro pubblico e i nuovi terminali non sono "una questione commerciale"⁷⁰ (l'aspetto è approfondito alle sezioni 2.6 e 7.2).

In una prospettiva più ampia di sicurezza energetica, si potrebbe sostenere che la diversificazione rispetto al petrolio nei trasporti potrebbe ridurre la dipendenza del settore dalle importazioni e aumentarne la resistenza agli shock dei prezzi del petrolio. Tuttavia, essa è associata ad una maggiore dipendenza dal gas fossile, che richiede a sua volta delle importazioni. Ad esempio, importare GNL dal Qatar non è molto diverso dall'importare petrolio da uno dei paesi vicini. Considerato che l'UE sta diventando sempre più dipendente dalle importazioni di gas, i benefici (i prezzi del gas sono attualmente un po' più stabili) sarebbero limitati con l'aumento dei consumi di gas. Dal punto di vista della sicurezza energetica e della resilienza, l'UE dovrebbe concentrarsi sui carburanti a basse emissioni di carbonio che possono essere prodotti in Europa in modo sostenibile, come con l'elettricità rinnovabile.

3.3. Sviluppi tecnologici per ridurre la domanda di gas fossile

Il fabbisogno di gas di origine fossile va diminuendo con lo sviluppo della tecnologia e la disponibilità di opzioni che consentono una maggiore riduzione delle emissioni. Il modello PRIMES prevede, ad esempio, una riduzione del consumo di gas fossile dell'1,5% l'anno nel periodo 2010-2020 e una tendenza a -1,9% l'anno dal 2020 al 2030.⁷¹ Il costo di installazione di nuova capacità rinnovabile (in particolare solare ed eolico) sta scendendo molto rapidamente e, in molti casi, già vince il confronto con la generazione elettrica da combustibili fossili. Entro il 2019-2020 i costi delle fonti rinnovabili dovrebbero essere inferiori a quelli della generazione da carbone o gas, riducendo la domanda futura di gas fossile.⁷²

Obiettivi UE più ambiziosi per le energie rinnovabili (energia elettrica) e il miglioramento dell'efficienza energetica (residenziale) potrebbero ridurre ulteriormente la domanda di gas fossile. Secondo un'analisi della società di consulenza energetica Artelys, la produzione di energia elettrica da gas fossile nell'UE potrebbe dimezzarsi entro il 2030 (da 514 TWh attuali a 259 TWh), anche in parallelo con l'eliminazione del carbone.⁷³ Le reti diventeranno più intelligenti e una domanda più flessibile (anche grazie ai veicoli elettrici) garantirà il bilanciamento del sistema a costi inferiori. In questo scenario, il ruolo del gas fossile nella transizione del settore energetico diminuirà ulteriormente. Al contrario, l'eliminazione del nucleare in alcuni paesi (ad esempio Germania, Francia e Belgio) dovrebbe aumentare l'uso del gas nella produzione di energia elettrica, causando un aumento della domanda nel breve periodo.⁷⁴ Gli sviluppi nel settore delle batterie mettono in discussione il ruolo del gas fossile nel bilanciamento della rete, iniziando a intaccare questo mercato e riducendo così il fabbisogno di gas fossile nel lungo periodo.⁷⁵ Ad esempio, sta accadendo in Germania (48 MW)⁷⁶ e in Australia⁷⁷, dove Tesla ha costruito un impianto da 100 MW.

Questi sviluppi ridurranno la domanda di gas fossile in Europa.⁷⁸ Il che spiega perché l'industria del gas sia alla ricerca di nuovi settori in cui poter vendere i propri prodotti. L'industria del gas (Eurogas) considera i trasporti come un'opportunità di crescita della domanda e intravede un potenziale di crescita dai 2 miliardi di metri cubi attuali a 29 miliardi di metri cubi nel 2030, con un aumento di quindici volte dei volumi.⁷⁹

Come indicato in precedenza, l'elettricità rinnovabile sta diventando più economica man mano che la tecnologia si sviluppa e vengono realizzate economie di scala nella produzione. Analoghe riduzioni dei prezzi del metano rinnovabile sono improbabili. Data la relativa scarsità delle materie prime e della molteplicità dei luoghi necessari per la produzione, il potenziale di riduzione del prezzo del biometano è limitato. Anche qualora il metano sintetico beneficiasse di elettricità rinnovabile più economica, rappresentando questa un'importante voce di costo della sua produzione, costerebbe comunque almeno il doppio dell'elettricità e causa delle perdite di efficienza (vedi Capitolo 6.4). Anche i veicoli elettrici diventeranno più economici e le motivazioni a sostegno delle auto a metano si indeboliranno.

La francese ADEME ha stimato al 2050 sia i costi di una rete di gas rinnovabile al 100% che di una elettrica rinnovabile. Da questi studi risulta chiaramente che la produzione di elettricità rinnovabile è meno costosa del gas rinnovabile, l'elettricità rinnovabile costa in media $\frac{1}{3}$ del gas rinnovabile.⁸⁰ Vi è inoltre il timore che le ipotesi sulla disponibilità di gas 100% rinnovabile contenute nel rapporto siano significativamente sopravvalutate, dato che i costi diventano eccessivi.⁸¹ Il costo del carburante di un veicolo alimentato a metano rinnovabile è superiore a quello dei veicoli elettrici alimentati a elettricità rinnovabile anche perché l'efficienza del motore è inferiore e i consumi circa 2,5 volte superiori.

4. Impatti sulle emissioni GHG dell'uso di gas fossile nei trasporti

L'utilizzo del gas fossile nei trasporti non contribuisce a ridurre le emissioni di gas serra e ne ostacola la decarbonizzazione. Sono state sviluppate alternative migliori sia nel settore dei veicoli leggeri che dei trasporti pesanti ed anche nel trasporto marittimo soluzioni migliori e più efficaci stanno emergendo. È importante confrontare le emissioni dei veicoli nuovi e delle alternative in arrivo sul mercato, poiché questo dovrebbe essere il fattore decisivo per il sostegno politico. Le prestazioni in termini di gas serra WTW del gas fossile individuate in questo studio sono comprese tra -12% e +12%, a seconda del mezzo di trasporto. Gli studi di settore mostrano risparmi leggermente superiori. Nelle automobili i risparmi di gas serra sono i più bassi, con un intervallo compreso tra -7%^{viii} e +13% rispetto al diesel.⁸² Nei trasporti pesanti l'intervallo varia da -3% a +12% rispetto ai migliori diesel della categoria. Nel trasporto marittimo le cifre vanno da -12%⁸³ a +9%⁸⁴ rispetto al gasolio marino (MGO) e dipendono fortemente dal rilascio di metano. L'origine del gas fossile e le emissioni della filiera svolgono un ruolo significativo nelle prestazioni in una prospettiva WTW, così come la scelta della metrica. I valori di CO₂ e di CO₂ equivalente sono diversi perché considerando solo la CO₂ non si tiene conto delle emissioni di metano.

4.1. Automobili

Le prestazioni WTW (well-to-wheel) delle automobili dipendono dalle emissioni della filiera di approvvigionamento (dal pozzo al serbatoio, WTT) del GNC e dalle emissioni del veicolo (dal serbatoio alla ruota, TTW). La forbice di emissioni WTT del GNC va da 7,8 a 22,6 grCO₂eq/MJ, con il GNL e il gas russo all'estremo superiore e le forniture UE all'inferiore. Il mix medio UE di gas fossile ha emissioni WTT di 13 grCO₂eq/MJ di combustibile secondo il JEC e 19,2 grCO₂eq/MJ secondo Exerga (2015) (vedi capitolo 3.1). I valori JEC per il gasolio e la benzina sono, rispettivamente, 15,4 e 13,8 grCO₂eq/MJ.⁸⁵ Considerando il 2030, Exerga (2015) stima che le emissioni upstream di GNC siano superiori del 15% rispetto al 2015, con 22 grCO₂eq/MJ. Data l'ampia variabilità delle fonti di gas fossile nell'UE, le emissioni di WTT di GNC degli Stati membri sono comprese tra 6,8-44,3 grCO₂eq/MJ nel 2030 (vedi Allegato 2). Pertanto, il GNC può avere emissioni WTT inferiori o superiori rispetto al gasolio e alla benzina, a seconda della miscela di gas fossile al punto di rifornimento e dei dati utilizzati.

Tra il livello TTW (mondo reale) e WTT le prestazioni in termini di gas serra delle auto a metano sono diverse, come si vede alla Tabella 5. Il GNC presenta un vantaggio in termini di gas serra rispetto alla benzina, ma non al gasolio. Con il previsto aumento delle emissioni WTT per il 2030 di Exerga per il gas fossile (tutto il resto uguale), le emissioni WTW aumentano per il GNC, portando il beneficio rispetto alla benzina a -9%, mentre il gasolio presenterebbe emissioni inferiori del 19% rispetto al GNC. In molti paesi la situazione sarebbe peggiore, in quanto 17 paesi avrebbero emissioni WTT del gas fossile superiori alla media UE.

^{viii} Vedi confronto della VW Golf alla sezione 4.1

Tabella 5. Prestazioni delle emissioni effetto serra delle auto a metano rispetto a benzina e diesel (adattato da Ricardo 2016)

	TTW	WTW			
		Basse emissioni WTT	Medie emissioni WTT	Alte emissioni WTT	Proiezioni WTT al 2030
Fattori di emissioni (gr CO ₂ eq./MJ)		11,8	13 (JEC mix gas EU 2015)	19 (Exergia mix gas EU 2015)	22 (Exergia mix gas EU 2015) ^{ix}
Rispetto alla benzina	-21%	-18%	-18%	-15%	-9%
Rispetto al diesel	+5%	+6%	+6%	+13%	+19%

Lo studio WTW del JEC esamina diverse strade per la produzione di GNC e l'impatto WTW dei gas serra. Esaminando le proiezioni al 2020, lo studio stima che le nuove auto diesel raggiungano una media di 106 grCO₂eq/km senza ibridazione, o 79 grCO₂eq/km con ibridazione e gli ibridi a benzina in media 83 grCO₂/km sulla base dei test di laboratorio NEDC (New European Driving Cycle). Le opzioni del GNC vanno da 94 grCO₂eq/km per il gas di scisti bituminosi dell'UE a 122 grCO₂eq/km per il gas importato da paesi extra-UE e trasportato per 7.000 km nei gasdotti (ad esempio dalla Russia). La differenza potenziale di emissioni di gas serra WTW tra il diesel e le diverse filiere del GNC è compresa tra -11% e +17%. Ipotizzando il mix medio di gas fossile dell'UE, le emissioni delle automobili a metano (GNC) sono superiori dell'1% rispetto al gasolio e del 14% inferiori alla benzina. I veicoli ibridi diesel o a benzina hanno prestazioni migliori del GNC, con emissioni WTW inferiori, rispettivamente, del 26% e del 24% rispetto ai veicoli a metano.⁸⁶ I veicoli a metano potrebbero essere fabbricati anche come ibridi elettrici, ma attualmente non sono disponibili sul mercato perché, probabilmente, troppo costosi.

La Natural Gas Vehicle Association (NGVA), la lobby dell'industria dei veicoli a gas, ha commissionato a Thinkstep uno studio sulle emissioni di gas serra nei trasporti. Utilizzano emissioni di filiera di 12,5 grCO₂eq/MJ, di cui 3,4 derivanti da fughe di metano. Lo studio conclude che i gas fossili riducono le emissioni di gas serra del 7% rispetto al diesel e del 23% rispetto alla benzina, dimostrando che anche con ipotesi ottimistiche, il GNC non offre vantaggi significativi in termini di gas serra rispetto al diesel. Questi benefici in termini di riduzione dei gas serra sono superiori a quelli degli studi sopra descritti, che non sono stati finanziati dall'industria.⁸⁷

L'analisi delle prestazioni di CO₂ di ciascun carburante con un'automobile specifica indica chiaramente i pochi vantaggi di promuovere le auto a metano. La Volkswagen Golf è stata l'auto a metano più venduta nel 2017 ed è stata scelta per il confronto, disponendo di una gamma completa di motorizzazioni. La tabella seguente include le emissioni TTW di CO₂ dichiarate dal costruttore e i dati WTT calcolati sulla base dei consumi dichiarati. Questi dati vengono combinati per avere un'idea delle prestazioni GHG WTW. La tabella mostra che il veicolo a metano ha solo il 6% di emissioni WTW GHG in meno dell'equivalente auto a benzina e solo il 7% rispetto al diesel; la versione elettrica della Golf, che utilizza il mix elettrico medio dell'UE, emette meno della metà di CO₂ del GNC. Se utilizziamo le emissioni WTT di gas russo (33grCO₂eq/km), le

^{ix} Non è stato preso in considerazione nessun cambiamento delle emissioni TTW o WTT dei carburanti liquidi.

prestazioni WTW del veicolo a metano salgono a 131 gr/km, superiori a quelle delle equivalenti auto a benzina o diesel.

Tabella 6 Confronto delle emissioni del veicolo GNC più venduto nell'UE nel 2017 (Volkswagen Golf VII) rispetto ai modelli equivalenti ⁸⁸

Energia	Motore	Versione	TTW ^x	WTT ⁸⁹	WTW
GNC	1.4 TGI 81 kW	Tutti i livelli di rifinitura, Manuale 6	97 (GNC)	26 (GNC – mix UE) 44 (GNC – Russia)	123 (GNC – mix UE) 141 (GNC – Russia)
			125 (benzina)	24 (benzina)	149 (benzina)
Benzina	1.0 TSI 85 kW	Comfortline 5 porte Manuale 6	109	21	130
Diesel	1.6 TDI 85 kW	GTE 5 porte Manuale 5	109	23	132
Ibrido plug-in a benzina	GTE 150 kW (1.4 TSI 110 kW)	GTE 5 porte Automatico	38	8 (benzina)	78
				32 (elettricità)	
Elettrico batterie	e-Golf 100 kW	e-Golf 5 porte	0	36	36

Transport & Environment ha analizzato le riduzioni di gas serra a livello di flotta veicolare con un modello EUTRM⁹⁰ sviluppato in-house, ottenendo risultati simili. T&E ha confrontato uno scenario che prevede un aumento della penetrazione dei veicoli a metano rispetto allo scenario di riferimento, ipotizzando un aumento delle vendite dall'1% nel 2015, al 5% nel 2020, al 10% nel 2025 e al 20% nel 2030, con incrementi annuali uguali. Dati questi volumi di vendita, le auto a metano ridurrebbero le emissioni di gas serra delle autovetture WTW di appena l'1,5% entro il 2030 rispetto alla situazione di riferimento.

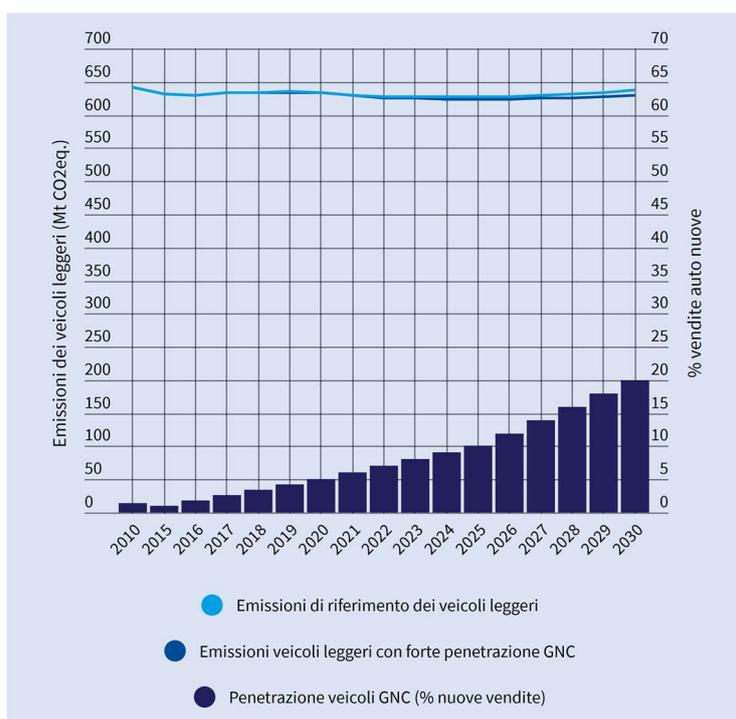


Figura 6. Impatto delle auto a GNC sulle emissioni WTW.

A livello di Life Cycle Assessment (LCA), il confronto delle diverse tecnologie veicolari produce risultati simili all'analisi WTW: non vi è praticamente alcun beneficio nel passaggio ai veicoli a metano fossile - come si vede nell'immagine seguente.

^x WTT è equivalente CO₂, TTW è CO₂

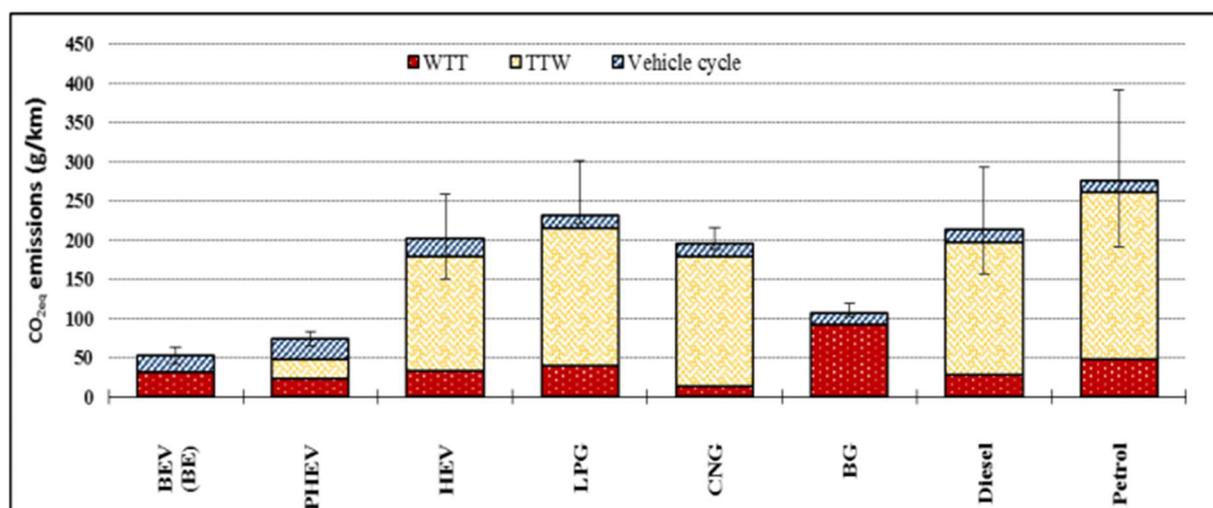


Figura 7. Emissioni LCA per diversi sistemi di trazione (veicoli elettrici a batteria con mix elettrico belga, veicoli elettrici ibridi, veicoli elettrici ibridi, gas di petrolio liquefatto, GNC fossile, Bio-GNC, Diesel e benzina)⁹¹

I benefici WTW (o LCA) di gas serra del GNC rispetto ai veicoli diesel sono marginali prendendo la media delle emissioni upstream del gas dell'UE, mentre rispetto alla benzina leggermente superiori. Tali benefici WTW dipendono in larga misura dalla fonte di approvvigionamento di gas: se il veicolo utilizza GNL o gas russo (la fonte di gas UE in più rapida crescita), allora i modesti benefici WTW dei GHG svaniscono e i veicoli a metano causano emissioni più elevate rispetto ai veicoli convenzionali benzina o diesel. Questo avverrebbe in molti Stati membri che dipendono da un approvvigionamento di gas fossile con emissioni elevate nell'upstream, come il GNL o il gas russo. Dato che il gas fossile contribuisce solo marginalmente alle prestazioni di GHG su base WTW, il più basso livello di tassazione del carburante non pare giustificato (questo aspetto verrà discusso più in dettaglio nella sezione 7.1)^{xi}. I veicoli ibridi e gli elettrici a batteria già sul mercato hanno GHG significativamente inferiori rispetto al GNC.

4.2. Camion

I trasporti pesanti sono spesso citati come uno dei principali candidati al passaggio al GNC/GNL - si veda, ad esempio, la strategia della Commissione per una mobilità a basse emissioni. Questo ragionamento si basa sull'ipotesi che non esistano alternative praticabili, ad eccezione dei biocarburanti, per i camion diesel a lunga percorrenza. I dati, tuttavia, dimostrano che non vi sono benefici climatici significativi nel passaggio dal diesel al gas fossile e che alternative più pulite stanno emergendo più rapidamente del previsto.

Dal serbatoio alla ruota (Tank to wheel)

Su base "tank-to-wheel" i camion a gas potrebbero, in teoria, avere emissioni di CO₂ allo scarico significativamente più basse, avendo il gas un contenuto di carbonio inferiore al diesel. Tuttavia, il risultato allo scarico dipende dall'efficienza del motore a gas che alimenta i camion. Nessuno degli studi o dei test disponibili in condizioni reali dimostra che i camion a gas abbiano emissioni di CO₂ allo scarico significativamente inferiori. Le emissioni di CO₂ osservate sono, al contrario, comprese tra +10 e -10% rispetto al diesel.⁹²

Tra il 2012 e il 2016, il Dipartimento dei Trasporti del Regno Unito ha analizzato l'impatto delle emissioni di gas serra dei camion a gas, sia dual fuel che mono combustibile a GNL in condizioni reali.⁹³ I camion solo metano presentano emissioni TTW superiori del 4%, a causa dell'efficienza del motore inferiore del 24%. Il rapporto conclude che "i veicoli solo a gas di attuale generazione (Euro VI), alimentati a gas fossile

^{xi} Il livello della tassazione del carburante incide sul prezzo del carburante e riduce il costo totale di possesso, il che spiega perché le persone acquistano veicoli a metano.

(piuttosto che a biometano), avranno probabilmente un impatto di gas serra sostanzialmente simile a quello degli equivalenti veicoli diesel Euro VI, con una percentuale compresa tra +/- 10%". I test hanno evidenziato rilascio di metano "non apprezzabile" (metano incombusto rilasciato durante la combustione del carburante nel motore) nei camion a gas dedicati, ma nei camion convertiti (dual fuel) il rilascio di metano peggiora le prestazioni GHG dei veicoli del 10-35% rispetto a prima della conversione.

Nei Paesi Bassi TNO ha testato due camion Euro VI a GNL (con motore a scoppio) in condizioni reali. Secondo questi test, su una base TTW, i veicoli selezionati ottengono risultati migliori del 3-6% in termini di emissioni allo scarico rispetto ai diesel. Tuttavia, le emissioni di particolato risultano più elevate, ~~più elevate~~ o simili ~~quelle~~ di NOx a seconda delle condizioni operative.⁹⁴ Le emissioni di metano allo scarico sono risultate relativamente basse, contribuendo solo in minima parte all'impatto complessivo dei veicoli a GNL. Tuttavia, non è stato possibile quantificare adeguatamente le altre emissioni di metano, come l'evaporazione di carburante dal serbatoio (BOG) e il recupero e sfiato del carter. L'importanza di quantificare anche le emissioni di metano non di scarico è dimostrata da uno studio condotto negli Stati Uniti, dove le emissioni di metano allo scarico rappresentavano solo il 30,6% delle perdite di metano dal serbatoio alle ruote. Questo indica che significative perdite di metano possono prodursi a livello del veicolo e che ulteriori ricerche sono necessarie per quantificarle.⁹⁵

Il CARB (California Air Resources Board) ha rilevato per il LCFS (Low-carbon fuels standard) che, rispetto ai camion diesel (WTW), le emissioni di gas serra dei camion GNL sono inferiori del 6% e quelle dei camion GNC del 14%.⁹⁶ L'EPA nella sua analisi rileva che i camion a metano e GNL emettono -12% e +3% (WTW) rispetto al diesel, ipotizzando un'efficienza del motore inferiore del 5%.

Il divario di efficienza del motore può teoricamente essere superato, anche se l'obiettivo è in continua evoluzione, poiché anche i motori diesel migliorano. La cosiddetta tecnologia HPDI (High Pressure Direct Injection) può fornire un'efficienza del motore per i camion a GNL simile al diesel. I camion HPDI utilizzano una piccola quantità (5-10%⁹⁷) di diesel per accendere il metano nei cilindri. Tuttavia, i motori HPDI sono più cari, attualmente vengono offerti in Europa da un solo produttore (Volvo) e le elevate prestazioni dei GHG pagano un costo in inquinanti locali, con emissioni di NOx superiori a quelle dei diesel.⁹⁸ Ci sono inoltre alcune perdite di metano incombusto che ne riducono ulteriormente le prestazioni TTW GHG. Le prestazioni reali dei camion a gas HPDI devono ancora essere valutate - sia con la nuova procedura di test dell'UE VECTO che nelle operazioni nel mondo reale. Dei test sono in corso nel Regno Unito e nei Paesi Bassi, con risultati attesi entro la fine dell'anno. La questione principale è se i più costosi camion HPDI produrranno emissioni di CO₂ significativamente inferiori rispetto ai migliori diesel della categoria.

Ad esempio, uno studio per l'NGVA - basato sui dati forniti dai costruttori - rileva che i camion HPDI a gas hanno emissioni di CO₂ WTW inferiori del 16% rispetto ai diesel.⁹⁹ Tuttavia, essi confrontano i camion HPDI - lo stato dell'arte della tecnologia - con un camion UE medio (31,5 lt/100km) piuttosto che con uno di nuova generazione (29,9 lt/100km), aumentando così la stima dei benefici.¹⁰⁰ Confrontando un camion HPDI con un camion diesel di prima classe (29,9 lt/100km) il beneficio WTW si riduce al 2%, con emissioni WTT medie di 19,4 grCO₂eq/MJ.

Volvo ha recentemente pubblicizzato un camion a gas in stile HPDI con emissioni di CO₂ a livello del camion inferiori del 20%, per quanto Volvo riconosca che il risparmio di CO₂ eq WTW è inferiore, 11% a causa delle maggiori emissioni WTT per il GNL rispetto al diesel e del rilascio di metano.¹⁰¹

Dal Pozzo alle Ruote (Well to wheel)

Come per le autovetture, le emissioni WTT hanno un ruolo significativo. Per il GNL il boil-off (l'evaporazione durante lo stoccaggio in serbatoi), ogni eventuale sfiato e scarico deve essere incluso. Il range di emissioni WTT nei diversi scenari è di 18,8 grCO₂eq/MJ per le basse, 19,4 grCO₂eq/MJ per le medie e 24,6 grCO₂eq/MJ per le alte. Sulla base di queste cifre, a livello WTW, Ricardo¹⁰² stima per gli autoarticolati GNL (accensione

comandata) di peso superiore a 32 tonnellate, GHG pari a +1%, +2% e +5%, rispetto ai camion diesel Euro VI. Un confronto con i migliori camion diesel della categoria fornisce ancora meno prospettive per i camion a metano, come si può vedere nella tabella seguente. Un camion a gas HPDI, con un'efficienza energetica inferiore del 9% rispetto ai migliori diesel della categoria, ha GHG TTW inferiori del 10% rispetto ai migliori camion diesel della categoria e 2% GHG WTW inferiori sulla base dei calcoli di T&E. Dalla tabella seguente (Tabella 7) risulta chiaramente come la tecnologia motoristica abbia un forte impatto sulle prestazioni WTW GHG dei camion alimentati a gas fossile, così come il carburante utilizzato (GNC vs GNL). Un confronto tra un camion a gas e un diesel medio (Tabella 8) mostra un risparmio maggiore perché il diesel medio ha emissioni WTW superiori del 5,6% rispetto ai migliori della categoria.

Tabella 7. Prestazioni WTW dei camion a metano rispetto ai migliori diesel della categoria^{xii}

	Emissioni upstream Basse	Emissioni upstream Medie	Emissioni upstream Alte
Camion diesel migliore della categoria (29.9lt/100km)	948 gr CO ₂ eq./km		
Camion HPDI GNL ^{xiii}	-2.7%	-2.0%	+4.4%
Camion ad accensione comandata GNL ^{xiv}	+4.4%	+5.1%	+11.5%
Camion ad accensione comandata GNC ^{xv}	-2.4%	-0.7%	+7.9%

Tabella 8. Prestazioni WTW dei camion a metano rispetto ad un diesel medio^{xvi}

	Emissioni upstream Basse	Emissioni upstream Medie	Emissioni upstream Alte
Camion diesel medio (31.5lt/100km ¹⁰³)	1001 grCO ₂ eq./km		
Camion HPDI GNL ^{xvii}	-7.9%	-7.2%	-1.1%
Camion ad accensione comandata GNL ¹⁰⁴	-1.1%	-0.4%	+5.6%
Camion ad accensione comandata GNC ¹⁰⁵	-7.5%	-6.0%	+2.2%

^{xii} Emissioni upstream del GNC: basse 11,8, medie 13,0 e alte 19,2 gr CO₂ eq./MJ per GNC. Emissioni upstream del GNL basse 18,8, medie 19,4 e alte 24,6 gr CO₂ eq./MJ. Fattore di emissione per CH₄ è 56,2 gr CO₂ eq./MJ (mix gas UE) e diesel 73,2 gr CO₂ eq./MJ tratto da JEC 2015. GWP100 è utilizzato per CH₄ fossile = 30 e N₂O= 298 da IPCC CH₄ emissioni 0,133%wt, N₂O 0,019 gr/km. Contenuto energetico del diesel è 35,8 MJ/lt. e il gas fossile 45,1 MJ/kg (mix gas UE tratto da JEC).

^{xiii} I dati della NGVA: Consumi energetici di 11,7 MJ/km: CH₄ emissioni 0,155%wt, N₂O emissioni 0,032 gr/km. Ipotizzando 94% CH₄ e 6% diesel sulla base di una comunicazione personale con VOLVO.

^{xiv} I dati della NGVA: Consumi energetici di 13,2 MJ/km: CH₄ emissioni 0,133%wt, N₂O emissioni 0,019 g/km.

^{xv} I dati della NGVA: Consumi energetici of 13,2 MJ/km: CH₄ emissioni 0,133%wt, N₂O emissioni 0,019 g/km.

^{xvi} Emissioni upstream del GNC: basse 11,8, medie 13,0 e alte 19,2 gr CO₂ eq./MJ per GNC. Emissioni upstream del GNL basse 18,8, medie 19,4 e alte 24,6 gr CO₂ eq./MJ. Fattore di emissione del CH₄ è 56,2 g CO₂ eq./MJ (mix gas UE) e diesel 73,2 g CO₂ eq./MJ tratto da JEC 2015. GWP100 è usato per il metano fossile CH₄ = 30 e N₂O= 298 da IPCC CH₄ emissioni 0.133%wt, N₂O 0,019 gr/km. Il contenuto energetico del diesel è 35,8 MJ/lt e del metano fossile 45,1 MJ/kg (mix gas UE da JEC).

^{xvii} I dati della NGVA: Consumi energetici di 11,7 MJ/km: CH₄ emissioni 0,155%wt, N₂O emissioni 0,032 gr/km. Ipotizzando 94% CH₄ e 6% diesel sulla base di una comunicazione personale con VOLVO.

Mentre nei moderni camion solo metano, la fuoriuscita di metano nella combustione è sotto controllo, delle emissioni di metano (ebollizione, sfiato, ecc.) rimangono ai livelli WTT e TTW. Per la quantificazione di tali emissioni a livello TTW dei camion europei in condizioni reali non sono disponibili informazioni sufficienti.

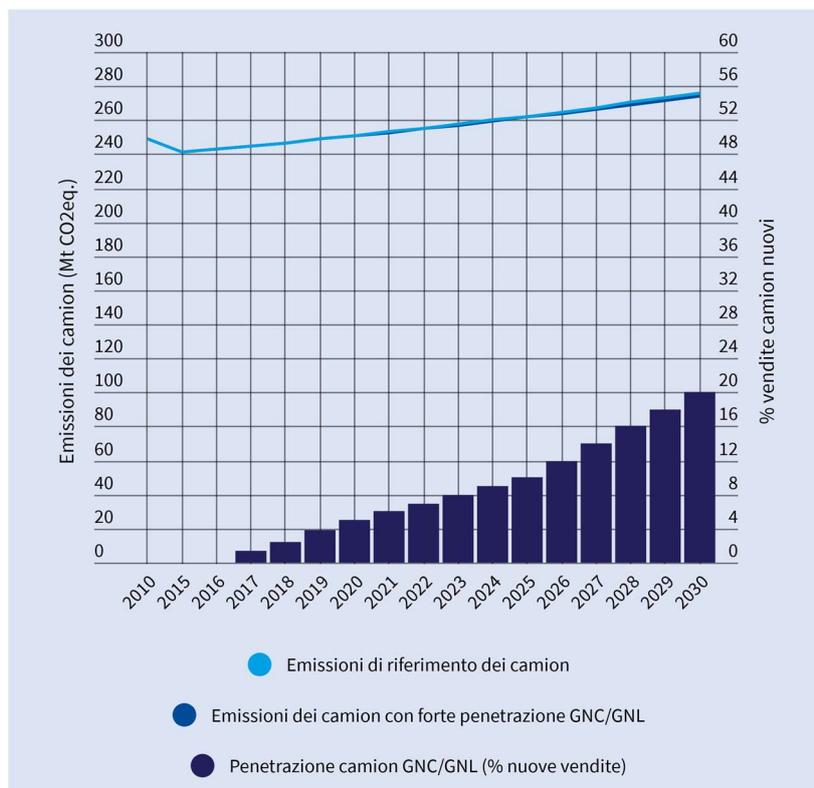


Figura 8. Impatto dei camion a GNL sulle emissioni WTW ^{xviii}

Una transizione dal gasolio al gas, sia che si tratti di GNC che di GNL, offrirebbe nel migliore dei casi benefici molto limitati. Anche utilizzando il sistema metrico allo scarico più favorevole (TTW), i vantaggi dei camion a gas risultano compresi tra -10% e +10%.¹⁰⁶ Gli incentivi per i camion a basse emissioni di carbonio dovrebbero quindi essere basati sulle prestazioni misurate, non sul tipo di carburante. In questo modo si eviterebbe di sovvenzionare veicoli che, in realtà, hanno prestazioni simili o peggiori del diesel e si incentiverebbe l'innovazione nella tecnologia dei camion a gas per compensare i divari di efficienza del motore.

Su una base dal pozzo alla ruota, i benefici del gas scompaiono quasi completamente. Come indicato nella Tabella 7 i camion GNL con accensione a candela hanno emissioni WTW più elevate, mentre la tecnologia HPDI potrebbe consentire un risparmio di circa il 2%. È importante sottolineare che tali risparmi si basano su un potenziale di riscaldamento globale del metano nell'arco di 100 anni. In realtà, gli effetti a breve termine saranno negativi e i benefici del gas serra esistenti si materializzeranno solo dopo 50 anni, nel migliore dei casi, a causa del forte effetto di riscaldamento immediato dovuto alle emissioni di metano.¹⁰⁷ Questa analisi è stata fatta utilizzando un approccio basato sul potenziale di riscaldamento tecnologico (TWP), ovvero calcolando le effettive emissioni radianti nel tempo, ponendo maggiore enfasi sulle emissioni associabili al metano. Se i camion a gas devono competere sul mercato con la tecnologia diesel, allora le norme sulle emissioni di CO₂ prodotte allo scarico, non giustificano alcun meccanismo di sostegno, come le sovvenzioni all'acquisto, le esenzioni fiscali o gli sconti sui pedaggi.

^{xviii} Modellato usando il modello E [EUTRM](#) di T&E. Ipotizzando un'efficienza minima del 9% per i camion a GNL HPDI HGV (>16t) e 5% per quelli for HGV (<16t) a GNC. Emissioni WTT di 19,4 grCO₂ eq/MJ per GNL e 13 grCO₂ eq/MJ per GNC. Le vendite di camion a gas hanno le stesse percentuali in entrambe le categorie.

Altre opzioni nel trasporto pesante presentano un potenziale di decarbonizzazione più elevato. I veicoli elettrici a batteria, ad esempio, riducono del 54% delle emissioni GHG WTW, con l'attuale mix elettrico dell'UE.¹⁰⁸ La disponibilità di metano rinnovabile per il trasporto è esaminata alla sezione 6.

4.3. Navi

L'uso del GNL è in crescita nelle applicazioni navali, in quanto viene considerato come il carburante del futuro con basse emissioni di carbonio ed inquinanti (SO_x, NO_x, PM), consentendo di decarbonizzare il settore e di ridurre l'inquinamento atmosferico. La principale differenza rispetto alle altre modalità di trasporto è rappresentata dalle perdite di metano più elevate, con un impatto significativo sulle prestazioni GHG TTW (tank-to-wake). Con perdite di metano dell'1,8%, il vantaggio del TTW è del 19% rispetto all'HFO e del 12% rispetto all'MGO.¹⁰⁹ Con perdite di metano doppie (3,5%) il beneficio rispetto all'HFO scende al 7% e, rispetto all'MGO, le emissioni aumentano dell'1%. Sintef, il principale organismo di ricerca indipendente scandinavo nel 2017 ha identificato i fattori di emissione di metano in condizioni reali, con un fattore medio di 31 gr/kg (3,1%) e di 23,2 gr/kg (2,3%) per i motori Lean Burn Spark Ignited (LBSI) e 40,9 gr/kg (4,1%) per i motori Low Pressure Dual Fuel (LPDF).¹¹⁰ La ripartizione delle 120 navi metaniere in esercizio è di circa il 40-60% tra le due tecnologie. Esistono anche motori marini a doppia alimentazione ad alta pressione (HPDF), che utilizzano diesel liquido per l'accensione e forniscono apparentemente una combustione completa di metano; ma producono NO_x più elevati che richiedono sistemi di post-trattamento come l'SCR per essere conformi allo standard IMO Tier III.¹¹¹ Per questo motivo, i motori HPDF non sono molto popolari in quanto i benefici dei gas serra (grazie alle minori emissioni di metano) vanno a scapito delle elevate emissioni di NO_x, che il GNL vuole risolvere. Nel trasporto marittimo, pertanto, deve essere presa in considerazione la tecnologia dei motori nella valutazione delle prestazioni climatiche, adottando un approccio olistico alle altre emissioni.

Dal pozzo allo scafo (Well to wake)

Dal punto di vista delle emissioni equivalenti di CO₂ (WTW), la variazione positiva o negativa rispetto ai carburanti esistenti per uso marittimo dipende dal livello delle perdite di metano. Le prestazioni dei gas serra a basse perdite di metano (1,8%) sono comprese tra -0,9% e -10,4% per singola nave alimentata a GNL rispetto al gasolio marino, ma con un tasso doppio di perdita di metano (3,5%) i risparmi si annullano, in un intervallo compreso tra -0,6% e +9,3%.¹¹²

I benefici dipendono anche da quale combustibile si pensa di sostituire, poiché il passaggio dal gasolio marino (MGO) al GNL comporta un risparmio annuo inferiore rispetto al quello dall'olio combustibile pesante (HFO) accompagnato da uno scrubber (che ha una penalità in consumo di carburante). Come si vede nella tabella sotto, le emissioni WTW del GNL utilizzato nelle navi sono fortemente dipendenti dalle emissioni della filiera (WTT) del GNL, che dipende non solo dalle perdite di metano a monte, ma anche dalla tipologia (gasdotto liquefatto vs. GNL) e dalla distanza. I risparmi WTW per il GNL rispetto al MGO vanno da una riduzione del 3,7% nel caso migliore, a +9,3%.¹¹³

Tabella 9. Diminuzione dei gas serra grazie al passaggio da HFO/MGO a GNL per singole navi in condizioni di bassa/centrale/alta catena di approvvigionamento WTT e diversi scenari di perdita/rilascio di metano¹¹⁴

	Basse emissioni di filiera (18,8 gr CO ₂ /MJ)		Medie emissioni di filiera (19,4 gr CO ₂ /MJ)		Alte emissioni di filiera (24,6 gr CO ₂ /MJ)	
	1.8%	3.5%	1.8%	3.5%	1.8%	3.5%
Rilascio di Metano	1.8%	3.5%	1.8%	3.5%	1.8%	3.5%
WTW differenza con HFO + scrubber	-9.6%	+0.3%	-10.4%	-0.6%	-7.9%	+1.5%
WTW differenza con MGO	-3.7%	+6.8%	-4.7%	+5.7%	-0.9%	+9.3%

Le cifre sopra riportate sono tratte da Ricardo e sono in linea con altri studi di settore. L'ICCT¹¹⁵ afferma che qualsiasi risparmio di gas serra è indissolubilmente legato alla riduzione delle emissioni di metano sia nella catena di approvvigionamento che nella nave.^{xix} Uno studio TNO puntualizza che il range di riduzione delle emissioni di gas serra dipende in larga misura dai livelli di rilascio di metano e che la disponibilità di dati su questo tipo di emissioni è limitata. TNO stima un range di emissioni di gas serra WTW simile a quello delle navi a gasolio in navigazione oceanica e -12% rispetto alle navi alimentate con HFO/MGO, ipotizzando¹¹⁶ un rilascio di metano basso (0,03 gr/MJ di carburante o 0,2%).¹¹⁷ Questo basso livello di rilascio di metano non è supportato da altri studi, come lo studio in condizioni reali di Sintef.¹¹⁸ Tuttavia, nel trasporto marittimo a corto raggio è stato ipotizzato un valore di rilascio di metano di 0,56 gr/MJ di carburante (3,6%) e di 0,7 gr/MJ di carburante (4,5%) per la navigazione interna, rendendolo uguale o peggiore dei carburanti tradizionali WTW. A livello di flotta globale, l'UMAS stima che il passaggio al GNL del 60% della flotta mondiale permetterebbe di ottenere una riduzione totale delle emissioni di gas serra di appena il 5% rispetto alle emissioni di MGO/HFO.¹¹⁹

Lo studio NGVA identifica un risparmio di GHG dell'11-21% rispetto all'HFO senza scrubber. La cifra dell'11% presume un motore a quattro tempi dual fuel, mentre il risparmio del 21% uno a gas naturale a due tempi con iniezione ad alta pressione. Questo nonostante si preveda che la maggior parte delle navi metaniere saranno alimentate con motori a doppia alimentazione a bassa pressione a 2 o 4 tempi, in quanto soddisfano i requisiti IMO Tier III pur avendo una notevole sensibilità al rilascio di metano.¹²⁰ Sembra pertanto che le ipotesi di NGVA non siano coerenti con le tendenze di mercato dei motori marini.

La riduzione massima teorica dei gas serra dall'utilizzo di GNL nel trasporto marittimo è del 20% rispetto all'HFO (studio NGVA¹²¹), che anche il TNO ha individuato come stima alta per le riduzioni future. Secondo il TNO, "a condizione che il mercato si sviluppi in modo tale da giustificare investimenti sostanziali nello sviluppo tecnologico", raggiungendo una riduzione del 15-20% dei gas serra WTW entro il 2030-2035. Ma questo presenta degli inconvenienti: in primo luogo, la migliore tecnologia dei motori per il metano va a scapito delle elevate emissioni di NOx, che il GNL dovrebbe risolvere. In secondo luogo, se l'industria navale deve prendere sul serio gli accordi di Parigi, anche il potenziale massimo teorico di riduzione del GNL non basta. Se un trasporto marittimo a zero emissioni deve realizzarsi entro il 2050, tutte le nuove navi dovrebbero essere a zero emissioni dal 2030.¹²² Anche per raggiungere i recenti obiettivi IMO di -50% delle emissioni dei trasporti marittimi entro il 2050 "proseguendo gli sforzi per eliminarle completamente", il 20%

^{xix} Questo vale per tutti gli usi di gas fossile.

massimo di gas serra non è sufficiente. Ciò significa anche che la flotta esistente dovrà essere dotata di tecnologie di propulsione/carburanti a zero emissioni. Se si privilegia il GNL, la flotta dovrà essere equipaggiata due volte o saranno necessari grandi volumi di GNL rinnovabile per cambiare il combustibile.

Esistono altre opzioni per decarbonizzare i trasporti marittimi. Nel corto raggio, le batterie sono implementabili nell'immediato futuro; per le navi oceaniche l'idrogeno rinnovabile può essere un'opzione. Sia le batterie che l'idrogeno richiedono infrastrutture a terra, che offrono migliori opportunità di investimento per l'UE e gli Stati membri rispetto ai terminali di GNL. Con la massima diffusione delle tecnologie attualmente conosciute, secondo il Forum internazionale dei trasporti¹²³ potrebbe essere possibile raggiungere la "decarbonizzazione quasi completa entro il 2035". I loro scenari dipendono fortemente dall'idrogeno e dall'ammoniaca per rifornire le navi.

5. Emissioni non-GHG (qualità dell'aria)

Rispetto al contenimento dei cambiamenti climatici, i benefici del gas fossile variano tra le diverse modalità, ma o non esistono o, nel migliore dei casi, sono molto limitati. Per un confronto equo, i veicoli a metano devono essere confrontati con i nuovi modelli a benzina, diesel, elettrici o ibridi. Grazie ai nuovi test e limiti di emissione, i nuovi modelli Euro 6 sono più puliti rispetto al passato, annullando i benefici del metano, in termini di inquinamento atmosferico, rispetto ai motori a benzina o diesel. Le emissioni dei veicoli a metano sono di molto superiori a quelle dei veicoli elettrici, dell'idrogeno e degli ibridi plug-in. Le emissioni non-GHG (inquinanti atmosferici) per il metano rinnovabile e il metano fossile sono le stesse, per cui il trasporto a metano non è un trasporto a emissioni zero, anche se il carburante è rinnovabile.

5.1. Automobili

Per quanto riguarda le emissioni locali, i veicoli a GNC sono migliori del diesel (vedi tabella sotto) e quelle di NOx paragonabili alle auto a benzina. Le emissioni di anidride solforosa (SO₂) sono principalmente legate al carburante, per cui le auto a metano hanno prestazioni migliori, anche se i livelli del trasporto su strada sono trascurabili. Tuttavia, tenendo conto del sostegno politico, si dovrebbero confrontare le migliori tecnologie veicolari attualmente sul mercato, o in arrivo in un prossimo futuro, quando si valuta un eventuale sostegno alle nuove tecnologie. È chiaro che i veicoli elettrici a batteria o a idrogeno rappresentano la soluzione migliore, senza emissioni di NOx, SO₂ o PM. In condizioni reali di guida in Cina, una vettura dual fuel (GNC/benzina) risulta avere emissioni di NOx "leggermente superiori".¹²⁴ Inoltre, con l'adozione della norma Euro 6d-temp, il fattore di conformità per i veicoli diesel scende e le emissioni di NOx dei diesel nuovi dovrebbero ulteriormente diminuire. Dei dati recenti ed affidabili su PN, PM e NOx per le auto a GNC non sono disponibili. Ecoscore.be fornisce alcune cifre su NOx e PM, ma le fonti non sono chiare e i risultati si basano su dati di omologazione, che non rappresentano una valida approssimazione delle reali emissioni su scala mondiale.

Tabella 10. Emissioni allo scarico dei veicoli Euro 6 in condizioni reali ¹²⁵

	NOx (mg/km)	PM _{2.5} (mg/km)
Benzina	56	1.6
Ibrido a benzina	13	Nd
Diesel	170	1.5
GNC	56	1.1
Veicolo elettrico a batteria	0	0

Quando si considerano le emissioni del numero di particolato (PN) delle autovetture i dati disponibili sono scarsi. Nel 2009, Ford ha prodotto le emissioni di PM e PN per diverse tecnologie motoristiche (**Error! Reference source not found.**)¹²⁶ I dati dimostrano che le due vetture a metano considerate erano tra le più pulite in termini di massa e di numero di particelle. Sono comunque necessari dati reali più recenti per comprendere meglio l'attuale situazione delle autovetture. Nei motori dei camion, un motore a metano produce emissioni PN 2-8 volte superiori rispetto ai motori diesel dotati di filtro antiparticolato.¹²⁷

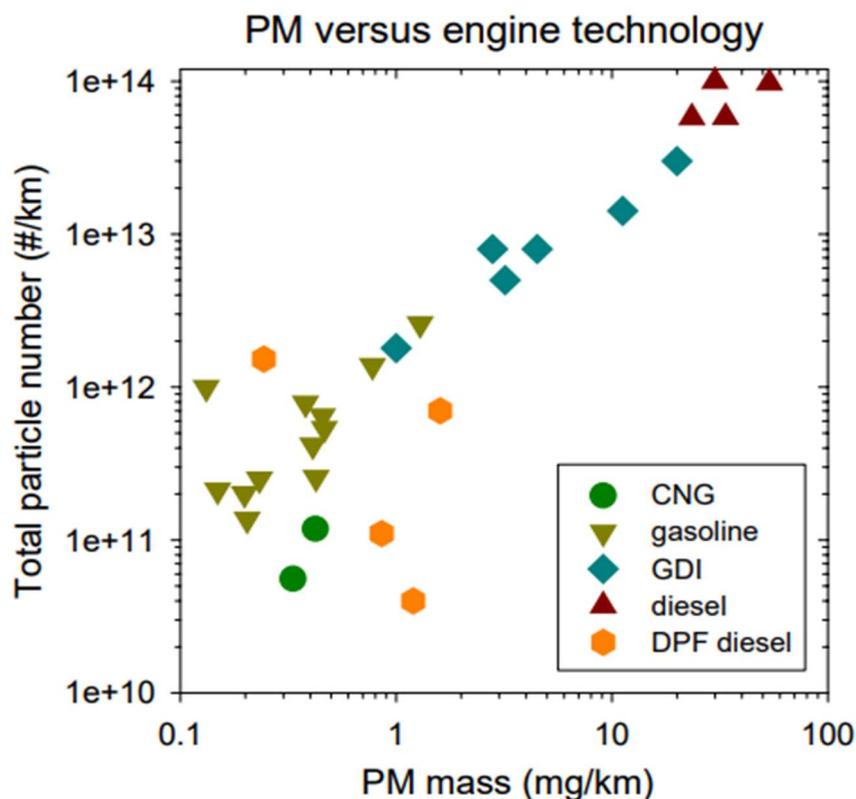


Figura 9. Emissioni di numero di particolato rispetto alle emissioni di massa di particolato per diverse tecnologie motoristiche nel 2009¹²⁸ [PM rispetto alla tecnologia motoristica. Numero totale di oarticelle (#/km), Massa del PM (mg/km)]

Considerando le emissioni non allo scarico, i veicoli elettrici emettono meno PM rispetto ai veicoli diesel o a benzina.¹²⁹ Le emissioni di PM non allo scarico delle auto a metano sono paragonabili a quelle delle auto a benzina o diesel, mantenendo comunque le auto a metano, con minori emissioni di PM da combustione, su livelli peggiori dei veicoli elettrici.

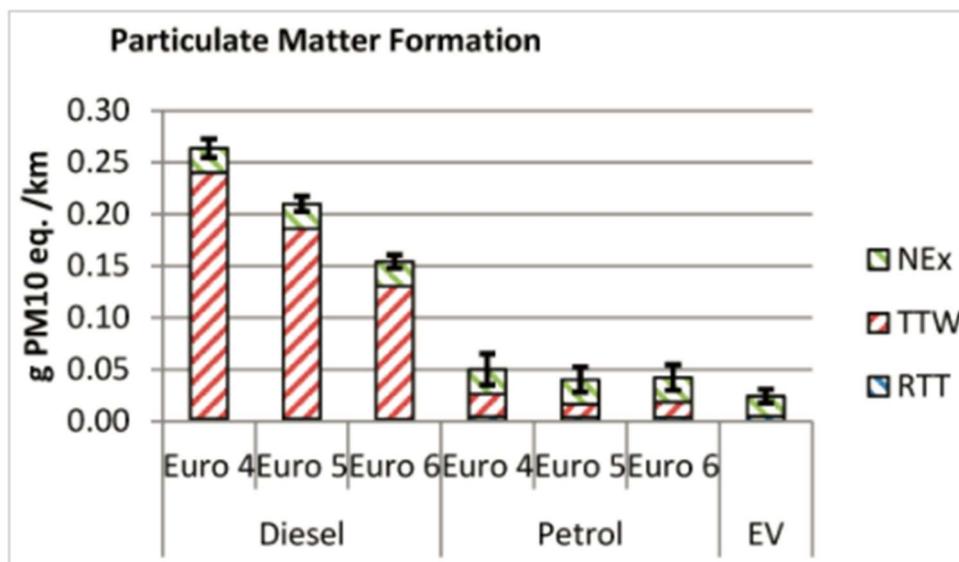


Figura 10. Emissioni PM incluse le emissioni non allo scarico (NEx)¹³⁰ [Formazione di particolato]

5.2. Camion e autobus

Gli attuali veicoli pesanti Euro VI sono relativamente puliti, avendo ridotto le emissioni di NOx dell'80% e del 50% di PM rispetto ai limiti Euro V.¹³¹ Pertanto, le emissioni di NOx tra i veicoli pesanti diesel e a metano sono attualmente molto simili.

I dati del Regno Unito e dei Paesi Bassi confermano che non vi sono differenze significative nelle emissioni di NOx tra diesel e metano. Nei test di laboratorio e su pista del Ministero dei trasporti del Regno Unito, le emissioni di NOx dei veicoli a motore a metano con accensione comandata sono state in media 135 mg/km in condizioni di ciclo di prova, mentre i veicoli diesel Euro VI usati per la comparazione hanno emesso NOx per 230 mg/km.¹³² La conversione post-vendita di un camion diesel Euro VI nello stesso studio ha prodotto emissioni di NOx più elevate in modalità dual fuel (540 mg/km in media) rispetto allo stesso veicolo funzionante solo in modalità diesel (170 mg/km). TNO ha testato due camion a GNL (accensione comandata) in condizioni reali nei Paesi Bassi. In media, un camion aveva emissioni di NOx simili alla media dei diesel testati, mentre l'altro aveva emissioni di NOx pari a quelle dei camion diesel a più alte emissioni. In condizioni di guida urbana, le emissioni di NOx di entrambi i camion GNL erano superiori alla media dei camion diesel.¹³³ Nel 2016, Ricardo riteneva che le emissioni di NOx tra i moderni camion diesel Euro VI e quelli a metano fossero uguali, poiché i dati disponibili erano limitati, mentre, per gli autobus erano gli stessi.¹³⁴

Se si passerà ai camion GNL a iniezione diretta ad alta pressione (HPDI), una tecnologia simile al diesel, i livelli di NOx potrebbero aumentare rispetto alla tecnologia con accensione comandata. Ad esempio, il nuovo camion GNL di Volvo emette 744 kg di NOx su 1.000.000 di km (744 mg/km), l'11% in più rispetto all'analogo motore diesel.¹³⁵

Sulla base delle informazioni disponibili, le prestazioni di metano e diesel nei veicoli pesanti sembrano simili. Purtroppo non esistono prove comparative sulle emissioni reali per i camion diesel Euro VI e a metano con diverse tecnologie motoristiche. Tali prove sarebbero necessarie per valutare i benefici effettivi dei camion a metano rispetto ai diesel, soprattutto perché il Joint Research Centre (JRC) della Commissione europea con un test in condizioni reali di guida su un camion diesel Euro VI ha rilevato che l'85% delle emissioni di NOx non rientrava nei limiti specificati dalla legislazione.¹³⁶ Le tecnologie a zero emissioni sono disponibili per l'uso urbano e presto anche per i veicoli pesanti interurbani, per cui è necessario sostenere le tecnologie che garantiscono la massima riduzione delle emissioni.

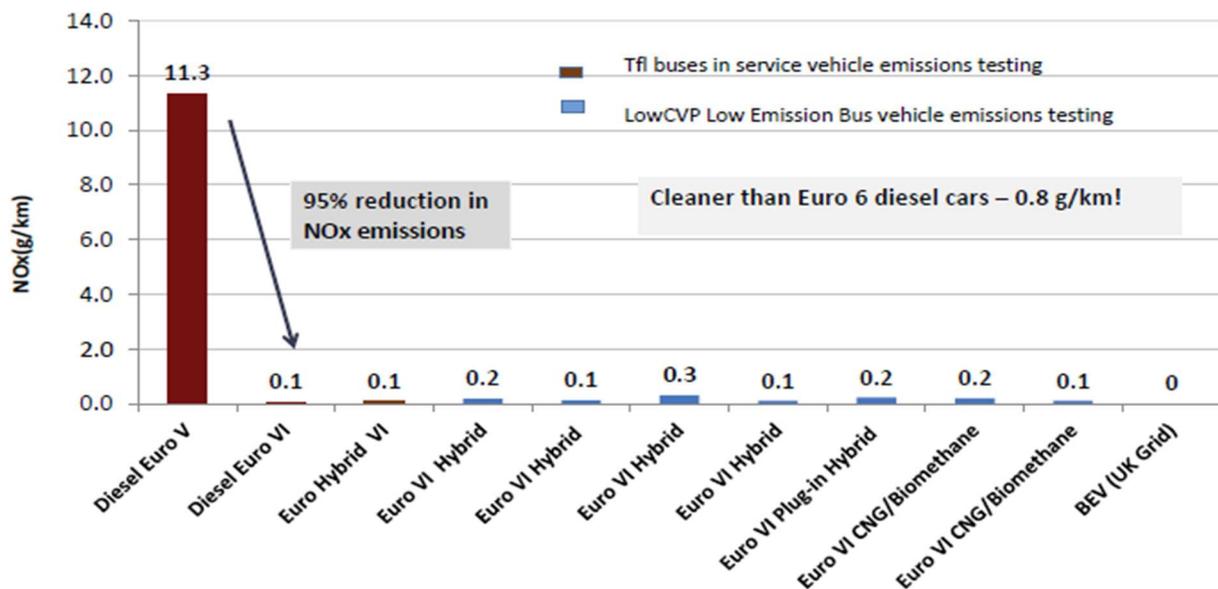


Figura 11. Emissioni NOx di diverse tecnologie di autobus sulla base del LowCVP emissions testing (test in laboratorio).^{137 xx}
 [Test sulle emissioni degli autobus di TfL durante il servizio - Test sulle emissioni di un autobus a base emissioni di LowCVP - 95% di riduzione dei Nox - Più pulito delle auto diesel Euro VI - 0,8 gr/km!]

Nel caso degli autobus, le emissioni di inquinanti atmosferici sono paragonabili tra i diesel Euro VI e quelli a metano, con prestazioni del diesel migliori in termini di emissioni di CO₂.¹³⁸ Come si può vedere dall'immagine sopra, esiste una differenza marginale tra le emissioni di NOx degli autobus diesel Euro VI rispetto ad altri veicoli a carburanti alternativi.

Le emissioni di PM dei camion a metano sono generalmente inferiori ma, sulla base di prove effettuate su strada e di laboratorio dal JRC, il numero di particelle (SPN - numero di particelle solide) è più elevato rispetto ai diesel Euro VI.¹³⁹ Il PM misura la massa delle emissioni di particolato, dando maggior enfasi alle particelle più pesanti, mentre l'SPN conteggia il numero di particelle, focalizzandosi sulle particelle più piccole, le più dannose per la salute.¹⁴⁰ Questa differenza tra camion a metano e diesel si deve al fatto che i DPF (filtro diesel antiparticolato) risultano molto efficaci nel ridurre le emissioni di particolato, riducendole significativamente rispetto alle precedenti norme europee. Nella relazione del JRC, il test del bus a GNC evidenzia emissioni di SPM più elevate rispetto all'autobus diesel Euro VI con filtro antiparticolato. I camion a GNC o GNL emettono meno PM (particolato)¹⁴¹ o fuliggine nera rispetto ai diesel non dotati di DPF, ma questo non è necessariamente vero per il PM,¹⁴² se si confrontano i diesel dotati di DPF. In uno studio¹⁴³ del Dipartimento dei Trasporti britannico sui veicoli a gas, con prove sia in laboratorio che su strada, senza misure del PM e dati dei costruttori, risulta che i veicoli a gas emettono 1 - 3 mg/kWh e i diesel 2 - 6 mg/kWh. TNO rileva inoltre che "...i motori ad accensione comandata e i motori diesel con filtri antiparticolato a parete spesso hanno emissioni di particolato simili, sia in massa che in numero".¹⁴⁴ La differenza nelle emissioni di PM tra i veicoli diesel e quelli a metano è inferiore rispetto alle precedenti norme Euro. La letteratura fornisce opinioni diverse rispetto ai moderni camion diesel Euro VI con DPF, in quanto le tecnologie motoristiche del metano producono risultati diversi.^{145 146} Tuttavia, il numero di particelle solide (SPN) è più elevato per i camion a GNC rispetto ai diesel, e questo risultato probabilmente verrà confermato nei camion a GNL.

Sulla base dei dati disponibili, camion e autobus a gas non presentano vantaggi significativi in termini di qualità dell'aria rispetto ai diesel Euro VI equivalenti. Gli studi danno risultati leggermente contrastanti, ma le differenze non giustificano il passaggio dal diesel al GNL o al GNC. Occorreranno test più approfonditi, comparando anche le prestazioni in materia di emissioni inquinanti dei camion a metano ad accensione comandata e a pressione (HPDI) con i migliori camion diesel Euro VI attualmente disponibili, sia in

^{xx} TfL = Transport for London

laboratorio che in condizioni di guida reali. L'UE sta attualmente predisponendo le norme di emissione Euro VII per i camion. Dal punto di vista della tecnologia dei veicoli e della sostituzione del parco veicolare, un passaggio a EURO VI e l'ulteriore inasprimento EURO VII probabilmente rappresenterebbe una strategia di controllo dell'inquinamento atmosferico più efficace rispetto al passaggio del parco circolante a GNC o GNL.

5.3. Navi

Sulle navi la riduzione delle emissioni di inquinanti locali è notevole con l'uso di GNL. Il combustibile marino attuale ha un contenuto di zolfo molto elevato rispetto ai combustibili stradali e il GNL promette di essere un combustibile molto più pulito dal punto di vista degli inquinanti locali. E' questa una delle ragioni principali per cui il GNL sulle navi viene promosso per soddisfare i requisiti delle Aree a Emissioni Controllate (ECA) e del limite globale dello 0,5% per lo zolfo che entrerà in vigore nel 2020 (maggiori dettagli nella sezione 2.5). Le riduzioni degli inquinanti locali associati all'uso del GNL nelle navi sono ben documentate nella ICCT 2013¹⁴⁷ e in Ricardo 2016¹⁴⁸ che stimano riduzioni di NOx, SO₂ e PM nell'ordine del 85-100%, rispetto alle navi alimentate a HFO.

Il GNL non è l'unico modo per soddisfare i requisiti delle ECA. Dei combustibili a basso tenore di zolfo (MGO) possono essere utilizzati, generalmente sono più costosi del GNL, ma sono in grado di fornire riduzioni molto elevate di SOx e PM. Anche i sistemi di ricircolo dei gas di scarico (EGR) e di riduzione catalitica selettiva (SCR), consentono di ridurre fino all'80% il NOx delle navi MGO/HFO, e sono attualmente le uniche opzioni utilizzate per conformarsi alla ECA nordamericana in materia di NOx.

Le emissioni inquinanti locali del trasporto marittimo sono importanti anche per il riscaldamento globale, in quanto le emissioni di PM includono il black carbon, che assorbe il calore nell'atmosfera e, quando finisce sul ghiaccio, provoca una fusione più rapida. Questo è molto importante in quanto, secondo le stime dell'ICCT, le emissioni di black carbon del trasporto marittimo sono responsabili tra il 7 e il 21% dell'impatto del riscaldamento climatico globale del settore.¹⁴⁹ A causa di questi problemi, l'uso del GNL può essere vantaggioso a breve termine, soprattutto in prossimità delle regioni artiche con copertura nevosa. Ci sono, tuttavia, misure applicabili ai carburanti già esistenti che consentono di eliminare le emissioni di *carbon black* delle navi, come il passaggio dal HFO al MGO e l'applicazione di filtri antiparticolato diesel che riduce le emissioni di *carbon black* di oltre il 99%¹⁵⁰, un risultato molto più efficiente del passaggio al GNL, dato che le infrastrutture sono già presenti.

Tabella 11. Nuovi requisiti infrastrutturali per le diverse opzioni di carburante

	Riduce l'inquinamento atmosferico (SOx, NOx, PM)	Investimenti necessari per la tecnologia navale (nuova costruzione o modifiche)	Necessità di investimenti in nuove infrastrutture di bunkeraggio a terra
GNL	si	si	si
MGO (0.1% S) + SCR + DPF	si	si	no

E' utile notare che esistono diverse alternative per ridurre le emissioni inquinanti locali nel trasporto marittimo. Il trasporto marittimo a zero emissioni sta diventando possibile, ad esempio usando l'idrogeno e le batterie. Delle navi a batteria già esistono. Le navi a idrogeno non sono ancora sul mercato, ma stanno arrivando. La scelta della tecnologia dipenderà anche dalla distanza che le singole navi percorrono in ogni viaggio. Anche l'ammoniaca rinnovabile è un carburante a zero emissioni di gas serra considerabile per le grandi navi d'alto mare.¹⁵¹ Esistono già navi più piccole alimentate a batteria in servizio di linea in Cina¹⁵² e un traghetto in Norvegia.¹⁵³

6. Metano rinnovabile

Il metano rinnovabile è il termine generale per designare il biometano e il metano sintetico, prodotto con elettricità rinnovabile. Il metano sintetico non è un carburante rinnovabile a meno che elettricità totalmente rinnovabile venga utilizzata per produrlo. Il biometano e il metano sintetico sono chimicamente identici al metano fossile (CH₄) e possono essere sostituiti l'un l'altro. Attualmente meno del 3% del metano nei trasporti è rinnovabile.¹⁵⁴

Biometano

Il biogas è costituito per il 50-75% da metano, il resto è principalmente CO₂. Quando la CO₂ e le altre impurità vengono rimosse, il prodotto finale è biometano. Solo questo è utilizzato nei trasporti, dato che il biogas non è abbastanza puro per i motori dei veicoli. Esistono due tecnologie principali per la produzione di biometano. La prima è la digestione anaerobica (un processo di decomposizione batterica), adatta soprattutto per materiali più umidi e meno duri (ad esempio fanghi di depurazione, letame, colture). La seconda è la gassificazione (un processo termico) che produce syngas,^{xxi} producibile da diverse materie prime solide (ad esempio legno e rifiuti urbani). Sia il biogas che il syngas possono essere convertiti in biometano, il prodotto finale è lo stesso. La sostenibilità del biometano varia a seconda della materia prima. I rifiuti organici sono le materie prime più sostenibili in quanto consentono il massimo risparmio di gas serra e non hanno usi alternativi.

Metano Sintetico

Il metano sintetico è un combustibile artificiale (noto anche come e-fuel, Power-to-X, PtX, Power-to-gas, PtG o combustibile rinnovabile di origine non biologica). La base è l'elettricità che viene utilizzata per produrre il combustibile di sintesi. Il primo passo consiste nel produrre idrogeno, in seguito viene aggiunta la CO₂ in un processo di metanizzazione. Affinché gli elettrocombustibili apportino benefici in termini di gas a effetto serra, l'elettricità deve essere priva di carbonio, rinnovabile e aggiuntiva (cioè non esisterebbe senza la produzione dell'elettrocombustibile)¹⁵⁵. Se l'elettricità rinnovabile viene sottratta ad altri impieghi finali, è facile che se ne debba produrre altra con combustibili fossili, aumentando così le emissioni della rete elettrica. L'idrogeno rinnovabile, l'elemento base di tutti gli elettrocombustibili, ha molti altri usi, in quanto potrebbe essere utilizzato per decarbonizzare l'industria o come vettore energetico. L'alimentazione a metano ha bisogno di CO₂ come materia prima e affinché il combustibile sia completamente circolare e che la concentrazione atmosferica di CO₂ rimanga invariata, questa deve essere prelevata dall'aria.¹⁵⁶ In questo modo si evita il doppio conteggio delle riduzioni di CO₂ e il ritardo delle riduzioni necessarie nelle industrie emettitrici di CO₂.

6.1. Benefici climatici del metano rinnovabile

Biometano

Le prestazioni in termini di gas serra del metano rinnovabile dipendono dalla materia prima e dalla tecnologia utilizzata per produrre il combustibile. Le prestazioni in termini di GHG delle diverse materie prime e delle tecnologie di produzione sono presentate nella tabella seguente. È chiaro come sia la tecnologia di produzione che la materia prima influiscano significativamente sulle prestazioni GHG del combustibile. Sia le tecnologie di produzione migliori che le peggiori sono fornite per mostrare il range di prestazioni dei gas serra nella tabella seguente.

L'uso di colture alimentari e mangimi per i biocarburanti liquidi è associato ad impatti ambientali e climatici negativi dovuti al cambiamento indiretto dell'uso del suolo (ILUC). L'uso di colture nella produzione di biometano solleva le stesse preoccupazioni di sostenibilità, perché l'uso dei terreni per la produzione di colture energetiche porta ad uno sfruttamento di altri terreni, aumentando le emissioni di gas serra. Includendo le emissioni ILUC sono, i risparmi reali di GHG del biometano prodotto dal mais rimangono

^{xxi} Il Syngas ha una composizione diversa dal biogas, composto da CH₄, CO, CO₂ e H₂. Il contenuto energetico è meno della metà di quello del gas fossile.

relativamente bassi (dal 13 al 46% per il GNC a seconda della tecnologia di produzione). Inoltre, la monocoltura per il biogas crea problemi di sostenibilità, quali la compattazione del suolo, l'erosione e il rilascio dei fertilizzanti. E' inoltre dimostrato come l'uso di colture alimentari, come il mais, per produrre biocarburanti, faccia salire i prezzi dei prodotti agricoli.¹⁵⁷

Il letame invece è la materia prima più sostenibile. Si tratta di un vero e proprio rifiuto e la digestione anaerobica rappresenta il trattamento ideale (cattura le emissioni di metano altrimenti emesse se non venisse prodotto il biogas). Questo spiega i risparmi di gas serra superiori al 100% (poiché il GWP del metano è molto più elevato della CO₂).

La direttiva sulle energie rinnovabili (RED) fissa le soglie minime di contenimento dei GHG per i biocarburanti nei trasporti e per i "carburanti da biomassa"^{xxii}, tra cui il biometano utilizzato per l'energia elettrica ed il riscaldamento. Il requisito attuale prevede una riduzione del 50% delle emissioni di gas serra per i biocarburanti^{xxiii}. La nuova RED fissa nuovi requisiti di riduzione dei gas serra per il periodo 2021-2030. Per i trasporti, la riduzione delle emissioni di gas serra deve essere almeno del 65% negli impianti che entrano in funzione dopo il 1° gennaio 2021. Il biometano utilizzato nei trasporti deve rispettare tali soglie e i criteri di sostenibilità. Negli altri settori e per gli impianti di potenza termica nominale inferiore a 2 MW sono esentati e non devono rispettare le soglie di riduzione dei gas serra o i criteri di sostenibilità della RED.^{xxiv}

^{xxii} Come definito nel REDII: per "combustibili da biomassa" si intendono i combustibili gassosi e prodotti solidi da biomassa.

^{xxiii} La riduzione del 50% dei gas serra si applica ai biocarburanti prodotti negli impianti che entrano in funzione prima del 5 ottobre 2015. Una soglia del 60% si applica ai biocarburanti prodotti negli impianti che entrano in funzione dopo il 5 ottobre 2015.

^{xxiv} Considerando che l'impianto a biogas medio dell'UE ha una capacità installata di 609 kW di energia elettrica, con un'efficienza elettrica del 35-40% si ottiene un input di circa 1,5-1,7 MW. Ipotesi da: Scarlat, Dallemand & Fahl (2018) Biogas: Developments and perspectives in Europe Renewable Energy Volume 129 p.457-472.

Tabella 12. Riduzione dei gas serra delle filiere del biometano (GNC per i trasporti),¹⁵⁸ con valori ILUC (Indirect Land-Use Change) per il mais.¹⁵⁹

Materia prima del biogas	Tecnologia di produzione	Emissioni GHG del carburante (gr CO ₂ eq/MJ)	Riduzione dei gas serra rispetto al riferimento fossile (%)	Emissioni ILUC (basate sul modello di Globiom) (gr CO ₂ eq/MJ)	Riduzione GHG rispetto al fossile incluse emissioni ILUC (%)
Letame umido	Digestato aperto, senza combustione di gas di scarico	-16	117%		117%
	Digestato chiuso, con combustione di gas di scarico	-100	206%		206%
Mais piante intere	Digestato aperto, senza combustione di gas di scarico	61	35%	21	13%
	Digestato chiuso, con combustione di gas di scarico	30	68%	21	46%
Umido	Digestato aperto, senza combustione di gas di scarico	54	43%		43%
	Digestato chiuso, con combustione di gas di scarico	13	86%		86%

Le tecnologie di produzione del biometano hanno impatti diversi sulle emissioni di GHG e di metano durante la produzione. Diverse stime indicano che le emissioni di metano sono comprese tra l'1% e il 3% del biogas prodotto.¹⁶⁰ La conversione del biogas in biometano provoca rilascio di metano compreso tra lo 0,1% e il 15% a seconda del processo. Il JRC usa un valore del 3%¹⁶¹ per le emissioni totali di metano, ma lo riduce a zero se i gas di scarico vengono bruciati. Il ricorso alla combustione dei gas di scarico è in aumento, ma al momento non è dato sapere a che ritmo questa tecnologia sarà adottata.

Lo stoccaggio del digestato^{xxv} influisce anche sulle prestazioni dei gas serra, in quanto piccole quantità di metano sono presenti nel digestato^{xxvi} anche dopo aver superato il digestore anaerobico. Questo porta a emissioni di metano dall'1 al 10% nel caso in cui il digestato non si trovi in un serbatoio ermetico e il metano fuoriuscisse nell'ambiente esterno. Nei calcoli del JRC lo stoccaggio del digestato in un serbatoio ermetico riduce a zero le emissioni di metano. Il digestato chiuso è obbligatorio per legge in molti paesi dell'UE, come la Germania, da cui la sua elevata diffusione (livello esatto sconosciuto). La sua diffusione potrebbe ulteriormente aumentare poiché, presumibilmente, i produttori vorranno soddisfare i requisiti di contenimento dei GHG. L'uso di una tecnologia migliore è fondamentale, in quanto il passaggio dallo stoccaggio aperto a quello in serbatoi ermetici aumenta le prestazioni GHG del 17% per il mais e i rifiuti urbani, mentre la combustione dei gas di scarico aumenta le prestazioni GHG del 16% per tutte le materie prime sopra elencate.

^{xxv} Il digestato è il materiale solido/liquido rimanente dopo la digestione anaerobica di una materia prima biodegradabile.

^{xxvi} Output solido della digestione anaerobica

Metano sintetico

Il metano sintetico è un carburante relativamente nuovo non ancora consolidato, per cui la direttiva sulle energie rinnovabili ancora non prevede valori di GHG. La nuova versione della direttiva per il periodo 2021-2030 fissa una soglia di riduzione delle emissioni GHG del 70% per gli elettrocombustibili utilizzati nei trasporti, ma la CE deve ancora sviluppare una metodologia di contabilizzazione. La Commissione adotterà un atto delegato per i casi in cui l'elettricità può essere accreditata come pienamente rinnovabile per la produzione di elettrocombustibili.

Considerando le prestazioni GHG del metano sintetico con diversi mix di elettricità, è chiaro che l'elettricità deve essere a zero emissioni di carbonio per ottenere una riduzione dei GHG, come si può vedere nella **Error! Reference source not found.** Avendo oggi la produzione di metano sintetico un'efficienza prossima al 40%, anche piccole quantità di emissioni di carbonio nella produzione elettrica riducono il potenziale risparmio di GHG. Pertanto, le emissioni di CO₂ derivanti dalla produzione di energia elettrica sono almeno raddoppiate, aggiungendo le emissioni del condizionamento e della distribuzione del combustibile (efficienza discussa più dettagliatamente nella sezione 6.4).¹⁶²

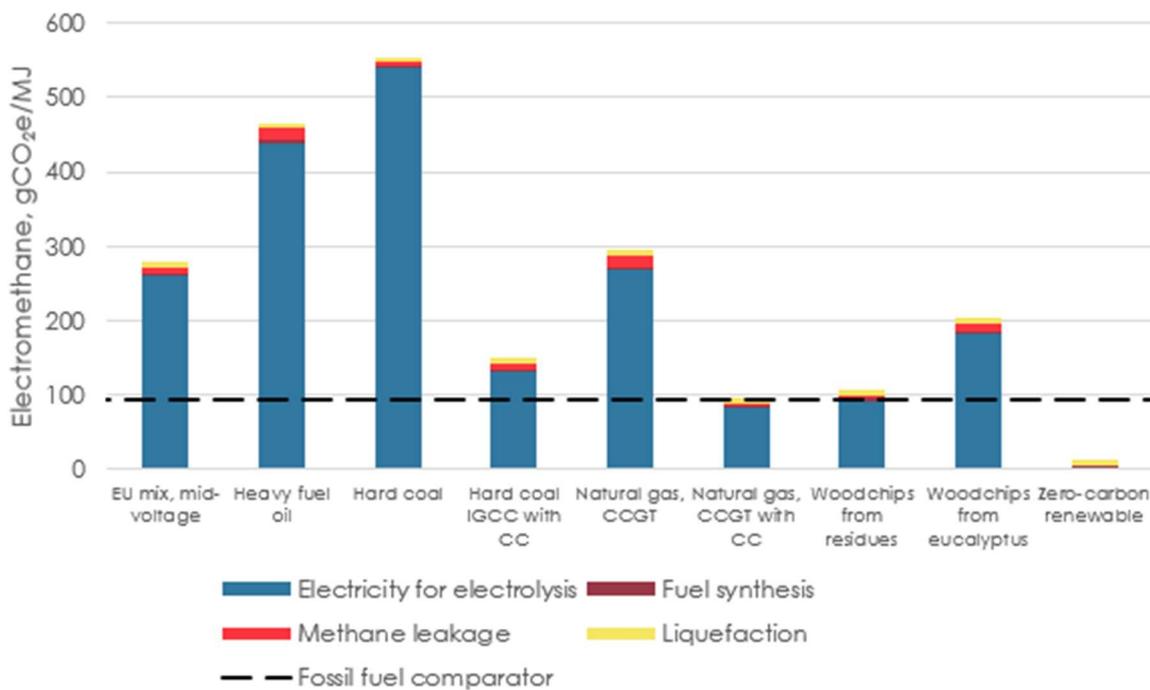


Figura 12. Intensità di carbonio del metano sintetico liquefatto con diverse fonti di energia elettrica assumendo CO₂ alla fonte. (Malins 2018)

[Mix UE voltaggio medio - Olio combustibile pesante - Carbone - Carbone ciclo combinato IGCC - Gas naturale CCGT - Gas naturale CCGT con ciclo combinato - Truciolo da residui - Truciolo da eucalipto - Rinnovabili a zero carbonio.

Elettricità per elettrolisi Sintesi del carburante,

Fughe di metano Liquefazione

Carburante fossile da comparare]

Oltre ad essere rinnovabile, l'elettricità deve essere aggiuntiva.¹⁶³ Se l'elettricità rinnovabile esistente viene destinata alla produzione di elettrocombustibili (compreso il metano sintetico) allora gli utenti disporranno di minore elettricità rinnovabile, per cui la domanda dovrà essere garantita con una produzione supplementare di elettricità, verosimilmente di origine fossile. Per garantire l'addizionalità, è necessario che l'elettricità rinnovabile utilizzata per gli elettrocombustibili (compreso il metano di sintesi) sia:

1. Generata da impianti di produzione nuovi e non-sovvenzionati, oppure,
2. Produzione eccedentaria altrimenti ridotta.¹⁶⁴

La produzione di metano sintetico richiede CO₂ come materia prima e della CO₂ viene rilasciata nell'atmosfera alla combustione - la fonte di CO₂ è quindi fondamentale. Esiste inoltre il rischio di emissioni di metano nella filiera e negli usi finali. Tre tipologie di fonti di anidride carbonica possono teoricamente essere utilizzate come input: CO₂ di origine fossile, biogenica o atmosferica. L'utilizzo di CO₂ di origine fossile, come quella emessa in un'acciaieria o in una centrale elettrica, rischia di fornire un incentivo a continuare a produrre CO₂, causando *lock-in* in un settore per decarbonizzare in un altro. Esiste anche il rischio di un doppio conteggio delle riduzioni delle emissioni (in altre parole, non contando le emissioni), premiando in primo luogo l'impianto industriale che cattura la CO₂ nell'ETS e trattando gli elettrocombustibili prodotti dal carbonio fossile catturato come neutri in carbonio. In un'economia decarbonizzata, come richiesto dagli Accordi di Parigi, questo è inaccettabile. L'uso di CO₂ fossile richiede un'attenzione particolare per garantire il corretto conteggio delle emissioni nell'industria e nei trasporti, poiché della CO₂ viene ancora emessa, solo che viene utilizzata due volte. La soluzione ottimale a lungo termine è che la CO₂ venga presa dall'aria, garantendo così che il carburante sia completamente circolare. La cattura dall'aria aumenta costi e consumi di energia ma con la tecnologia in via di sviluppo, sia i prezzi che i consumi energetici sono in calo.^{165 166}

A condizione che l'energia elettrica sia a zero emissioni di carbonio, rinnovabile e aggiuntiva, il metano sintetico nei trasporti ha un elevato potenziale di contenimento dei GHG, nell'ordine del 74-90% rispetto ai combustibili fossili (immagine sotto). Come per i gas fossili, i potenziali risparmi dipendono dai tassi di dispersione del metano nella distribuzione e negli usi finali. Le emissioni associate derivano dalla liquefazione o compressione del metano in GNL o GNC, dalle eventuali perdite nella distribuzione e nell'uso e dalla cattura della CO₂. Per la cattura della CO₂ viene ipotizzata un'elettricità di rete da 141 grCO₂/MJ che, ipotizzando una fonte specifica nei calcoli, può avvenire in un luogo diverso da quello di produzione dell'elettrocombustibile.¹⁶⁷

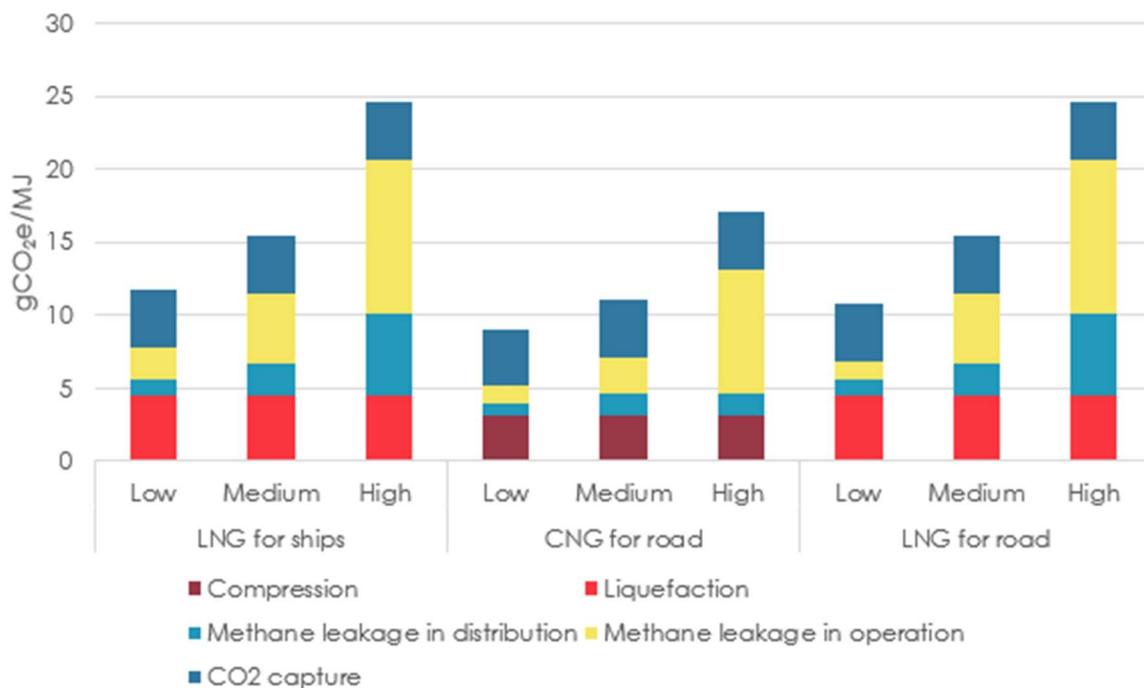


Figura 13 Emissioni del metano sintetico per GNC e GNL con elettricità a zero emissioni di carbonio (Malins 2018)

[Basse Medie Alte

GNL per navi, GNC per trasporto su strada, GNL per trasporti su strada

Compressione

Liquefazione

6.2. Consumi attuali di biometano

L'attuale produzione di biogas nell'UE è intorno a 16,1 Mtep (17,9 miliardi di metri cubi o 674 PJ).¹⁶⁸ Il biogas è prodotto in 17.662 stabilimenti, di questi solo 497 (11%) trasformano il biogas in biometano, mentre il resto viene utilizzato sul sito di produzione, principalmente per produrre energia elettrica.¹⁶⁹ In questa prospettiva, il consumo di gas fossile dell'UE nel 2016 è stato di 383 Mtep¹⁷⁰ e la produzione di metano sintetico trascurabile. Il metano rinnovabile rappresenta il 4% del metano consumato nell'UE e solo lo 0,5% del gas di rete è rinnovabile, dato che la maggior parte del biogas non viene convertito in biometano per essere immesso in rete, ma viene utilizzato in loco per la produzione di elettricità. In tutta l'UE solo il 2,9% del metano utilizzato nei trasporti è rinnovabile.¹⁷¹ Oltre la metà dell'attuale biogas è prodotto da colture energetiche, principalmente mais, seguito dal gas di discarica, come si può vedere dall'immagine seguente. Il mais vede associate le emissioni ILUC, che riducono notevolmente il potenziale di riduzione di GHG rispetto ai gas fossili, oltre ad avere ulteriori problemi di sostenibilità (cfr. sezione 6.1).

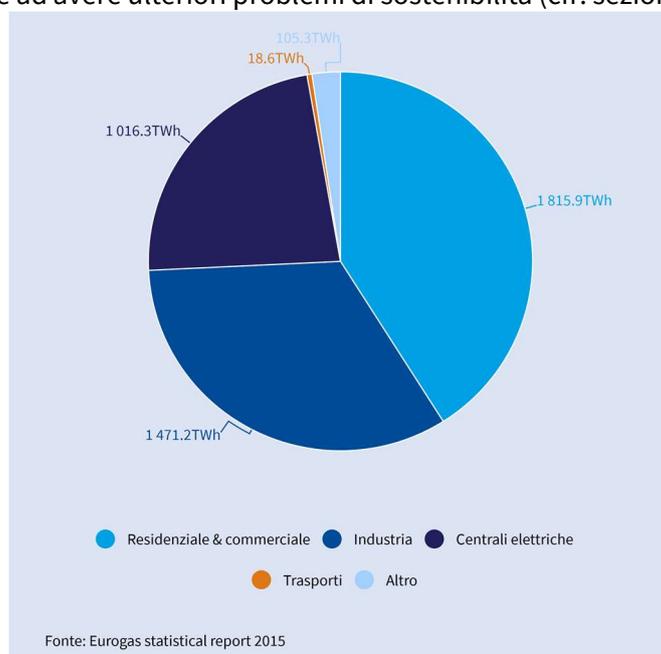


Figura 14. Composizione del Biogas nell'UE (2014)

Dell'attuale produzione di biogas nell'UE, la Germania rappresenta il 49%, seguita da Italia, Regno Unito e Svezia. Come si può vedere dall'immagine che segue, la produzione è fortemente concentrata in alcuni paesi con un forte sostegno politico e non è diffusa in tutta l'UE.

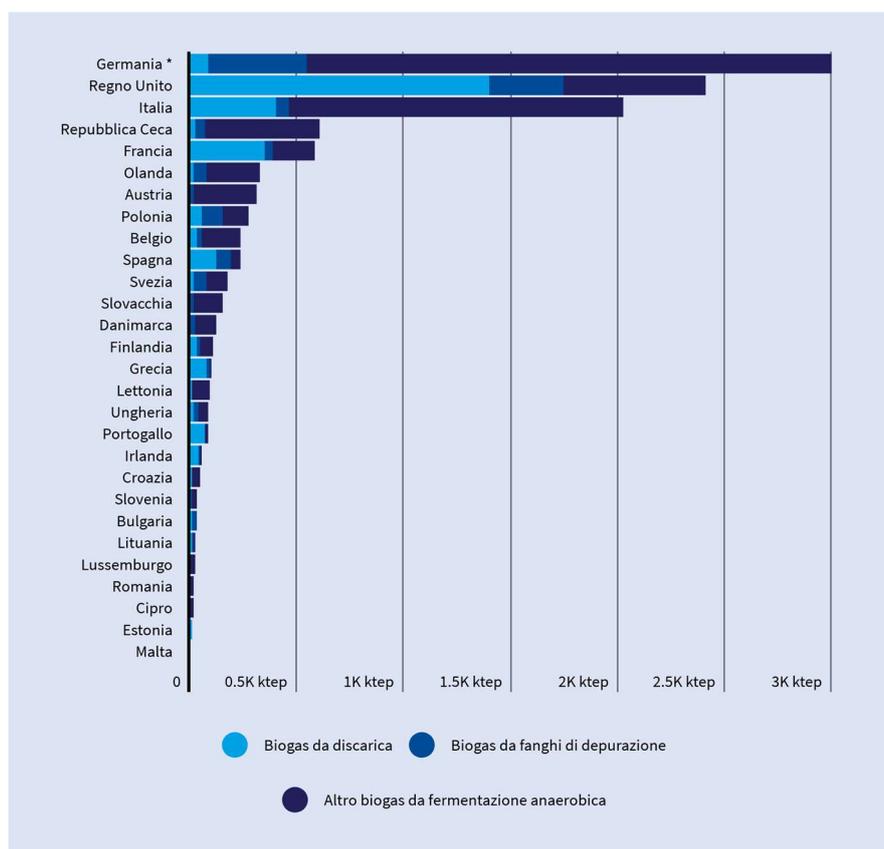


Figura 15. Biogas prodotto negli stati membri dell'UE (2016)

6.3. Potenziale del biometano

Una delle questioni chiave nel dibattito sul gas è la quantità di biogas/biometano producibile in modo sostenibile. Le sezioni precedenti mostrano come i benefici climatici del gas fossile nei trasporti siano molto limitati. Mentre le lobby del gas continuano a rivendicare benefici maggiori di quelli rilevati negli studi indipendenti, la loro principale motivazione è che il metano fossile sarà sostituito da metano rinnovabile a bassissime emissioni di carbonio. La questione fondamentale è quindi se grandi quantità di metano rinnovabile prodotto sostenibilmente saranno disponibili a costi accettabili e, in caso affermativo, se debbano essere destinate al trasporto piuttosto che all'industria, al riscaldamento o alla produzione di elettricità.

Esiste una serie di studi scientifici sul potenziale o sulla disponibilità delle risorse da biomassa, ognuno con le sue ipotesi, in particolare sul ruolo del biometano di origine vegetale e, quindi, su quanto il biometano possa contribuire all'offerta energetica futura. L'immagine che segue ne riassume alcuni condotti sul potenziale del biometano individuati dalla European Biogas Association, confrontando il potenziale con l'utilizzo attuale di metano.¹⁷² Nella parte superiore si trova uno studio finanziato dalla Commissione Europea sul potenziale di biogas da rifiuti al 2030, che individua un potenziale aggiuntivo di 11-21 Mtep.¹⁷³ Includendo la produzione esistente di biogas da rifiuti, tutto il biogas/biometano da rifiuti può contribuire per 21,2-32,6 Mtep. Andando al 2050, lo studio condotto da ECOFYS per il consorzio Gas For Climate conclude che la biomassa da rifiuti e residui adatta alla digestione anaerobica (biomassa umida come letame e fanghi) potrebbe ammontare a 23 miliardi di metri cubi o 21,7 Mtep, un valore situato all'estremo inferiore di quanto indicato dal CE Delft per il 2030 (21-32 Mtep).¹⁷⁴ Il ICCT ha concluso che il potenziale tecnico del biometano è simile, ma la realizzazione del potenziale richiede sovvenzioni significative, 4€/m³ o 20 volte il prezzo dei combustibili fossili, e se le sovvenzioni sono solo 0,75 €/m³, solo una piccola frazione (circa 1Mtep) del potenziale tecnico può essere realizzata.¹⁷⁵

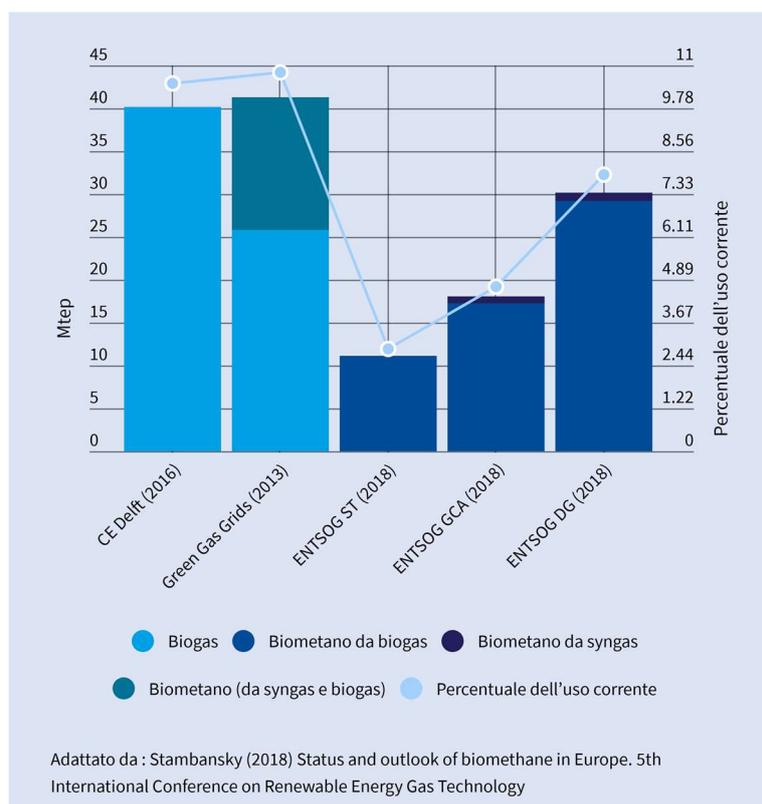


Figura 16. Studi sul potenziale del biometano (2030)

Il potenziale massimo sostenibile per il biometano da rifiuti potrebbe coprire dal 6,2% al 9,5% della domanda di trasporto dell'UE prevista per il 2030, in uno scenario di status quo e supponendo che tutto il biometano venga utilizzato nei trasporti.^{xxvii}

La stima del potenziale per la produzione futura di biogas include di solito il carburante prodotto dalle colture energetiche. Tuttavia, come spiegato in sezione **Error! Reference source not found.**, il biogas di origine vegetale ha un impatto significativo sulla destinazione d'uso del suolo e altri problemi di sostenibilità dovuti alla monocoltura. Per affrontare l'impatto ILUC dei biocarburanti vegetali, la direttiva sulle energie rinnovabili (RED) prevede un limite massimo per i biocarburanti destinati all'alimentazione umana e animale. Attualmente, questo limite si applica ai biocarburanti di origine vegetale (liquidi o gassosi) utilizzati nei trasporti (e ai bioliquidi di origine vegetale utilizzati per il riscaldamento e l'elettricità) ed è fissato al 7% per i trasporti stradali e ferroviari al 2020. Il biogas di origine agricola utilizzato per l'elettricità o il riscaldamento è escluso dal limite, una lacuna della politica.

Dopo il 2020, questo limite sarà fissato negli Stati membri al livello dei consumi nazionali, con la possibilità di essere aumentato solo di un punto percentuale, ma anche di fissare limiti inferiori. Il sostegno politico dopo il 2020 si sposta verso le risorse derivate dai rifiuti e dai residui, considerati biocarburanti avanzati nell'ambito della REDII. Tenendo conto di questo, la politica dell'UE consente solo una crescita molto limitata per il biometano di origine vegetale nei trasporti fino al 2020 e, almeno in teoria, nessuna crescita dopo il 2020.

Per tutti questi motivi, in questo studio, le colture energetiche non sono considerate un potenziale sostenibile. Per garantire una solida sostenibilità, la produzione di biometano dovrebbe basarsi sui rifiuti, rispettando il principio della gerarchia dei rifiuti. La Direttiva-quadro sui rifiuti considera la digestione

^{xxvii} Comparando il potenziale CE Delft del biogas da rifiuti allo scenario di riferimento (REF2016) - Fabbisogno energetico per i trasporti previsto per il 2030.

anaerobica dei rifiuti organici come riciclaggio, se viene utilizzato il digestato solido, dando così un forte segnale politico per la produzione di biogas.

Lo studio ECOFYS del 2018 ha esaminato il potenziale delle colture, ma lo ha fatto sulla base delle cosiddette pratiche di 'coltivazione sequenziale'. Una pratica agricola in cui più colture vengono utilizzate in sequenza ogni anno sui terreni. Il principio di base è che una seconda coltura viene seminata dopo che la coltura principale (coltivata durante il periodo vegetativo estivo) viene raccolta in autunno, per cui la terra è in produzione anche durante l'inverno. Questa pratica è promossa da un consorzio di agricoltori italiani, tra cui l'Associazione Italiana del Biogas¹⁷⁶ ma, ad oggi, non è una pratica-standard in molte regioni d'Europa. La valutazione del potenziale è molto difficile poiché dipende dal clima, dalle condizioni del suolo e dalle colture attualmente praticate. La seconda coltura potrebbe essere spesso utilizzata per l'alimentazione animale. La coltivazione sequenziale richiederebbe anche l'introduzione di garanzie di sostenibilità molto dettagliate che garantiscano che la stagione vegetativa principale non sia influenzata negativamente, che la fertilità del suolo non diminuisca e che non sia consentito spostare le colture invernali esistenti. Lo studio ECOFYS presuppone che il 50% dell'attuale superficie coltivata a grano e mais nell'UE (esclusi i paesi nordici, baltici e l'Irlanda) passi alla coltivazione sequenziale e tutta la produzione andrebbe al biometano. Si tratta di ipotesi estremamente ottimistiche e non è chiaro quale sia la base del parametro del 50%, non essendoci reali tendenze o una normativa che indichi che sia questa la direzione del mercato.

La gassificazione della biomassa solida è un altro percorso possibile per la produzione di biometano. Tuttavia, tra tutti i possibili usi della biomassa solida, la conversione in biometano attraverso la gassificazione è tra i più complessi e costosi e le stesse materie prime potrebbero essere utilizzate per i biocarburanti liquidi che non necessitano nuovi veicoli e infrastruttura. Transport & Environment ha considerato la biomassa solida per i biocarburanti liquidi nella sua valutazione dei biocarburanti avanzati.¹⁷⁷ Per questo motivo la gassificazione della biomassa solida è esclusa dalla valutazione.

La **Error! Reference source not found.** mostra il potenziale massimo di biogas per Stato membro rispetto alla domanda di energia dei trasporti al 2030. Rappresenta un caso in cui tutto il biogas, quello già esistente (compresi anche 7,6 Mtep di colture nel totale UE^{xxviii}) e il massimo producibile con i rifiuti, viene convertito in biometano per essere consumato nei trasporti. Questo dimostra che, anche con stime molto ottimistiche sulla produzione di biometano, da destinare interamente ai trasporti, il contributo massimo raggiungerebbe il 9,5% del fabbisogno energetico dei trasporti dell'UE. Non è tuttavia realistico pensare che il potenziale di fascia alta venga raggiunto ed è estremamente improbabile che vada interamente ai trasporti, dato che attualmente meno dell'1% del biometano è usato nei trasporti.¹⁷⁸

Gli studi finora individuati non analizzano adeguatamente il costo della fornitura del biometano per i trasporti, che ne riduce il potenziale a una frazione, visto che convogliare delle risorse disperse sul territorio ha un costo molto elevato. L'ICCT ha analizzato il costo della produzione di biometano, dell'immissione nella rete del gas e del suo utilizzo nei trasporti come GNC per la Spagna, l'Italia e la Francia. Ha esaminato solo il potenziale non ancora sfruttato senza includere l'attuale uso di biogas, in quanto si sposterebbe la riduzione delle emissioni da un settore all'altro. Con un basso costo del GNC (2,9€/kg escluse le sovvenzioni), non vede un potenziale per i trasporti di biometano in Francia e Spagna, e meno di un decimo del potenziale tecnico del biogas prodotto in Italia. Con un costo più elevato (8,1€/kg), si raggiunge una quota maggiore del potenziale tecnico: un quarto in Francia (0,9% dell'energia di trasporto), la metà in Italia (0,7% dell'energia di trasporto) e un quinto in Spagna (1,3% dell'energia di trasporto). Ciò si deve principalmente al fatto che le materie prime attualmente inutilizzate sono disperse e lontane dai gasdotti esistenti, e quando la dispersione è modellata con i relativi costi di trasporto del biometano alla rete, i costi di approvvigionamento aumentano significativamente.¹⁷⁹

^{xxviii} I dati per paese dello studio non specificano le materie prime, per cui anche il biogas da colture è incluso nell'immagine, nonostante T&E non lo consideri sostenibile.

Risulta quindi evidente che il biometano non è una soluzione dimensionabile per decarbonizzare i trasporti. In considerazione della limitata disponibilità di biometano sostenibile, degli elevati costi di costruzione delle infrastrutture del gas e dei cambiamenti del parco veicoli, nonché del rischio di espansione e *lock-in* all'uso di gas fossile nei trasporti, la giusta domanda da porsi è se il biometano debba essere utilizzato nei trasporti o debba piuttosto essere destinato a quei settori che attualmente dipendono dal gas fossile (cfr. sezione 6.5).

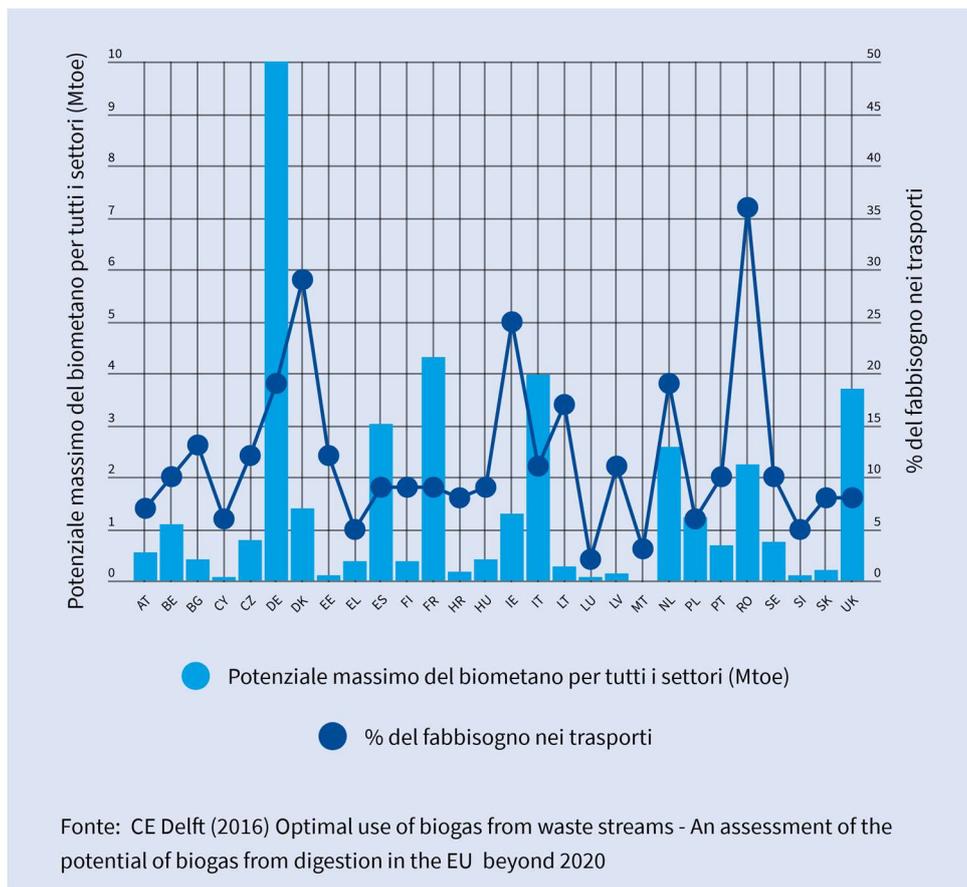


Figura 17. Potenziale massimo di biometano per Stato membro (2030)

6.4. Potenziale del Metano sintetico

Attualmente, nell'UE, la produzione e l'uso di metano sintetico sono limitati a impianti pilota. Il potenziale teorico futuro può essere considerevole, ma dipende in larga misura dal sostegno politico, dall'evoluzione dei prezzi e dalla disponibilità di elettricità rinnovabile, in quanto i costi di produzione sono molto elevati. L'elettricità necessaria a produrre un MJ di GNC è 2,58 MJ, 2,59 MJ per il GNL, richiedendo grandi quantità di elettricità rinnovabile.¹⁸⁰ A titolo di esempio di costi, uno studio realizzato per l'ICCT stima che un sussidio di 1,5 euro/litro per gli elettrocombustibili liquidi nel 2030 produrrebbe circa 400 milioni di litri di elettrocombustibile¹⁸¹ (0,15% del mercato totale UE dei carburanti stradali nel 2030). Da una valutazione analoga emerge che l'alimentazione a metano in Italia, Spagna e Francia inizierebbe ad essere redditizia con un prezzo di 4€/kg di GNC.¹⁸² Il Consiglio dell'idrogeno¹⁸³ stima che, nel 2030, 250-300 TWh di elettricità rinnovabile in eccedenza potrebbero essere impiegati per produrre idrogeno rinnovabile, per un totale di circa 15-18 Mtep^{xxix}. Se venisse tutto usato nei trasporti, questo potrebbe contribuire al 4,4-5,3% del fabbisogno energetico del settore.

^{xxix} Ipotizzando un'efficienza del 70% di conversione dell'elettricità in idrogeno.

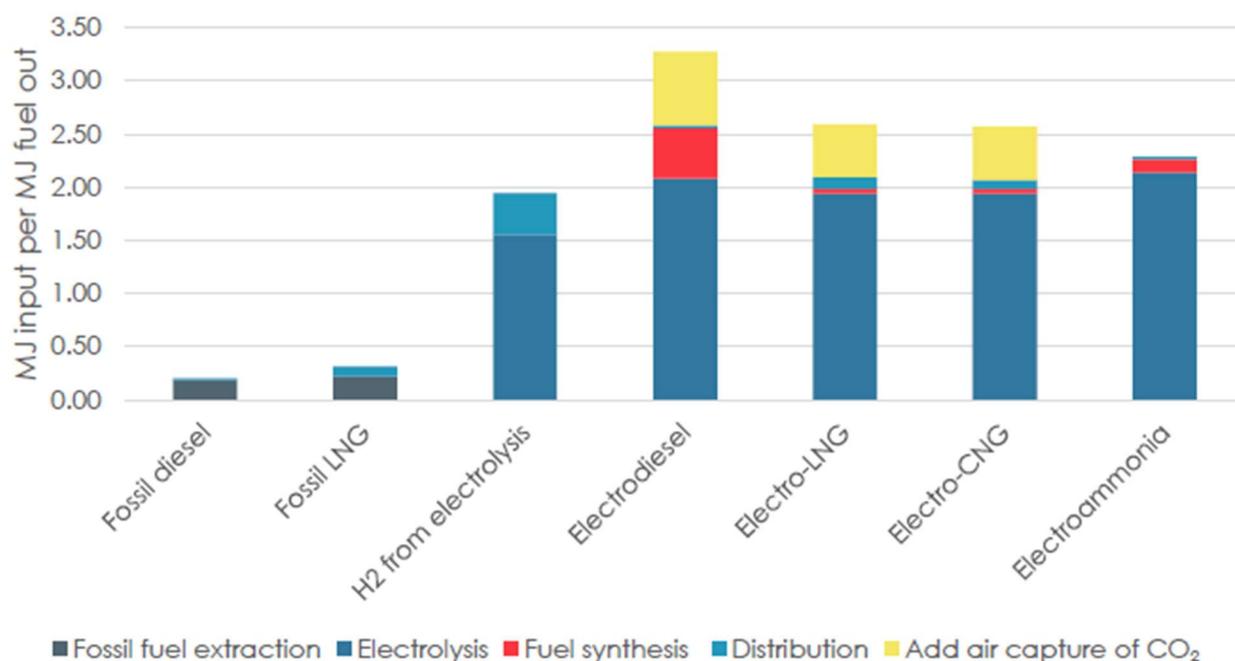


Figura 18. Confronto degli input energetici per i combustibili fossili e diversi elettrocombustibili¹⁸⁴

[Y-axis: MJ di input per MJ di output di carburante

Diesel fossile - GNL fossile - H2 da elettrolisi Elettrodiesel - Elettro-GNL - ElettroGNC - Elettroammoniac

Estrazione carburante fossile - Elettrolisi - Sintesi carburante - Distribuzione Aggiunta CO2 dall'aria]

Lo sviluppo del metano sintetico è molto incerto, mancando attualmente l'attenzione per la decarbonizzazione della rete del gas. L'idrogeno è un vettore energetico alternativo al metano che può essere miscelato nelle reti del gas esistenti in piccole quantità, mentre in percentuali maggiori si rendono necessari degli investimenti per l'adeguamento delle infrastrutture esistenti, il che significa anche che il metano non può più essere trasportato nei gasdotti. L'idrogeno ha una migliore efficienza energetica di produzione rispetto al metano sintetico, ma il contenuto energetico del metano è più elevato. La scelta del vettore energetico è quindi complessa. Lo studio Gas for Climate di Ecofys prevede che l'idrogeno svolga un ruolo più importante e ha deciso che il gas sintetico sia l'idrogeno, non il metano. Anche altri studi sottolineano che l'idrogeno è la tecnologia di gas di sintesi più probabile.¹⁸⁵ L'idrogeno è un vettore energetico preferenziale rispetto al metano, con un potenziale di riscaldamento globale (GWP) di gran lunga inferiore, quindi, in caso di perdite nella produzione, distribuzione o uso, l'impatto climatico è minimo. Si tratta tuttavia di una tecnologia più costosa da utilizzare poiché l'infrastruttura è limitata e i costi di sviluppo devono essere contabilizzati.

Il metano sintetico è caro, costa 1.700-7.900 €/tep, a un costo dell'elettricità di 0,05€/Kwh, l'estremo inferiore degli attuali prezzi delle aste di elettricità rinnovabile.¹⁸⁶ Il biometano è molto più economico, circa 700-800€/tep¹⁸⁷, ma materie prime diverse hanno fattori di costo diversi. Ad esempio nel caso del letame, il trasporto del biometano dall'azienda agricola all'uso per il trasporto è costoso e ne riduce notevolmente il potenziale.¹⁸⁸ Dato che il gas fossile ha ora un prezzo medio di 350€/tep (0,03€/kWh¹⁸⁹) per un consumatore non domestico di medie dimensioni, anche i prezzi finali bassi del metano sintetico ad oggi risultano almeno cinque volte superiori al gas fossile anche con un calo contenuto, come si può vedere nell'immagine seguente. Anche con l'elettricità gratuita, il metano sintetico rimane molto più costoso (6 volte in uno scenario di riferimento 2030¹⁹⁰) rispetto al gas fossile. Dato il costo del metano sintetico (e dei carburanti da elettricità in generale), dovrebbe essere utilizzato solo nei settori in cui alternative più efficienti non sono disponibili.

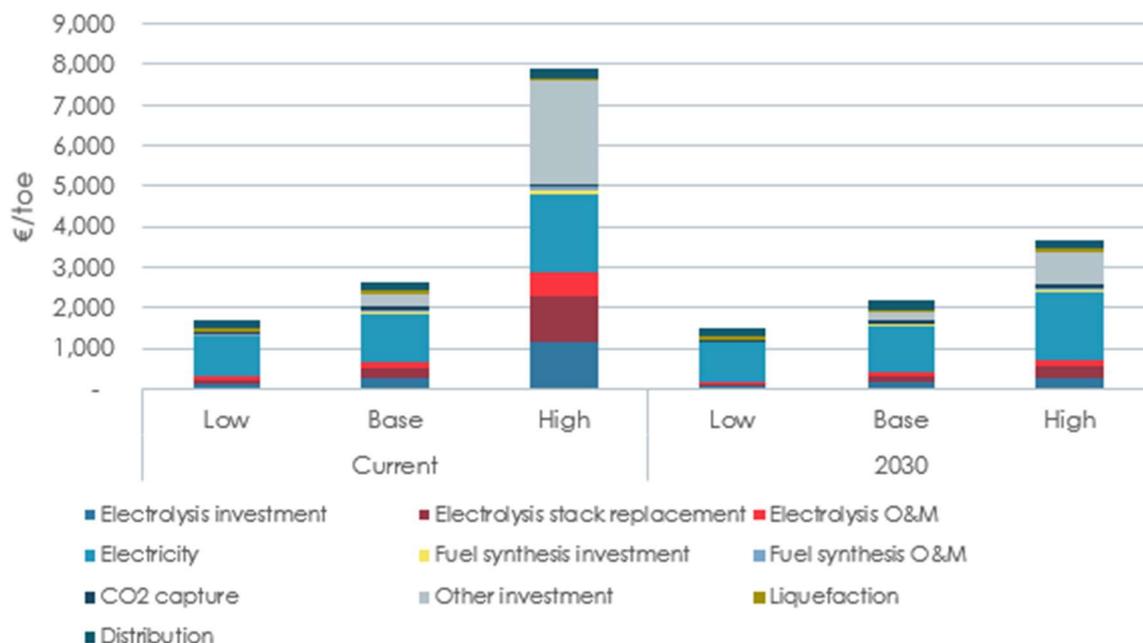


Figura 19 Stime dei costi per la produzione di metano rinnovabile, dato un prezzo dell'elettricità di 0,05€/kWh e la cattura di CO₂ da fonte puntuale. (Malins 2018)¹⁹¹

[Bassi – Medi – Alti

Attuali - 2030

Investimento elettrolisi - Ricambio dello stack elettrolizzatore - O&M elettrolizzatore

Elettricità - Investimento sintesi carburante - O&M sintesi carburante

Cattura CO₂ - Altri investimenti - Liquefazione

Distribuzione]

La produzione di elettrocombustibili è inefficiente e costosa, pertanto non rappresenta una soluzione credibile o economicamente vantaggiosa per decarbonizzare il trasporto stradale.¹⁹² Per alimentare l'attuale parco veicoli dell'UE con elettrocombustibili si dovrebbe aumentare di 1,5 volte l'attuale produzione elettrica dell'UE e tutta questa elettricità dovrebbe essere rinnovabile e aggiuntiva. Ciò significa che la produzione sostenibile di elettrocombustibili non può realisticamente essere portata ai livelli necessari per rifornire la flotta europea e soddisfare gli altri usi correnti del gas fossile. Questi combustibili rimarranno molto più costosi dei combustibili fossili e saranno vincolati al prezzo dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili. Per questo motivo sarebbe necessario un sostegno politico, ma dovrebbe essere concesso solo a progetti che utilizzano solo l'elettricità rinnovabile supplementare e CO₂ prelevata dall'aria. In futuro, gli elettrocombustibili dovrebbero essere presi in considerazione per i settori in cui esistono poche alternative, vale a dire l'aviazione e parti dei trasporti marittimi. Per decarbonizzare il trasporto terrestre sono disponibili alternative più efficienti dal punto di vista energetico rispetto all'uso del metano.

6.5. Dove utilizzare il metano rinnovabile?

Il potenziale di produzione sostenibile di biometano e metano sintetico è limitato, dovrebbero quindi essere usati in modo intelligente. Nel 2015, il biogas è stato utilizzato principalmente per la produzione di elettricità (62%) e calore (27%), più facile e meno costoso dell'uso nei trasporti. Solo l'11% del biogas generato è stato convertito in biometano, immesso in rete e utilizzato nelle abitazioni per il riscaldamento e la cottura o nei trasporti. Diversi parametri possono essere presi in considerazione per decidere come

utilizzare il metano rinnovabile disponibile. I risultati variano in funzione dei tempi e del peso attribuito al contenimento dei GHG, alla convenienza economica o ad altri parametri.

È importante sottolineare che la sua allocazione è per lo più artificiale. Attualmente, il biogas viene utilizzato principalmente in loco o immesso in rete. In pratica, le auto o i camion che utilizzano il biometano fanno rifornimento per lo più in stazioni collegate alla rete per cui la percentuale di biometano è pari al mix di rete (attualmente lo 0,5% è rinnovabile). Per ottenere miscele più elevate, i veicoli dovrebbero essere riforniti in stazioni di rifornimento off-grid o ricevere biometano direttamente dalle microreti rinnovabili dei produttori - entrambe le opzioni non sono realistiche a livello generale. Un approccio più realistico sarebbe l'acquisto di certificati di biometano nell'ambito di un più ampio programma di crediti per il gas pulito, dato che, in pratica, il metano utilizzato è il mix di rete. È quindi importante chiedersi se il passaggio a motori per veicoli a GNC o GNL e la creazione di una nuova rete di rifornimento abbia un senso dato che è improbabile che questi veicoli consumino effettivamente miscele di biometano superiori alla media della rete (attualmente lo 0,5%).

E' evidente inoltre che altri settori avranno bisogno di gas rinnovabile per decarbonizzare. Allontanare il gas dall'elettricità, dall'industria e dal riscaldamento renderebbe molto più difficile il tentativo in questi settori. Se si guarda al 2030, la rete elettrica dovrebbe essere rinnovabile al 50% (o superiore) con un'intensità di carbonio di molto diminuita. Ciò significa che ci sarà molta più elettricità rinnovabile e intermittente nella rete. Nel 2050 la rete elettrica dovrà essere completamente rinnovabile e decarbonizzata. Di conseguenza, l'alimentazione elettrica si baserà quasi interamente su fonti rinnovabili intermittenti (energia eolica/solare) con diverse opzioni per lo stoccaggio, eventualmente, anche da gas rinnovabile. Dal punto di vista dei costi sociali, l'utilizzo di elettricità per produrre metano rinnovabile pare giustificato in quanto le infrastrutture già esistono, soprattutto come alternativa allo stoccaggio stagionale (come il metano rinnovabile) e per il bilanciamento della rete.¹⁹³

Il settore del **riscaldamento** presenta poche alternative. Il tasso di ristrutturazione degli edifici è basso e gli edifici di nuova costruzione con prestazioni energetiche migliori rappresentano una piccola parte del patrimonio edilizio. Le reti di teleriscaldamento sono rare in Europa occidentale, dove il gas fossile è uno dei principali combustibili utilizzati per il riscaldamento delle abitazioni. Nel 2013, cinque paesi dell'UE rappresentavano l'80% del gas fossile per le abitazioni: Regno Unito 24%, Germania 20%, Italia 16%, Francia 12% e Paesi Bassi 7%.¹⁹⁴ In molte regioni esistono infrastrutture per la distribuzione del gas che potrebbero essere utilizzate. Ad esempio, la rete di distribuzione del gas potrebbe essere utilizzata per distribuire metano rinnovabile alle famiglie, unitamente a misure di efficienza energetica, elettricità e riscaldamento geotermico.¹⁹⁵ Il consumo residenziale di gas dovrebbe diminuire nel lungo termine grazie alle misure di efficienza energetica, ma il resto del calore utilizzato dovrà provenire da fonti rinnovabili. Il metano rinnovabile può rappresentare una soluzione economica, in quanto le infrastrutture e gli apparecchi per gli usi finali già esistono in molti paesi.

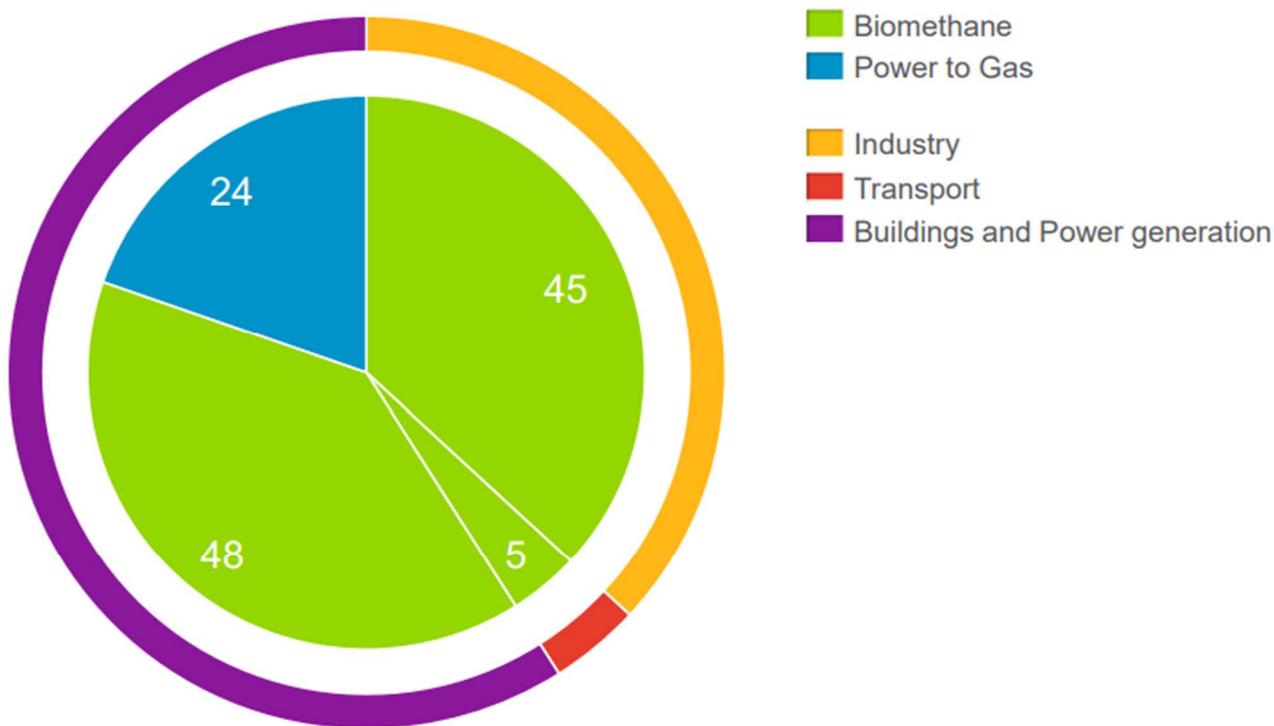
L'industria consuma gas fossile come fonte di calore (incluso calore di grado elevato) ma anche come base chimica per altri prodotti intermedi. L'industria già usa gas fossile e le infrastrutture per l'uso e la distribuzione sono in funzione. Il metano rinnovabile può sostituire il fossile dato che altre opzioni per decarbonizzare sono limitate (spesso elettrificazione o idrogeno rinnovabile) o inesistenti, a seconda del tipo di industria.

Anche i **Trasporti** possono consumare metano rinnovabile ma, ad oggi, le infrastrutture e i veicoli non sono molto diffusi e richiedono investimenti. Solo una piccolissima quantità di metano rinnovabile è destinata ai trasporti nell'ambito di Ecofys 2018 (utilizzando i costi sociali come parametro), 5 miliardi di metri cubi, o il 4% di tutto il gas rinnovabile, che rappresenta circa il 5% dei consumi energetici previsti per il trasporto pesante nel 2050.¹⁹⁶ Dal punto di vista del contenimento dei GHG al 2030, CE Delft¹⁹⁷ ha individuato i maggiori benefici nel trasporto pesante, il che sostanzialmente implica che nel 2030 si dovrebbe usare il

biometano dove si prevede vi siano i carburanti più inquinanti. L'analisi non tiene conto delle possibili alternative o dei costi economici. Lo studio prevede la sostituzione del gasolio nei trasporti pesanti, del gas fossile nella rete del gas (utilizzato principalmente in ambito urbano) e del mix elettrico (con un'intensità media di carbonio). Con l'ipotesi di un maggiore utilizzo del calore da cogenerazione e di sostituzione dei combustibili fossili nella produzione elettrica, i risultati dello studio CE Delft cambierebbero. Se il metano rinnovabile venisse utilizzato indirettamente nei trasporti, vale a dire che il metano viene bruciato per produrre elettricità poi utilizzata in un'auto elettrica, l'efficienza energetica complessiva risulta superiore a quella dall'uso diretto nei trasporti come metano (cfr. sezione 6.6). Questo favorisce l'uso di metano rinnovabile per l'elettricità rispetto ai trasporti.

Poiché esistono alternative al metano per i trasporti, mentre le infrastrutture esistenti non consentono un passaggio agevole all'uso del metano rinnovabile, investire su larga scala sul metano rinnovabile sarebbe irresponsabile e sconsigliato, soprattutto perché altri settori economici che devono decarbonizzare, possono usare più facilmente il metano rinnovabile. Tuttavia, il trasporto di metano rinnovabile rappresenta un'opzione adeguata solo a livello locale e qualora non vi sia domanda di calore o una rete gas nelle vicinanze. Ma nel lungo termine, quando la rete si avvicina al 100% di elettricità rinnovabile, questa tipologia di siti di produzione di metano rinnovabile può risultare necessaria come fonte di energia rinnovabile dispacciabile. Tutto ciò indica che i veicoli a biometano rappresentano al massimo una soluzione transitoria e di nicchia.

L'indagine più recente su dove utilizzare al meglio il gas rinnovabile è stata condotta da Ecofys per il consorzio Gas for the Climate. Come illustrato di seguito, Ecofys ritiene che il gas rinnovabile dovrebbe essere impiegato in via prioritaria negli edifici, nell'energia elettrica e nel riscaldamento, poiché offrono il miglior rapporto costi-benefici. Solo una piccola parte del potenziale per il 2050 è destinata ai trasporti. Questa valutazione sembra confermare che il biometano rimarrà (e dovrebbe rimanere) una soluzione di nicchia nel settore dei trasporti.¹⁹⁸ I benefici relativi in termini di gas serra diminuiranno quando ci avvicineremo a un mondo completamente decarbonizzato. Pertanto, l'efficienza economica appare come il fattore decisivo per valutare dove utilizzare gas rinnovabile nel lungo periodo.



Allocation of renewable gas over various sectors in billion cubic metres of gas

Figura 20. Distribuzione del gas rinnovabile tra i diversi settori nel 2050 per Ecofys (in miliardi di metri cubi)

[Biometano - Gas sintetico - Industria - Trasporti - Residenziale e generazione elettrica]

Distribuzione del gas rinnovabile tra i vari settori in miliardi di metri cubi di gas]

Considerando che tutti i settori devono decarbonizzare, non si dovrebbe assegnare il metano rinnovabile ad un solo settore, soprattutto se viene immesso in rete. La media della rete è lo strumento di allocazione più appropriato per ogni utilizzo, e la stessa metodologia è spesso utilizzata per il calcolo della quota di energia elettrica rinnovabile usata nei trasporti, fornendo un quadro realistico ed equo di quanta energia rinnovabile entra nella rete, distribuendola equamente tra tutti i settori. Questa quota di energia rinnovabile sarà specifica alla rete in un caso ideale.

6.6. Efficienza energetica e di sistema

L'efficienza energetica deve essere considerata quando si valuta l'uso del metano nei trasporti, poiché la decarbonizzazione del settore energetico rappresenta la pietra angolare delle politiche ambientali. Questo richiede il passaggio dalle tecnologie fossili a quelle rinnovabili (come il solare e l'eolico). Se da un lato, negli ultimi anni, i costi della produzione di elettricità a zero emissioni sono diminuiti enormemente, dall'altro rimangono delle sfide importanti da affrontare. L'affermazione dei carburanti basati sull'elettricità rinnovabile - come il processo power-to-X - aumenta la domanda di energia rinnovabile. A seconda dei volumi richiesti, questo potrebbe rendere più difficile la decarbonizzazione del settore energetico, anche se i combustibili power-to-X possono contribuire a riequilibrare il sistema elettrico stoccando l'energia rinnovabile nei periodi di capacità in eccedenza.

Le preoccupazioni sull'efficienza riguardano in particolare il metano sintetico, che ha un'efficienza dall'elettricità al carburante finito prossima al 40% (potrebbe raggiungere il 60% entro il 2050 a seconda della tecnologia e delle curve di apprendimento).¹⁹⁹ Come si vede nell'immagine sotto, l'efficienza dei veicoli elettrici a batteria è circa cinque volte superiore a quella della produzione di metano sintetico e del suo utilizzo in un motore a scoppio.

Auto: le elettriche a batteria di lunga le più efficienti

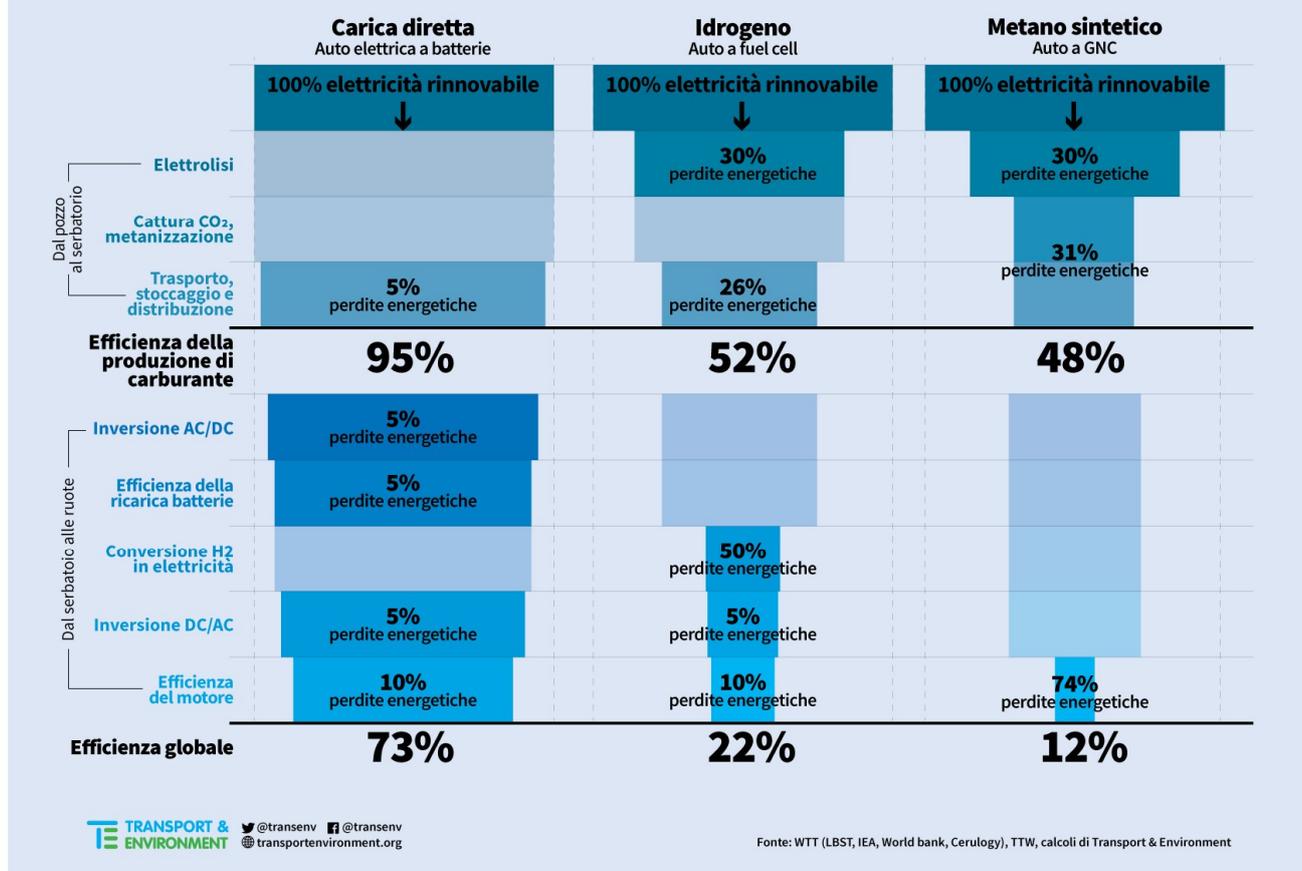


Figura 21. Efficienza WTW di diversi sistemi di propulsione alimentati da carburanti derivati dall'elettricità.

Per alimentare il 50% dell'attuale flotta di camion con il metano sintetico, il 35%^{xxx} dell'attuale generazione elettrica dell'UE dovrebbe essere interamente dedicato alla produzione di PtG. Tutta questa elettricità dovrebbe essere a emissioni zero e addizionale alla capacità di generazione a zero emissioni già esistente. Questo sembra estremamente arduo da realizzare e deve essere visto in un contesto in cui anche l'industria, il riscaldamento e la produzione elettrica richiedono dei quantitativi di PtG, idrogeno navale e carburanti liquidi sintetici per l'aviazione. Tutto questo si traduce in un aumento irrealistico della generazione di elettricità a emissioni zero. Pertanto, dove possibile, l'elettricità dovrebbe essere utilizzata nel modo più efficiente possibile e il PtX dovrebbe essere riservato alle modalità di trasporto senza alternative (ad es. il trasporto aereo).

Lasciando per un momento da parte la bassissima efficienza del PtX, si dovrebbe valutare se il metano sintetico abbia vantaggi significativi rispetto al rendimento netto dei carburanti sintetici liquidi. Le modalità di produzione e l'efficienza del gas rinnovabile e dei combustibili liquidi rinnovabili (PtL) sono simili, con il diesel che presenta un vantaggio in termini di efficienza del motore. Ma sia l'infrastruttura che la tecnologia motoristica per i carburanti liquidi nei trasporti già esistono, mentre una transizione al PtG richiederebbe l'introduzione di una nuova infrastruttura e una trasformazione del parco veicoli.

In effetti, sarebbe più efficace utilizzare il metano (fossile o rinnovabile) per produrre elettricità con una turbina a gas a ciclo combinato ad alta efficienza (circa il 50%) e utilizzare l'elettricità generata nei veicoli

^{xxx} Assumendo un'efficienza di conversione del 40% e utilizzando i dati del 2015 degli scenari di riferimento PRIMES per la domanda di energia del trasporto pesante (78.507 ktep) e la produzione lorda di elettricità (3.251.309 GWh).

elettrici, piuttosto che utilizzare direttamente il gas in un veicolo a GNC o GNL.²⁰⁰ L'efficienza della filiera turbina a gas-EV potrebbe aumentare ulteriormente se il calore prodotto sottoprodotto del processo di produzione di elettricità venisse utilizzato, ad esempio, nelle reti di teleriscaldamento. Anche nel caso di motori a gas più piccoli utilizzati a livello di azienda agricola con un rendimento elettrico di circa il 40%, l'efficienza energetica totale della filiera metano-elettricità-EV è superiore (27%) rispetto all'uso diretto del metano in un veicolo (14-22%). La cifra si applica principalmente ai casi in cui l'elettrificazione rappresenta una possibilità. Ciò non copre i tempi di ricarica, ma le turbine a gas hanno tempi di risposta rapidi e quindi sono relativamente comparabili, in quanto l'energia è immagazzinata in formato gassoso e può essere utilizzata quando necessario.

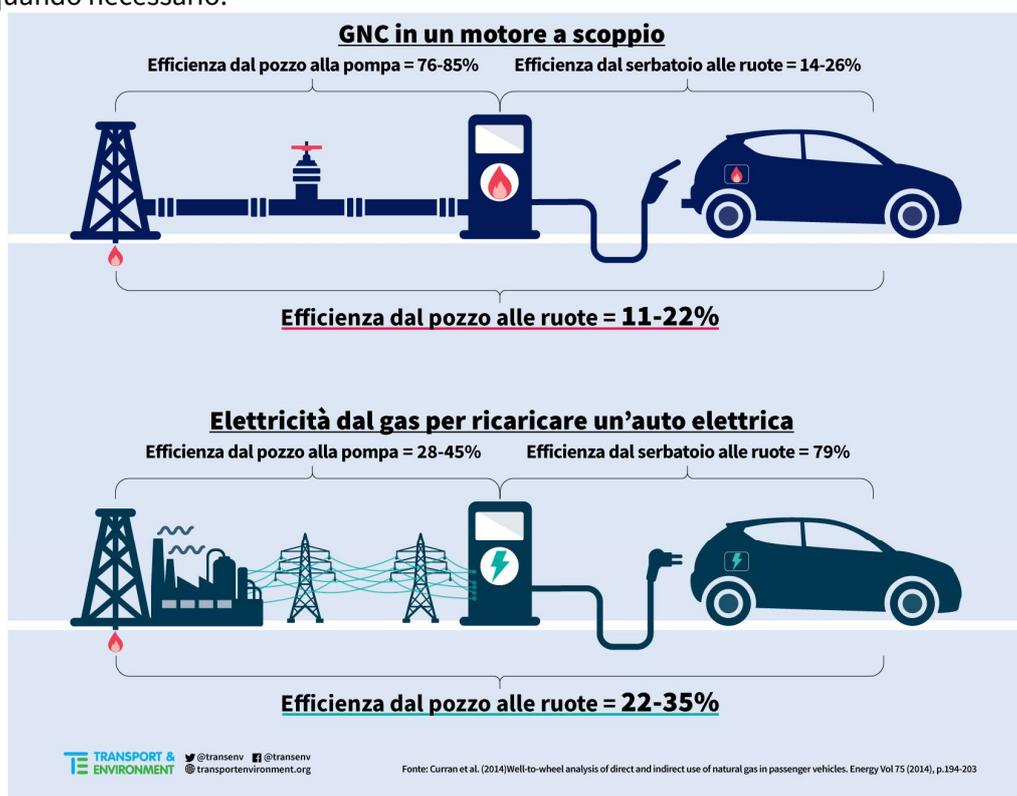


Figura 22. Efficienza WTW del veicolo a metano rispetto al veicolo elettrico a batteria e all'elettricità prodotta con gas (Curran et al. 2014).²⁰¹

6.7. Come usare il metano rinnovabile nei trasporti

Come illustrato nei capitoli precedenti, il gas fossile non può svolgere un ruolo significativo nella decarbonizzazione dei trasporti. Le prestazioni dei veicoli e delle navi a gas sono nel migliore dei casi marginalmente migliori, ma nella maggior parte dei casi analoghe o peggiori rispetto alla tecnologia convenzionale. A prima vista, la situazione del metano rinnovabile è diversa: il metano ricavato dai rifiuti o dall'elettricità rinnovabile, è in grado di produrre risparmi significativi rispetto al metano fossile. Più alte sono le miscele di gas rinnovabile (sostenibile), maggiore il risparmio. Data la necessità di decarbonizzare, le miscele per il trasporto dovrebbero raggiungere il 100%. Tuttavia, come discusso nei capitoli precedenti, il metano rinnovabile non sarà disponibile in volumi sufficienti e dovrebbe essere considerato prioritario nei settori in cui il metano è già in uso. Non è quindi realistico supporre che il passaggio a veicoli e navi alimentati a gas fossile porterà a un'alimentazione a metano rinnovabile.

Un esempio è rappresentato dal fatto che l'attuale (e più probabile) modello di business per l'approvvigionamento di GNL utilizza GNL importato e distribuito con navi e camion alle stazioni di rifornimento.²⁰² Ciò significa anche che circa il 75% dei terminali GNL di piccole dimensioni si trovano in paesi con grandi terminali di importazione di GNL.²⁰³ Questo modello di business non è compatibile con il metano rinnovabile prodotto localmente che viene liquefatto e utilizzato, ad esempio, da camion o navi. Il

modo in cui l'infrastruttura del GNL si sta sviluppando rende bene l'idea del rischio di "lock-in" del gas fossile associato al GNL nei trasporti.

Un mercato di nicchia può esistere per i veicoli a biometano. Questi veicoli dovrebbero funzionare con biometano ricavato al 100% dai rifiuti. Questo implica stazioni di rifornimento prossime agli impianti di produzione, soprattutto vicino alle città, alle grandi aziende agricole e all'industria alimentare o, in alternativa, alle reti locali del gas interamente rinnovabili. Ad esempio, a livello locale, delle applicazioni possono essere il trasporto pubblico, i mezzi pesanti nei centri urbani o i camion operanti tra due centri logistici che dispongono di metano rinnovabile. Ma non ci deve attendere a che questo possa estendersi su larga scala in quanto problematico dal punto di vista commerciale.

Ad esempio, gli autobus a gas di Lille (Francia), inizialmente si rifornivano direttamente al sito comunale di produzione del biometano, ma per motivi amministrativi e commerciali, il biometano viene ora immesso nella rete gas. In realtà, il parco autobus di Lille funziona solo parzialmente a biometano.²⁰⁴ Per raggiungere il 100% di metano rinnovabile (in teoria, non in pratica), si potrebbero utilizzare delle garanzie sulla provenienza per classificare l'uso del metano come rinnovabile, sulla base di un sistema di bilancio di massa. Un approccio simile è attualmente utilizzato in alcuni paesi. Ciò significa che il metano rinnovabile viene prodotto in qualsiasi momento, immesso in rete e il produttore riceve un'attestazione dell'immissione. L'utente finale che vuole acquistare questa quota rinnovabile del gas di rete può farlo, ottenendo la prova della rinnovabilità, utilizzando di fatto quello che la rete fornisce. L'uso della rete del gas potrebbe anche portare a una situazione in cui sia gas fossile che metano rinnovabile sono forniti nelle stesse stazioni di servizio.^{xxxii} Il gas fossile probabilmente resterà il più economico, ed è quindi verosimile che venga scelto dal consumatore finale. Inoltre, l'esperienza in materia di garanzie di provenienza dell'elettricità suggerisce che il sistema potrebbe non essere sufficientemente solido da garantire che, dal punto di vista del sistema di trasporto, solo metano rinnovabile venga utilizzato.²⁰⁵

Nella direttiva sulle energie rinnovabili non vengono previste garanzie di origine per la contabilizzazione dell'elettricità rinnovabile utilizzata nei trasporti e, per determinare la rinnovabilità dell'elettricità utilizzata nei trasporti, viene utilizzata la media di rete dei due anni precedenti. Un approccio simile per il metano immesso in rete dovrebbe essere applicato, utilizzando la quota media di metano rinnovabile della rete.

La questione fondamentale è se abbia senso sviluppare un'infrastruttura di rifornimento di GNC/GNL e promuovere la transizione verso motori a gas quando, in realtà, pare improbabile che in futuro veicoli e navi vadano con miscele di biometano superiori alla media della rete (oggi lo 0,5%). I sistemi di certificazione sono un modo relativamente complesso e costoso per stimolare l'iniezione di gas rinnovabile nella rete. Una politica alternativa più semplice - senza i costi annessi, sia per l'infrastruttura che i veicoli - consisterebbe nel richiedere tassi più elevati di metano rinnovabile nella rete. Ciò sarebbe simile all'attuale politica dell'UE in materia di carburanti per i trasporti (biocarburanti) e necessiterebbe pertanto di solide garanzie di sostenibilità per garantire che vengano utilizzate esclusivamente materie prime sostenibili.

In conclusione, l'attuale politica dell'UE richiede lo sviluppo (e il finanziamento) di una rete europea di GNL per camion, impone ai paesi di creare stazioni di GNC e di rendere obbligatori gli impianti di rifornimento di GNL nei porti. Molti governi sostengono i veicoli a gas attraverso crediti d'imposta, sovvenzioni ed esenzioni fiscali sui carburanti. Questo potrebbe generare un aumento significativo dei veicoli e delle navi a gas. Il risultato sarebbe un sistema di trasporto alimentato (principalmente) a gas fossile invece che a petrolio. Il gas rinnovabile non avrà un ruolo significativo. Se l'UE o i singoli governi vogliono promuovere il biometano nei trasporti, dovrebbero concentrarsi su progetti locali, con veicoli che utilizzano al 100% biometano,

^{xxxii} Questo avviene in Finlandia alle stazioni di GNC della GASUM, dove biometano e metano fossile sono disponibili uno accanto all'altro. Il 22.7.18 il prezzo del GNC fossile era di 0,822€/lt e di 0,929€/lt per il GNC bio. <https://www.gasum.com/yksityisille/tankkaa-kaasua/tankkausamat/>

facendo rifornimento nei siti locali di produzione. L'attuale politica dell'UE fortemente incentrata sul GNL (un carburante per lunghe distanze) ha come risultato l'opposto di questa raccomandazione.

7. Cosa spinge la (limitata) diffusione dei veicoli a metano?

In alcuni mercati si assiste a una sostituzione del metano nei trasporti. La sezione seguente spiega i fattori alla base di questo cambiamento.

7.1. Agevolazioni fiscali per i gas fossili

Se si considera l'attrattiva dei vari carburanti per il consumatore, il prezzo è il fattore determinante, in particolare nelle operazioni commerciali. Il prezzo del gas fossile dipende da una serie di fattori, ma i principali sono il prezzo pagato al produttore di gas, l'uso della rete di distribuzione e le tasse. Questo spiega, ad esempio, perché il gas fossile negli Stati Uniti, dove c'è stato un boom del gas di scisto, è molto economico. I paesi dell'UE pagano tariffe diverse per il gas fossile - questo dipende dal contratto che hanno con il produttore o il paese esportatore - ma in Europa il principale elemento di differenziazione è la tassazione. Questo porta alla situazione attuale, in cui i prezzi del gas per uso domestico sono quattro volte più alti in Svezia che in Romania.²⁰⁶

I prezzi del GNC variano notevolmente all'interno dell'UE. Ad esempio, in Italia è circa 0,96 €/kg e in Svezia 1,87 €/kg.²⁰⁷ Dato il basso prezzo del GNC in Italia, pari a 0,62 €/litro equivalente diesel^{xxxii} - meno della metà del prezzo del gasolio - esiste un vantaggio evidente in termini di prezzo del carburante per il consumatore. Tuttavia, se l'aliquota d'imposta per contenuto energetico (€/GJ di carburante) venisse fissata allo stesso livello del gasolio, il prezzo del GNC raddoppierebbe a 1,23 €/litro equivalente gasolio o 1,91 €/kg di GNC.^{xxxiii} Poiché il prezzo di acquisto delle auto a metano è simile a quello delle auto diesel, in Italia l'attuale regime fiscale conferisce al gas fossile un notevole vantaggio rispetto alla benzina e al gasolio. Nel settore del trasporto pesante, i camion diesel costano in media 40.000²⁰⁸ euro meno degli autocarri a GNL, per cui il carburante deve essere più economico o devono essere previsti altri incentivi affinché l'uso del metano abbia senso dal punto di vista economico. I vantaggi derivanti dall'imposizione fiscale variano da un paese dell'UE all'altro, come risulta dalla tabella dell'Allegato 1.

La **Error! Reference source not found.** illustra l'importanza delle accise. Senza le accise, un camion a GNL costa appena meno (0,03€/km) a causa del prezzo d'acquisto e dei costi di manutenzione più elevati. A parità di aliquote fiscali (€/GJ) i camion a GNL hanno costi di esercizio più elevati. Le aliquote delle accise sul carburante svolgono un ruolo decisivo nello spostare la bilancia a favore di un carburante, ed esistono ampie variazioni tra i paesi dell'UE, come si può vedere nell'Allegato 1. Senza i costi di carburante, i camion a GNL sono più costosi. Questa rappresentazione non tiene conto del costo dell'infrastruttura di rifornimento, che deve essere sviluppata se si vuole che il GNL diventi un carburante su larga scala.

^{xxxii} Un tipico prezzo del gasolio di 1,4€/l dà un costo energetico di 39€/GJ, mentre il normale prezzo del GNC di 0,96€/kg dà un costo di 17€/GJ. La tassazione per il gasolio è di 17,15€/GJ e per il GNC 0,09€/GJ.

^{xxxiii} Calcoli: I kg di GNC sono stati convertiti in equivalente gasolio. I prezzi del carburante in esenzione da accise sono stati calcolati sottraendo le aliquote di accisa dal CE Delft 2016. L'aliquota di accisa sul gasolio è stata aggiunta al prezzo del GNC senza accise.

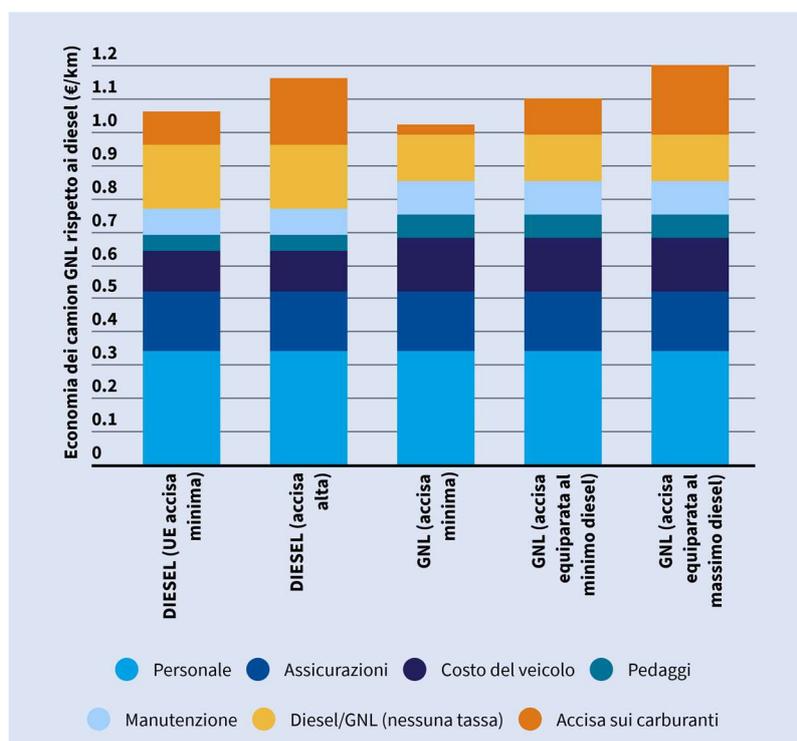


Figura 23. Confronto tra i camion GNL (HPDI) e i costi operativi dei camion diesel migliori della categoria^{xxxiv}

L'UE ha fissato dei livelli minimi di tassazione per i carburanti per autotrazione (vedi immagine sotto). Gli Stati membri non possono scendere al di sotto delle aliquote per il gasolio e la benzina, ma possono farlo per il gas fossile. Questo ha [crea](#) una situazione in cui il gas fossile nell'UE è soggetto a una tassazione notevolmente inferiore rispetto ai carburanti fossili liquidi. In uno studio del CE Delft, la tassazione del gas fossile nei paesi dell'UE era in media inferiore di 9,51 euro/GJ rispetto al gasolio e di 16,21 euro/GJ rispetto alla benzina.²⁰⁹ La differenza di tassazione in rapporto al consumo dei paesi dell'UE è presentata nell'immagine seguente. Poiché il consumo di gas fossile è più elevato nei paesi con aliquote fiscali più basse per il gas fossile, i risultati sono molto diversi. La Danimarca è l'unico paese dell'UE con una tassazione comparabile tra il gas fossile e il gasolio. In tutti gli altri Stati membri, l'aliquota fiscale del gas fossile nei trasporti è molto più bassa. Ad esempio, l'Italia, il maggior consumatore di gas fossile nei trasporti, ha un'aliquota di 17,25 €/GJ per il gasolio e 0,09€/GJ per il gas fossile.

^{xxxiv} Ipotesi principali: 5 anni di utilizzo con 150.000 km/anno. Confronto tra gli autocarri GNL e i migliori della categoria diesel: il prezzo di acquisto è superiore di 30.000€, la manutenzione è superiore del 15%. Consumo di gasolio da Rodríguez et al. (2018) 29,9 lt/km, HPDI (da NGVA) LNG 11,7 MJ/km. Il prezzo del gasolio è riportato dal bollettino petrolifero Eurostat 4/6/2018 (0,64€/lt tasse escluse) e il prezzo alla pompa del GNL è di 0,95€/kg (fascia bassa da GNC Europe). Il prezzo del GNL esente da imposte è stato calcolato sottraendo il 20% di IVA e l'accisa minima UE. Sono state aggiunte le accise di cui all'allegato IX. L'assicurazione è proporzionale al prezzo di acquisto del veicolo. Il pedaggio, l'ammortamento e i costi del personale sono uguali. Non è incluso il costo del capitale.

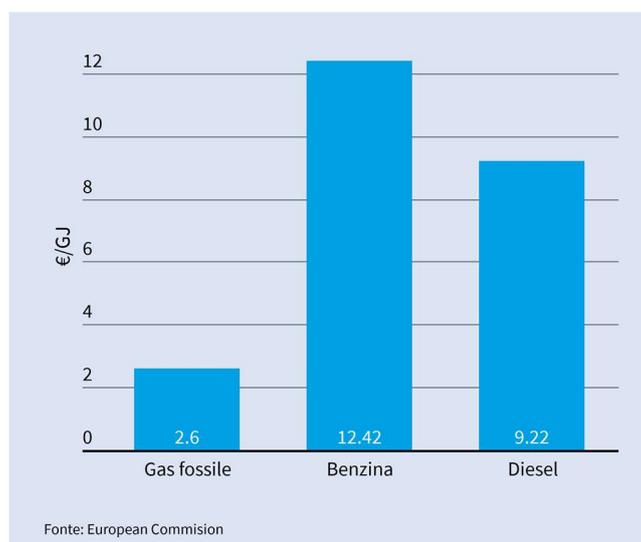


Figura 24. Aliquote minime d'imposta e perdite di accise nell'UE.²¹⁰

Considerando le aliquote più basse per il metano rispetto al gasolio, la perdita di reddito, o sovvenzione fiscale a livello UE, è stimata a 860 milioni di euro nel 2014, con una quota dell'Italia del 72%.²¹¹ Questa stima non include gli sconti sul gasolio per i veicoli pesanti di cui non è stato possibile quantificare l'impatto, quindi, in realtà, la perdita di reddito è inferiore. La quota così elevata è dovuta al fatto che l'Italia rappresenta circa il 60% del consumo comunitario di gas fossile nei trasporti. Se il gas fossile raggiungesse il 5% del consumo energetico dei trasporti su strada, il sussidio fiscale per il gas fossile salirebbe a 5,4 miliardi di euro.^{xxxv}

Il gas fossile è un combustibile fossile e dovrebbe essere tassato di conseguenza, con aliquote di accisa simili a quelle del gasolio o della benzina. Dato che il gas fossile consente di risparmiare al massimo il 3% a livello WTW rispetto ai migliori autocarri diesel della categoria, l'aliquota fiscale dovrebbe essere al massimo del 3% inferiore a quella del gasolio. Una tassazione basata sul contenuto di carbonio sarebbe preferibile. Come discusso [alla sezione](#) **Error! Reference source not found.**, le emissioni di inquinanti atmosferici del gas fossile non sono necessariamente migliori rispetto ai diesel moderni (soprattutto nei veicoli pesanti), per cui accise così inferiori non sono giustificate. Un'accisa più elevata, combinata con esenzioni fiscali per il metano rinnovabile sostenibile (biometano da rifiuti o metano sintetico), favorirebbe anche l'adozione del metano rinnovabile nei trasporti. Come per il gasolio e la benzina, gli Stati membri non dovrebbero essere autorizzati a fissare aliquote inferiori al livello minimo UE e l'attuale prassi di autorizzare deroghe all'aliquota minima UE dovrebbe essere sospesa.

7.2. Sussidi e agevolazioni fiscali per i veicoli a gas

La crescita delle vendite di auto a gas è stata lenta. Tra il 2016 e il 2017 le vendite sono diminuite del 15% e sono state vendute solo 49.243 auto a metano.²¹² Gli analisti prevedono un aumento delle vendite dall'attuale 0,5% all'1% nel 2025.²¹³ Questa crescita in alcuni mercati del segmento del GNC è notevole, Spagna e Germania hanno quintuplicato le vendite dal 2017 al 2018.²¹⁴ A livello dell'UE l'aumento delle vendite è inferiore a quello dei veicoli elettrici per cui i veicoli elettrici sulle strade dell'UE saranno superiori alle auto a metano nel 2018, o nel 2019.

Gli incentivi finanziari nazionali e i bonus dell'industria per ridurre il prezzo di acquisto dei veicoli a gas hanno contribuito alla diffusione dei veicoli a gas in tutta l'UE. Tale sostegno è visibile in Italia, Germania, Spagna e Francia ed è discusso in dettaglio di seguito.

^{xxxv} Supponendo che il 5% del consumo del trasporto su strada nello scenario di riferimento dell'UE sia costituito da gas fossile e che le accise rimangano costanti..

L'**Italia** ha introdotto molto presto delle misure per incentivare il gas nei trasporti. Nel 2009 ha introdotto un programma di incentivi all'acquisto da 1.500 a 3.500 euro per veicoli a GPL e metano di nuova immatricolazione con un bonus aggiuntivo fino a 1.500 euro in caso di rottamazione di un'auto di almeno 10 anni.²¹⁵ Dopo solo un anno di attuazione del programma, i veicoli a metano hanno raggiunto il 5,42% della quota di mercato.²¹⁶ Da allora, le sovvenzioni sono state ridotte e la quota di mercato del GNC è scesa dal 5,32% nel 2014 al 2,37% nel 2018.²¹⁷ Ciononostante, l'Italia resta il più grande mercato di veicoli a gas naturale nell'UE e nel 2016 rappresentava il 68,3% delle nuove immatricolazioni di veicoli a gas naturale dell'UE.²¹⁸ Inoltre, il governo ha recentemente adottato nuovi incentivi per l'acquisto di camion a gas con una sovvenzione diretta di 4.000 euro per quelli a GNC e di 20.000 euro a GNL.²¹⁹

In **Germania**, i veicoli a gas beneficiano di tasse energetiche ridotte sul gas nei veicoli (GNL/GNC) fino al 2026 e di una tassa leggermente ridotta sugli autoveicoli a causa delle minori emissioni atmosferiche inquinanti rispetto ai diesel. Malgrado ciò, la quota dei veicoli a metano rimane molto bassa e non supera lo 0,4%.²²⁰ Ma la Germania nel 2016 era ancora al secondo posto nell'UE per le nuove immatricolazioni di veicoli a metano (7,5%). A giugno 2018, il Ministero dei Trasporti ha annunciato un sostegno diretto alle imprese che acquistano camion a GNC e GNL, con una sovvenzione di, rispettivamente, 8.000 e 12.000€ (con un tetto massimo di 500.000€ per azienda).

In **Spagna** diverse sovvenzioni e agevolazioni fiscali vengono proposte per acquistare un veicolo a gas. Nell'ambito del piano MOVALT-Vehicles di 20 milioni di euro approvato nel 2017, era disponibile un sostegno finanziario tra 2.500€ e 18.000€ per l'acquisto di un veicolo a gas. Inoltre, nel 2017 il governo ha lanciato il piano MOVEA da 14,26 milioni di euro, per promuovere l'acquisto di veicoli a carburanti alternativi, i veicoli elettrici, ma anche GPL/Autogas e GNC, nonché la costruzione di punti di ricarica elettrica negli spazi pubblici. L'ultimo programma di sostegno - il piano VEA - è stato approvato a luglio 2018 con un budget dedicato di 66,6 milioni di euro. Di questi, 50 milioni di euro sono destinati all'acquisto, da parte di privati, di veicoli elettrici ma anche a GPL, GNC e GNL. In aggiunta a quanto sopra in Spagna, ad oggi, i veicoli a gas con emissioni inferiori a 120 g/km sono esentati dal pagamento della tassa di immatricolazione. Alcune regioni hanno messo in atto ulteriori regimi di sostegno, come un bonus fino al 75% sulla tassa sui veicoli a Barcellona e Madrid, sconti sui pedaggi autostradali in Catalogna o incentivi all'acquisto di nuovi taxi a Madrid. Infine, i veicoli a gas possono entrare nella "Madrid Central", un'ampia area di 480 ettari a traffico limitato a favore di pedoni, biciclette e trasporti pubblici.

In **Francia**, le auto a metano non beneficiano del "bonus ecologico"²²¹, ma sono previste altre forme di sostegno. Rottamando un veicolo diesel circolante da prima del 1° gennaio 2006, e acquistandone uno a gas naturale (con emissioni inferiori a 110 gr/km) si ha un bonus da 500€ a 1000€.²²² Nel 2017, una società che abbia investito in camion a GNC o GNL gode di specifiche agevolazioni fiscali per ammortizzare i propri investimenti. Alcune regioni francesi prevedono un'esenzione fiscale fino al 100% sull'immatricolazione dei veicoli a GNC e GNL.

Recentemente, anche l'industria automobilistica ha svolto un ruolo cruciale nell'incentivare l'acquisto di veicoli a GNC. Volkswagen ha premiato gli acquirenti che passavano a un veicolo a GNC entro marzo 2018 con un bonus fino a 2.000 euro.²²³ Questo si aggiungeva al "premio di rottamazione" ottenuto dalla sostituzione di un diesel Euro 1-4 con un'altra vettura. Negli Stati Uniti, anche le compagnie petrolifere stanno entrando nella partita, con il programma di Total per supportare il passaggio dei camion dal diesel al GNL.²²⁴

Come accennato in precedenza, per i veicoli pesanti il mercato potrebbe evolvere diversamente. Secondo la NGVA, la lobby del settore dei veicoli a gas, le vendite di camion a gas sono aumentate del 15% nel 2017. Il mercato del trasporto merci è più sensibile ai prezzi di quello delle autovetture. Dato che molti paesi hanno (parzialmente) esentato il GNC e il GNL dalla tassazione sul carburante e sovvenzionano l'acquisto e

il passaggio al GNC/GNL nell'autotrasporto, potrebbe essere conveniente per i trasportatori, in particolare nei periodi di prezzi del petrolio elevati. Tuttavia, come discusso nel capitolo 7.1, questa differenza di prezzo è artificiale e non giustificabile.

7.3. Sviluppo e costi dell'infrastruttura

Dei gasdotti importanti sono in costruzione (Nordstream II, TAP) portare più gas fossile verso l'UE. La Banca Europea per gli Investimenti ha concesso un prestito di 1,5 miliardi di euro²²⁵ per il gasdotto Trans Adriatico, per estendere il corridoio meridionale del gas che collega l'Azerbaijan all'Italia. I progetti per il gas fossile hanno ricevuto oltre 1,3 miliardi di euro²²⁶ di fondi UE nell'ambito del Meccanismo per Collegare l'Europa (CEF). Questo avviene mentre si stima che l'infrastruttura del gas esistente sia sufficiente per l'attuale e futura domanda di gas UE.²²⁷ Dei terminali GNL, ad esempio, sono in costruzione per diversificare l'offerta, ma in realtà il 44% del GNL proviene dal Qatar²²⁸ e il tasso medio di utilizzo è stato il 25% circa nel 2016.²²⁹ Dal punto di vista dell'UE, questi investimenti vengono fatti per la sicurezza energetica e la diversificazione dell'approvvigionamento. In alcuni casi ciò ha dato i suoi frutti. In tal senso, i terminali GNL - che possono anche essere terminali galleggianti non permanenti - possono migliorare la sicurezza energetica e la posizione negoziale dei paesi dell'UE. Tuttavia, se utilizzati come polizza assicurativa, i terminali GNL continueranno ad essere sottoutilizzati dato che in molti paesi dell'UE il GNL non è competitivo rispetto al gasdotto (completamente ammortizzato), causa i costi di liquefazione e trasporto. In questo senso è inutile espandere la domanda di gas fossile per migliorare l'utilizzo dei terminali di GNL, in quanto ciò andrà principalmente a vantaggio degli esportatori dei gasdotti.

Nel medio e lungo periodo il gas fossile non ha posto nel sistema energetico dell'UE (decarbonizzato). Il che mette in dubbio l'opportunità di progettare e costruire nuovi gasdotti. È estremamente improbabile che paesi come la Russia - che dispongono di enormi riserve di gas fossile - intendano o possano presto passare al metano rinnovabile (o all'idrogeno rinnovabile). La Banca Mondiale ha recentemente annunciato che dopo il 2019 cesserà di finanziare progetti nell'upstream di petrolio e gas, in quanto non in linea con gli impegni sul clima, che rischiano di rimanere bloccati.²³⁰

Al momento le infrastrutture per la distribuzione e il rifornimento del metano nei trasporti sono limitate (cfr. sezione 2.3. e Tabella 1) ma sufficienti per l'attuale parco veicoli a metano.^{xxxvi} Se si vuole aumentare l'uso del metano nei trasporti, è necessario sviluppare l'infrastruttura e ciò richiede investimenti significativi, partendo praticamente da zero nella maggior parte dei paesi. A titolo esemplificativo, una stazione di rifornimento di GNC costa 200.000 euro, una di GNL per camion 1 milione di euro.²³¹

In Europa sono operative 107 stazioni di GNL che riforniscono circa 1.600 camion.²³² Supponendo che entro il 2030 ci saranno 400.000 camion GNL in funzione in Europa (l'ambizione della lobby del gas), il numero di stazioni di GNL dovrebbe espandersi significativamente, con i considerevoli costi associati. Tali costi non dovrebbero essere sostenuti dai contribuenti, ma dalle società del gas o dai gestori delle reti del gas.

7.4. Le pressioni esercitate dall'industria del gas

Il gas fossile si trova ad affrontare un mercato in declino nel medio e lungo termine, poiché la produzione di elettricità si muove verso le fonti rinnovabili e le misure di efficienza energetica riducono la domanda di gas residenziale. Nel breve periodo, in alcuni paesi, il gas fossile può beneficiare della progressiva eliminazione del carbone e del nucleare, ma l'industria del gas è comunque alla ricerca di nuovi mercati per sostenere la produzione e gli impianti già esistenti. Poiché le possibilità di crescita sui mercati esistenti sono limitate, con la possibile eccezione della crescita nel breve periodo della produzione di energia elettrica. In tutti i casi ipotizzati da Eurogas, il consumo residenziale di gas diminuisce. L'uso del gas fossile nei trasporti rappresenta oggi meno dell'1% della domanda di gas fossile dell'UE²³³ ed è una possibilità per aumentare

^{xxxvi} Secondo l'EAFO (Osservatorio europeo dei carburanti alternativi) <http://eafo.eu/>

la domanda.²³⁴ Il consumo di metano nella maggior parte dei settori sta diminuendo, nel lungo termine, pertanto il settore trasporti è un mercato di potenziale crescita per i produttori di gas fossile. Eurogas,²³⁵ prevede una crescita di quindici volte della domanda di metano nel settore dei trasporti entro il 2030, che passa dagli attuali 2 Mtep a 29 Mtep.²³⁶ Per il 2050, Ecofys identifica un potenziale di metano rinnovabile di 98 miliardi di metri cubi, di cui solo 5 miliardi destinati ai trasporti, tenendo conto dell'efficienza economica.

I recenti sforzi per promuovere l'uso del metano nei trasporti vengono sostenuti da una lobby potente e ben finanziata. L'industria del gas a Bruxelles conta circa 1.000 lobbisti e spende ogni anno oltre 100 milioni di euro in attività di lobbying.²³⁷ La Natural Gas Vehicle Association (NGVA) è il principale gruppo di pressione e spinge per l'uso del metano nei trasporti. Ha un'ampia partecipazione di associazioni nazionali, aziende del gas e dell'energia e costruttori di veicoli. Circa la metà dei membri del consiglio di amministrazione^{xxxvii} sono aziende energetiche tradizionali (ENI, TOTAL ecc.), circa un terzo sono produttori di veicoli (IVECO, VW ecc.) e i restanti membri sono aziende di infrastrutture del gas e aziende e associazioni di gas rinnovabili. La NGVA riceve finanziamenti e direttive da membri potenti come Gazprom, che fornisce quasi il 40%²³⁸ del fabbisogno di gas in Europa.²³⁹

7.5. I costruttori di veicoli si concentrano sul GNC/GNL?

Le case automobilistiche adottano strategie diverse per ridurre le emissioni del nuovo parco veicoli. FIAT e IVECO sono esempi di aziende con un focus su GNC/GNL. Volkswagen investe massicciamente nelle batterie (40 miliardi di euro di investimenti annunciati) ma si impegna anche nella promozione del GNC. SEAT spinge fortemente per il GNC, prevede che il 5%²⁴⁰ delle vendite 2018 saranno auto *dual fuel* (o ibride) e prevede di portare al 10% le vendite nel 2020. Il presidente di SEAT considera il GNC come una "alternativa di lungo termine"²⁴¹. Osservando i dati di EEA²⁴² del 2017 sulle vendite di auto nuove, FIAT ha venduto il 32% dei nuovi veicoli a metano nell'UE, il gruppo VW il 64% e il resto è venduto da Opel (2,5%) e Mercedes (0,5%). Il mercato dei veicoli a metano nell'UE è quindi prossimo al duopolio. Tuttavia, se la strategia di FIAT per il metano è stata concepita per aiutarla a raggiungere gli obiettivi dell'UE in materia di CO₂, il piano non funziona. Al trend attuale, FIAT sta per mancare il raggiungimento degli obiettivi di riduzione di CO₂ del 2021 (il che significa che dovrà pagare delle multe), mentre la maggior parte dei costruttori europei sono sulla buona strada.²⁴³ Fiat ha ora adottato una politica di elettrificazione più decisa e punta ad avere meno della metà dei veicoli con motore a scoppio entro il 2025 "poiché gas e diesel lasciano il posto a trasmissioni ibride, elettriche e alle celle a combustibile".²⁴⁴ All'interno del gruppo VW, Audi sta promuovendo l'uso del metano sintetico nei trasporti. Ha avviato un impianto di prova in grado di fornire energia per 1.500 veicoli l'anno, considerandolo un modo per decarbonizzare i trasporti.²⁴⁵ Il processo del metano sintetico è molto inefficiente, come evidenziato nella sezione 6.3, e richiede l'installazione di grandi quantità di nuova elettricità rinnovabile.

Per quanto riguarda i veicoli pesanti, Scania, Volvo, Iveco e Mercedes hanno veicoli GNL in catalogo, con l'obiettivo di fornire opzioni di decarbonizzazione.²⁴⁶ Tutti i marchi sono di proprietà separate, a riprova che i costruttori di veicoli pesanti considerano seriamente il GNL. Per loro il GNL è la strada per azzerare le emissioni, come afferma Volvo²⁴⁷ sul sito web dove presenta il nuovo camion a GNL. Tuttavia, l'industria non sta cercando di decarbonizzare il carburante in sé, ma si limita a sottolineare la possibilità di utilizzare GNL rinnovabile, un carburante che oggi costa circa 10 volte più del fossile.²⁴⁸

^{xxxvii} La lista delle organizzazioni nel Board di NGVA: Audi (GER), Bohlen Doyen (GER), Daimler (GER), DVGW (GER), Enagas (SPA), Energigas Sverige (SWE), Engie (FRA), Eni (ITA), E-on (GER), Erdgas (GER), FCA (ITA/US), FordonsGas/Air Liquide (SWE/FRA), Gas Natural fenosa (SPA), Gas Networks Ireland (IRE), Gasmobil (SUI), Gasrec (UK), Gazprom (RUS), GRDF(FRA) - sussidiaria di Engie, GRTgaz (FRA) - sussidiaria di Engie, Hexagon Xperion (NOR), IVECO (ITA), The Linde Group (GER), RAG Energy Storage (AUS), Renault (FRA), Scania (SWE), Shell LNG (NED), Swagelok (US), Total (FRA), Uniper (FIN), Volkswagen (GER), Volvo (SWE), Westport (CAN).

8. Conclusioni

Impatti sul clima

Questo rapporto dimostra che i veicoli e le navi a gas hanno prestazioni simili a quelle di altri veicoli e navi a combustibile fossile. Sulla base delle evidenze identificate, il gas fossile nei trasporti non ha benefici climatici significativi - e quando si includono le perdite di metano e gli effetti nell'upstream, in quasi tutti i casi nessuno - rispetto ai combustibili fossili derivati dal petrolio.

Le prestazioni complessive (dal pozzo alle ruote) in termini di GHG individuate nello studio (con emissioni medie upstream) variano da -12% a +9%, a seconda del mezzo di trasporto. Nelle automobili, i risparmi di gas serra sono i più bassi con un intervallo compreso tra -7% e +6% rispetto al diesel. Nei veicoli pesanti, l'intervallo è -2% e +12% rispetto ai migliori autocarri diesel della categoria, seconda carburante e tecnologia motoristica. Nel trasporto marittimo, le cifre vanno da -12% a +9% rispetto al gasolio marino (MGO) e dipendono fortemente dalle fughe di metano.

I pochi collaudi dei veicoli in condizioni reali o nei test ufficiali sono una questione importante. Non abbiamo potuto trovare prove concrete a sostegno del risparmio teorico dei veicoli a gas - sulla base del minor contenuto di carbonio del carburante. Nella realtà, la scarsa efficienza del motore a gas annulla spesso il beneficio del carburante già a livello dello scarico. Questo indica la necessità di politiche basate sulle prestazioni misurate e non sul tipo di carburante. Esistono inoltre delle incertezze riguardo alle perdite di metano a livello del veicolo e l'impatto delle procedure di evaporazione e ventilazione non è documentabile, ma potrebbe avere un impatto significativo.

Dei dati recenti suggeriscono che le emissioni di metano dell'upstream siano state sottostimate significativamente, il che rende probabile che le emissioni di GNC/GNL a monte e, di conseguenza, le emissioni di gas serra "well-to-wheel" o "wake" siano superiori alle cifre sopra citate (basate sui dati medie per le emissioni upstream) e che in futuro potrebbero aumentare con l'evoluzione dell'approvvigionamento di gas fossili. Essendo il metano un potente gas a effetto serra a breve termine, gli eventuali benefici derivanti dai veicoli a gas si concretizzerebbero solo dopo diversi decenni in futuro, ben oltre la completa decarbonizzazione dell'economia dell'UE.

Impatti sulla qualità dell'aria

I benefici in termini di qualità dell'aria derivanti dall'uso del gas fossile nei trasporti sono modesti. I veicoli a gas hanno prestazioni simili alle auto a benzina, solo marginalmente migliori delle diesel che rispettano i nuovi limiti RDE e non migliori dei nuovi camion diesel più efficienti. La Commissione lavora a un limite Euro 7 che ridurrà ulteriormente o eliminerà completamente i vantaggi del gas rispetto al diesel. Miglioramenti molto maggiori della qualità dell'aria potrebbero essere ottenuti passando alle auto a zero emissioni.

Nei camion il GNC e il GNL non offrono vantaggi significativi (NOx, PM) rispetto ai veicoli conformi alla norma Euro VI. La tecnologia HPDI ha emissioni NOx leggermente superiori. Le emissioni di particolato sono anche più elevate nel trasporto a metano rispetto al diesel. Per le navi, il GNL ha un chiaro vantaggio rispetto all'olio combustibile pesante, ma prestazioni analoghe possono essere ottenute anche dotando le navi di sistemi di post-trattamento come SCR e DPF o utilizzando gasolio navale a basso tenore di zolfo.

Metano rinnovabile

Il biometano e il metano sintetico possono avere emissioni di gas serra (significativamente) inferiori ai gas fossili. Tuttavia, le materie prime sostenibili per il biometano (rifiuti e residui) sono limitate. Il biogas ricavato dalle colture (ad esempio dal mais) si associa a importanti emissioni indirette dovute al cambiamento di destinazione dei terreni ed è limitato ai fini del trasporto ai sensi della direttiva sulle energie rinnovabili. Il metano a base di elettricità (metano sintetico) è inefficiente e costoso da produrre e

aumenterebbe notevolmente la domanda di elettricità rinnovabile, rendendo più difficile la decarbonizzazione del settore energetico.

Di fatto, il contributo del metano rinnovabile sarà molto limitato. Il potenziale esistente dovrebbe essere utilizzato per favorire la decarbonizzazione dei settori che attualmente dipendono dal metano (residenziale, industriale, energetico). Se l'UE o i governi vogliono promuovere il biometano nei trasporti, dovrebbero concentrarsi su progetti locali, con veicoli che utilizzano al 100% biometano e si riforniscono presso siti di produzione locali. Un più ampio passaggio al metano porterà quasi certamente a un settore dei trasporti alimentato con gas fossile non rinnovabile.

L'economia del gas nei trasporti

La convenienza economica del gas nei trasporti dipende quasi interamente dalle agevolazioni fiscali (sul carburante), dalle sovvenzioni e dal sostegno pubblico alle infrastrutture. Di fronte al calo della domanda negli altri settori e alla significativa espansione della produzione negli ultimi anni, l'industria del gas ha un forte interesse alla creazione di un nuovo mercato nei trasporti. Ma senza il generoso sostegno dei governi, questo mercato non esisterebbe. La produzione interna di gas fossile nell'UE sta diminuendo (rapidamente nel caso dei Paesi Bassi) e l'UE è sempre più dipendente dalle importazioni, in particolare dalla Russia e dal Qatar. La creazione di un nuovo mercato del gas fossile nei trasporti aumenterà la dipendenza energetica dell'UE.

In conclusione, è difficile intravedere benefici significativi del passaggio al metano che, nella maggior parte dei casi, non possano essere conseguiti meglio con altre tecnologie. Le tecnologie a emissioni zero (fattibili), tra cui l'idrogeno e le auto elettriche, i camion e le navi, sono già sul mercato o lo saranno presto. Il miglioramento della tecnologia e dei relativi costi rende queste tecnologie via via più economiche. Sulla base di questi elementi, non pare giustificato continuare a sostenere l'espansione del metano come carburante nei trasporti.

9. Raccomandazioni politiche

1. Il gas fossile non ha benefici climatici significativi - e includendo fughe di metano e altri effetti nell'upstream nessuno - rispetto ai combustibili fossili derivati dal petrolio. Come combustibile fossile non ha futuro in un sistema di trasporti decarbonizzato. Non esiste quindi alcun motivo per cui i responsabili politici dovrebbero sostenere l'uso del gas fossile nei trasporti.
2. I veicoli e le navi a gas dovrebbero competere in condizioni di parità con le altre tecnologie dei combustibili fossili, come il diesel, la benzina e i combustibili marini.
3. I governi dovrebbero porre fine al sostegno fiscale e in particolare alle esenzioni fiscali sui carburanti per il gas fossile nei trasporti. Come per gli altri combustibili fossili (benzina/diesel), il gas fossile dovrebbe essere tassato in base al suo contenuto di carbonio ed energetico.
4. Sia le norme che le misure fiscali (compresi gli standard di CO₂, la differenziazione dei pedaggi, le sovvenzioni, le agevolazioni fiscali e i bonus-malus) per i veicoli dovrebbero basarsi sulle prestazioni misurate allo scarico, non sul tipo di carburante. I veicoli a metano possono avere prestazioni migliori o peggiori di quelle dei veicoli equivalenti a gasolio e benzina e i governi dovrebbero sostenere solo i veicoli che dimostrano di avere prestazioni migliori (nei test ufficiali dell'UE), altrimenti si rischia di incentivare tecnologie costose e poco performanti e di disincentivare l'innovazione.
5. Nessun finanziamento pubblico dovrebbe essere destinato allo sviluppo di una rete paneuropea di rifornimento di GNL/GNC, in quanto il gas fossile non presenta benefici climatici, mentre il metano rinnovabile non può essere prodotto nelle quantità richieste e deve essere prodotto e consumato a livello locale.
6. Gli accordi di Parigi richiedono la completa decarbonizzazione dell'economia. In tale contesto, il metano rinnovabile - biometano e metano sintetico a emissioni zero - è un carburante raro e prezioso, utilizzabile in diversi settori, tra cui il riscaldamento, l'energia elettrica e l'industria che attualmente dipendono dal metano. Le migliori analisi disponibili indicano che il riscaldamento, l'industria e la generazione elettrica, non i trasporti, rappresentano la destinazione ottimale per il metano rinnovabile. L'espansione della domanda di metano nei trasporti comporterebbe costi inutili e potrebbe aumentare notevolmente la difficoltà di decarbonizzare i settori dell'industria, del riscaldamento e dell'elettricità.
7. Non esiste un ruolo del biometano non di nicchia, come le attività locali; il metano rinnovabile dovrebbe essere utilizzato solo nelle flotte, con automezzi alimentati a biometano (100%), così che un apporto sostenibile di metano rinnovabile possa essere garantito localmente. Il volume di metano rinnovabile potenzialmente disponibile è troppo esiguo per un uso paneuropeo su larga scala.
8. Il sostegno al biometano dovrebbe essere limitato al metano prodotto da rifiuti o residui sostenibili, nel rispetto di criteri di sostenibilità solidi e adeguati, tra cui la gerarchia dei rifiuti. Nessuna coltura praticata su terreni agricoli produttivi dovrebbe ricevere un sostegno per la produzione di biometano.
9. Come per l'elettricità utilizzata dai veicoli elettrici, la quota media di energia rinnovabile della rete dovrebbe essere utilizzata per valutare le prestazioni climatiche del trasporto a metano. Il metano rinnovabile al 100% può essere conteggiato solo nel caso in cui la stazione di rifornimento di metano rinnovabile non sia collegata alla rete. È improbabile che sistemi basati su certificati o garanzie di origine siano sufficientemente robusti e portino efficacemente alla immissione in rete e al consumo di biometano (attualmente 0,5%). Se i responsabili politici vogliono promuovere l'immissione di biometano sostenibile nelle reti del gas, esistono strumenti politici più semplici ed economici per raggiungere questo obiettivo (ad esempio un obbligo di miscelazione).

ALLEGATO 1. Aliquote fiscali dei carburanti per autotrazione

Aliquote fiscali 2016 €/GJ ^{249 xxxviii}

	Diesel (auto)	Diesel (camion) ^{xxxix}	Benzina	Gas fossile
Unione Europea (aliquota minima)	49.22		11.29	2.60
Austria	11.09		15.16	1.66
Belgio	12.98	10.85	19.47	0.00
Bulgaria	9.23		11.42	0.43
Cipro	12.57		15.06	2.60
Repubblica Ceca	11.26		14.86	0.70
Germania	13.14		20.58	3.86
Denmark	11.62		19.22	11.46
Estonia	12.51		14.62	0.00
Grecia	9.22		21.07	0.00
Spagna	9.25	8.49	13.36	1.15
Finlandia	14.14		21.42	4.84
France	13.91	12.55	20.16	1.05
Croazia	11.19		15.89	0.00
Ungheria	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
Lussemburgo	9.36		14.53	0.00
Lettonia	9.53		13.71	2.67
Malta	13.20		17.28	0.00
Paesi Bassi	13.53		24.21	4.57
Polonia	9.60		12.36	3.18
Portogallo	13.03		20.49	3.25
Romania	12.00	10.81	14.49	2.79
Svezia	17.39		21.16	6.66
Slovenia	13.21	9.81	17.22	3.45
Slovachia	10.79		16.75	2.60
Regno Unito	18.83		21.20	6.59

^{xxxviii} Per ottenere l'equivalente gasolio, un fattore di conversione pari a 0,91 è utilizzato per la benzina e il GNC. In questo modo si tiene conto della minore efficienza del motore a benzina e a gas.

^{xxxix} Ipotizzando gli sconti sul gasolio 2015 per gli utenti commerciali da Transport & Environment (2015) Europe's tax deals for diesel

https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2015_10_Europes_tax_deals_for_diesel_FINAL.pdf

ALLEGATO 2. Stima delle emissioni di gas serra WTT al 2030 nell'UE (Exergia 2015)²⁵⁰

Stima emissioni GHG al 2030 disaggregata per paese (gCO₂eq/GJ LHV)

Regione UE	Paese	Erogazione e carburante	Distribuzione, trasmissione e stoccaggio del gas	Trasporto della materia prima (gasdotto, GNL)	Produzione e recupero del carburante	Rimozione CO ₂ , H ₂ S dal GN (processamento del gas)	Emissioni totali GNC
UE Nord	Danimarca	2991	212	597	2965	20	6785
	Irlanda	4972	996	1037	11925	254	19184
	Finlandia	2669	2989	19660	3808	3	29129
	Svezia	1904	1230	667	4864	109	8774
	Regno Unito	4573	1304	5262	5549	280	16968
	Belgio	2697	1346	7472	7257	440	19212
Centrale UE	Repubblica Ceca	3477	2085	17684	3509	35	26790
	Germania	4221	2202	12072	3755	282	22532
	Estonia	2322	3622	23993	4488	26	34451
	Lettonia	2356	2249	23794	3938	31	32368
	Lituania	2984	2820	23506	4066	57	33433
	Lussemburgo	2927	967	8885	2685	57	15521
	Ungheria	3499	4000	19961	4281	211	31952
	Olanda	2435	2351	2530	2899	74	10289
	Austria	2472	2475	14831	3976	76	23830
	Polonia	5726	8784	4974	6086	34	25604
	Slovacchia	2718	3102	24438	3818	3	34079
SW UE	Spagna	3679	787	3768	17580	750	26564
	Francia	2191	887	6024	10005	397	19504
	Portogallo	3902	7042	3159	14915	740	29758
SE UE	Bulgaria	4752	8407	19022	3688	23	35892
	Grecia	6157	1210	14021	10165	263	31816
	Croazia	3561	12901	23889	3998	3	44352
	Italia	3983	6605	7617	10072	889	29166
	Romania	4189	2403	6348	6028	42	19010
	Slovenia	3489	802	18119	7162	195	29767

Riferimenti

- ¹ Öko institute (2016) Obiettivi per i settori non ETS nel 2040 e 2050
- ² 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>
- ³ NGVA (2016) I veicoli a gas naturale offrono grandi opportunità per una rapida riduzione delle emissioni di gas serra nell'ambito della prossima strategia sulla decarbonizzazione dei trasporti 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
- ⁴ 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
- ⁵ Commissione Europea (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>
- ⁶ A European Strategy for Low-Emission Mobility (COM/2016/0501 final) <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX%3A52016DC0501>
- ⁷ COM/2016/0482 final - 2016/0231 (COD) <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52016PC0482>
- ⁸ 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>
- ⁹ 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/>
- ¹⁰ A European Strategy for Low-Emission Mobility (COM/2016/0501 final) <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX%3A52016DC0501>
- ¹¹ 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>
- ¹² 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>
- ¹³ 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>
- ¹⁴ 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>
- ¹⁵ Stato attuale di attuazione da: SWD/2017/0365 final <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52017SC0365>
- ¹⁶ 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>
- ¹⁷ 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>
- ¹⁸ 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>
- ¹⁹ European Alternative Fuels Observatory (2018) accessed 3.9.2018 http://eafo.eu/eu#eu_ng_filling_graph_anchor
- ²⁰ European Alternative Fuels Observatory (2018) accessed 3.9.2018 http://eafo.eu/eu#eu_ng_filling_graph_anchor
- ²¹ GIE (2018) Small-Scale LNG database 2018 <http://www.gie.eu/index.php/news/gie-news/13-news/gie/356-pr28february2018>
- ²² Stimate 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>
- ²³ https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/cars_en
- ²⁴ https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/vans_en
- ²⁵ https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/proposal_en
- ²⁶ VECTO è uno software di simulazione per i veicoli utilizzato per la certificazione delle emissioni di CO₂ dei veicoli pesanti.
- ²⁷ Queste categorie includono camion rigidi e trattori con peso lordo del veicolo superiore a 16 tonnellate
- ²⁸ European Commission (COM/2018/284 final) Proposta di REGOLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni di CO₂ dei nuovi veicoli pesanti <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2018:284:FIN>
- ²⁹ Pag. 120 di https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/transport/vehicles/docs/sr7_lot4_final_report_en.pdf
- ³⁰ VECTO tool development: Completion of methodology to simulate Heavy Duty Vehicles' fuel consumption and CO₂ 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

- ³¹ 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 CO₂ emission performance standards for new heavy duty vehicles https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=comnat:SWD_2018_0185_FIN
- ³²IMO (2018) UN body adopts climate change strategy for shipping <http://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/Pages/06GHGinitialstrategy.aspx>
- ³³ https://www.tno.nl/media/4516/tno-2014-r10447_final_small_scale_lng.pdf
- ³⁴ <http://www.foeeurope.org/Commission-issues-200m-new-subsidies-fossil-fuels-250128>
- ³⁵Regulation (EU) No 1316/2013 establishing the Connecting Europe Facility <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R1316&from=EN>
- ³⁶ Politico Pro Energy and Environment Article 5.11.2017 By Anca Gurzu: Q and A with Klaus Schäfer, president of Eurogas
- ³⁷ 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>
- ³⁸ 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
- ³⁹ EC (DG MOVE) Presentazione alla conferenza annuale Eurogas 2018 http://www.eurogas.org/uploads/media/2018_03_20_HMorsi_Eurogas_Conf_Bxl.pdf
- ⁴⁰EC (DG MOVE) Presentazione alla conferenza annuale Eurogas 2018 http://www.eurogas.org/uploads/media/2018_03_20_HMorsi_Eurogas_Conf_Bxl.pdf
- ⁴¹ European Commission - EU climate action https://ec.europa.eu/clima/citizens/eu_en
- ⁴² http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php
- ⁴³ https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en
- ⁴⁴ https://www.gasnaturally.eu/uploads/Modules/Publications/eurogas-statistical-report-2015_lr.pdf
- ⁴⁵ 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
- ⁴⁶ 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
- ⁴⁷Energy 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))
- ⁴⁸ Financial Times 21.6.2018. Gas leaks worse for climate than thought, study says <https://www.ft.com/content/2cce7954-7587-11e8-b326-75a27d27ea5f>
- ⁴⁹Balcombe et al. (2015). Methane and CO₂ 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
- ⁵⁰ <https://www.economist.com/news/science-and-technology/21741133-potent-greenhouse-gas-scientists-struggle-explain-worrying-rise>
- ⁵¹Schneising 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>
- ⁵²Balcombe 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>
- ⁵³ 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
- ⁵⁴Tagliaferri 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>
- ⁵⁵ 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>
- ⁵⁶ 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>
- ⁵⁷NASA (2018) NASA-led Study Solves a Methane Puzzle <https://www.nasa.gov/feature/jpl/nasa-led-study-solves-a-methane-puzzle>
- ⁵⁸ 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>
- ⁵⁹Alvarez 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>
- ⁶⁰Balcombe 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>
- ⁶¹ EU energy in figures, Statistical pocketbook 2017. <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/2e046bd0-b542-11e7-837e-01aa75ed71a1>
- ⁶²EU energy in figures, Statistical pocketbook 2017 <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/2e046bd0-b542-11e7-837e-01aa75ed71a1>

- ⁶³ 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>
- ⁶⁴ BP Energy outlook 2018 <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2018.pdf>
- ⁶⁵ 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>
- ⁶⁶ 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
- ⁶⁷ IGU 2017 World LNG Report https://www.igu.org/sites/default/files/103419-World_IGU_Report_no%20crops.pdf
- ⁶⁸ <https://uk.reuters.com/article/lithuania-gazprom-idUKL6N0NU4CM20140508>
- ⁶⁹ <http://www.caneurope.org/docman/fossil-fuel-subsidies-1/3034-eu-gas-infrastructure-and-efsi-time-for-change/file>
- ⁷⁰ Politico Pro Energy and Environment Article 11.5.18. Q and A with Klaus Schäfer, president of Eurogas
- ⁷¹ PRIMES 2016 EUCO30 scenario 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
- ⁷² <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/>
- ⁷³ Energy Union Choices. Cleaner, Smarter, Cheaper - Responding to opportunities in Europe's changing energy system <http://www.energyunionchoices.eu/cleanersmartercheaper/>
- ⁷⁴ 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>
- ⁷⁵ 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/>
- ⁷⁶ 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>
- ⁷⁷ 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>
- ⁷⁸ FT opinion: Natural gas golden age turns to bubble <https://www.ft.com/content/175814dc-a01c-39bb-a156-b2bd2cfaef44>
- ⁷⁹ <https://www.euractiv.com/section/energy/interview/gas-chief-we-expect-at-least-10-of-the-car-market-in-2030/>
- ⁸⁰ 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>
- ⁸¹ 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.
- ⁸² 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
- ⁸³ 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
- ⁸⁴ 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
- ⁸⁵ 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
- ⁸⁶ 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/wtw_app_1_v4a_march_2014_final.pdf
- ⁸⁷ 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>
- ⁸⁸ Benchmark made with information from Volkswagen's Italian website on 20.4.18 (powertrain versions and CO₂ emissions). Note these are only CO₂, not CO₂eq.
- ⁸⁹ JEC WTW report 4.1 - Appendix 1 - Version 4.a http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/sites/iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/files/documents/wtw_app_1_v4a_march_2014_final.pdf
- ⁹⁰ Per una rapida panoramica del modello, cfr. pag. 11 in Trasporti e ambiente, 2017, Roadmap to climate-friendly land freight and bus in Europe. https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/Full_%20Roadmap%20freight%20buses%20Europe_2050_FINAL%20VERSION_corrected%20%282%29.pdf
- ⁹¹ 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>

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

⁹³ LowCVP (2017) Emissions testing of gas-powered commercial vehicles <https://www.gov.uk/government/publications/emissions-testing-of-gas-powered-commercial-vehicles>

⁹⁴ 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>

⁹⁵ 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>

⁹⁶ 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>

⁹⁷ Comunicazione personale con Volvo

⁹⁸ <https://www.volvotrucks.com/en-en/trucks/volvo-fh-series/volvo-fh-lng.html>

⁹⁹ 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>

¹⁰⁰ Rodríguez et al (2018) Fuel consumption testing of tractor trailers in the European Union and the United States https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/EU_HDV_Testing_BriefingPaper_20180515a.pdf

¹⁰¹ <https://www.volvotrucks.com/en-en/trucks/volvo-fh-series/volvo-fh-lng.html>

¹⁰² 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

¹⁰³ 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>

¹⁰⁴ Dati da NGVA: Energy consumption of 13.2 MJ/km: CH₄ emissions 0,133%wt, emissioni N₂O 0,019 gr/km.

¹⁰⁵ Dati da NGVA: Energy consumption of 13.2 MJ/km: CH₄ emissions 0,133%wt, emissioni N₂O 0,019 gr/km.

¹⁰⁶ Supportato da calcoli T&E su 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>

¹⁰⁷ 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

¹⁰⁸ 441gr CO₂ eq/km con prestazioni aerodinamiche simili a quelle dei diesel attuali da 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.

¹⁰⁹ 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

¹¹⁰ Stenersen & Thonstad (2017) GHG and NO_x 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>

¹¹¹ 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>

¹¹² 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

¹¹³ 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

¹¹⁴ 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

¹¹⁵ 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

¹¹⁶ Sulla base di ipotesi per i motori stazionari a metano 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>

¹¹⁷ 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

¹¹⁸ 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

¹¹⁹ 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>

¹²⁰ 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>

¹²¹ 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>

¹²² 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/>

¹²³ 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>

¹²⁴ 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>

¹²⁵ 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

¹²⁶ 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

¹²⁷ 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>

¹²⁸ 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

¹²⁹ 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>

¹³⁰ 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>

¹³¹ 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

¹³² LowCVP (2017) Emissions testing of Gas-Powered Commercial Vehicles

<https://www.lowcvp.org.uk/assets/reports/LowCVP%202016%20DfT%20Test%20Programme%20Final%20Report.pdf>

¹³³ 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>

¹³⁴ 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

¹³⁵ Sito Volvo visitato il 19.4.2018 <http://www.volvotrucks.com/en-en/trucks/volvo-fh-series/volvo-fh-lng.html>

¹³⁶ 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 volume 609

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969717318715?via%3Dihub>

¹³⁷ LowCVP presentazione del 10.7.2017 National Policy outlook

<https://www.lowcvp.org.uk/assets/presentations/1.+National+Policy+Outlook,+Autmun+2017+--+Dan+Hayes,+LowCVP.pdf>

¹³⁸ 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

¹³⁹ 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 International Journal of Environmental Research and Public Health

¹⁴⁰ Transport & Environment (2015) Don't Breathe Here.

https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/Dont_Breathe_Here_report_FINAL.pdf

¹⁴¹ 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

¹⁴² 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>

¹⁴³ LowCVP (2017) Emissions testing of Gas-Powered Commercial Vehicles

<https://www.lowcvp.org.uk/assets/reports/LowCVP%202016%20DfT%20Test%20Programme%20Final%20Report.pdf>

¹⁴⁴ 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

¹⁴⁵ 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

¹⁴⁶ 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>

¹⁴⁷ 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

¹⁴⁸ 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

¹⁴⁹ ICCT (2017) Greenhouse gas emissions from global shipping, 2013–2015 <https://www.theicct.org/publications/GHG-emissions-global-shipping-2013-2015>

¹⁵⁰ 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.

- ¹⁵¹ 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>
- ¹⁵² 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/>
- ¹⁵³ Ship Technology (visitato il 7.9.2018) Ampere Electric-Powered Ferry <https://www.ship-technology.com/projects/norled-zerocat-electric-powered-ferry/>
- ¹⁵⁴ Scarlat, Dallemand & Fahl (2018) [Biogas: Developments and perspectives in Europe](#) Renewable Energy Volume 129 p.457-472
- ¹⁵⁵ 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
- ¹⁵⁶ Transport & Environment (2017) Electrofuels what role in EU transport decarbonisation? https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2017_11_Briefing_electrofuels_final.pdf
- ¹⁵⁷ 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
- ¹⁵⁸ Renewable energy directive proposal Annex VI <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=COM%3A2016%3A767%3AFIN>
- ¹⁵⁹ 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
- ¹⁶⁰ 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>
- ¹⁶¹ 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
- ¹⁶² 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? [add link when online](#)
- ¹⁶³ 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
- ¹⁶⁴ 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/>
- ¹⁶⁵ BBC 6.6.2018. Key 'step forward' in cutting cost of removing CO₂ from air <https://www.bbc.com/news/science-environment-44396781>
- ¹⁶⁶ 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
- ¹⁶⁷ 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? [add link when online](#)
- ¹⁶⁸ EurObserv'ER Biogas barometer 2017 <https://www.eurobserv-er.org/biogas-barometer-2017/>
- ¹⁶⁹ 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
- ¹⁷⁰ Eurostat - [Supply, transformation and consumption of gas](#) - annual data (nrg_103a)
- ¹⁷¹ Scarlat, Dallemand & Fahl (2018) [Biogas: Developments and perspectives in Europe](#) Renewable Energy Volume 129 p.457-472
- ¹⁷² 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
- ¹⁷³ 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
- ¹⁷⁴ Ecofys et al. (2018) Gas For Climate https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Ecofys_Gas_for_Climate_Feb2018.pdf
- ¹⁷⁵ 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.](#)
- ¹⁷⁶ 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-BIOMETHANE-REFINERY-ENG-2017-FINAL.pdf>
- ¹⁷⁷ Transport & Environment (2017). A target for advanced biofuels. <https://www.transportenvironment.org/publications/target-advanced-biofuels>
- ¹⁷⁸ Presentato in un workshop di progetto ed escluso dal rapporto finale: 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
- ¹⁷⁹ 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.
- ¹⁸⁰ 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? [add link when online](#)

- ¹⁸¹ Christensen & Petrenko (2017) CO₂-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
- ¹⁸² 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.
- ¹⁸³ 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>
- ¹⁸⁴ 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? [add link when online](#)
- ¹⁸⁵ 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>
- ¹⁸⁶ 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? [add link when online](#)
- ¹⁸⁷ 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
- ¹⁸⁸ 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.
- ¹⁸⁹ Eurostat (2018) Natural gas price statistics http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Natural_gas_price_statistics
- ¹⁹⁰ 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? [add link when online](#)
- ¹⁹¹ 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? [add link when online](#)
- ¹⁹² 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>
- ¹⁹³ Ecofys (2018) Gas for Climate https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Ecofys_Gas_for_Climate_Feb2018.pdf
- ¹⁹⁴ 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
- ¹⁹⁵ Van der Leun (2016) opinion in NRC <https://www.nrc.nl/nieuws/2017/10/26/behoud-het-gasnet-en-gebruik-het-slim-13672390-a1578651>
- ¹⁹⁶ Ecofys et al. (2018) Gas For Climate https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Ecofys_Gas_for_Climate_Feb2018.pdf
- ¹⁹⁷ 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
- ¹⁹⁸ Ecofys et al. (2018) Gas For Climate https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Ecofys_Gas_for_Climate_Feb2018.pdf
- ¹⁹⁹ FVV (2016) Renewables in Transport 2050. http://www.lbst.de/news/2016_docs/FVV_H1086_Renewables-in-Transport-2050-Kraftstoffstudie_II.pdf
- ²⁰⁰ 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>
- ²⁰¹ 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>
- ²⁰² 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>
- ²⁰³ GIE (2018) Small-Scale LNG database 2018 <http://www.gie.eu/index.php/news/gie-news/13-news/gie/356-pr28february2018>
- ²⁰⁴ 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
- ²⁰⁵ 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>
- ²⁰⁶ Energy prices and costs in Europe - SWD(2016) 420 https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com_2016_769.en_.pdf
- ²⁰⁷ <http://cngeuropa.com>
- ²⁰⁸ 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
- ²⁰⁹ CE Delft (2017) Natural gas in the transport sector in EU MS - Tax level and consumption Paper needs to be published
- ²¹⁰ 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
- ²¹¹ CE Delft (2017) Natural gas in the transport sector in EU MS - Tax level and consumption Paper needs to be published
- ²¹² Based on data from <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/co2-cars-emission-13>
- ²¹³ 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>
- ²¹⁴ http://www.eafo.eu/europe#europe_ng_sales_vols_graph_anchor

- ²¹⁵ 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>
- ²¹⁶ European Alternative Fuels Observatory (2018) Italy Country Profile. Link: <http://www.eafo.eu/content/italy>
- ²¹⁷ European Alternative Fuels Observatory (2018) Italy Country Profile. Link: <http://www.eafo.eu/content/italy>
- ²¹⁸ European Environment Agency (2018) Monitoring of CO₂ emissions from passenger cars, 2017 provisional database, Link: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/co2-cars-emission-14>
- ²¹⁹ 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>
- ²²⁰ European Alternative Fuels observatory (2018) <http://www.eafo.eu/content/germany>
- ²²¹ Mystère 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>
- ²²² 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>
- ²²³ 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
- ²²⁴ 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>
- ²²⁵ 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>
- ²²⁶ 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>
- ²²⁷ 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/>
- ²²⁸ 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_20171221finalcover.pdf
- ²²⁹ IGU 2017 World LNG Report https://www.igu.org/sites/default/files/103419-World_IGU_Report_no%20crops.pdf
- ²³⁰ 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>
- ²³¹ 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
- ²³² Vedi Tabella 1. pag. 13
- ²³³ 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
- ²³⁴ <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/06/NG-87.pdf>
- ²³⁵ 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
- ²³⁶ 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/>
- ²³⁷ Corporate Europe observatory (2017) The Great Gas Lock-in <https://corporateeurope.org/climate-and-energy/2017/10/great-gas-lock>
- ²³⁸ Financial Times (3.1.2018) Russia's gas exports to Europe rise to record high <https://www.ft.com/content/7b86f4be-f08e-11e7-b220-857e26d1aca4>
- ²³⁹ Email da Gazprom Germany a NGVA, visionata casualmente da T&E.
- ²⁴⁰ 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>
- ²⁴¹ Seat 12.4.2018 Luca de Meo at the GASNAM Congress <http://www.seat.com/corporate/news/corporate/cng-technology-volkswagen-group.html>
- ²⁴² EEA (2018) Monitoring of CO₂ emissions from passenger cars – Regulation (EC) No 443/2009 <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/co2-cars-emission-14>
- ²⁴³ Transport & Environment (2018) CO₂ emissions from cars - the facts <https://www.transportenvironment.org/publications/co2-emissions-cars-facts>
- ²⁴⁴ 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>
- ²⁴⁵ 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
- ²⁴⁶ Sulla base del [catalogo NGVA](#) e recenti annunci Volvo.

²⁴⁷ Volvo website ”(7.9.2018) “Towards Zero Emissions” <https://www.volvotrucks.com/en-en/trucks/volvo-fh-series/volvo-fh-lng.html>

²⁴⁸ 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? [add link when online](#)

²⁴⁹ CE Delft (2017) Natural gas in the transport sector in EU MS - Tax level and consumption [Paper needs to be published](#)

²⁵⁰ 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>