



Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici

PRIMA LA SCIENZA

e poi la tecnologia

LIBRO BIANCO

**sulla transizione ecologica delle infrastrutture e dei sistemi di
trasporto con particolare riguardo a quelli alimentati ad idrogeno.**

A cura di Aurelio Misiti e Fabio Croccolo



BARBARO EDITORE

In copertina
Opera di Mimmo Sofo

© 2025 R. BARBARO EDITORE
www.dbebarbaroeditore.it info@dbebarbaroeditore.it

**prima edizione
Dicembre 2025
ISBN : 9788894796**

Tutti i diritti riservati

Gli Esperti:

Pres. Fabio CROCCOLO (Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici) –*Coordinatore*
Prof. Aurelio MISITI (Presidente CNIM) - *Coordinatore scientifico*
Ing. Marcello PAOLUCCI (Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici)
Ing. Fabrizio FREZZINI (Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici)
Ing. Paolo SAPPINO (Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti)
Ing. Pasquale SAIENNI (ANSFISA)
Ing. Rocco CAMMARATA (ANSFISA)
Ing. Gianluca FORTE (ANSFISA)
Ing. Stefano ZAMPINO (ANSFISA)
Ing. Alberto ANDREONI (ANSFISA)
Prof. Gian Marco BIANCHI (Alma Mater Studiorum Università di Bologna)
Prof. Romano BORCHIELLINI (Politecnico di Torino)
Prof. Andrea LANZINI (Politecnico di Torino)
Ing. Michele Vincenzo MIGLIARESE CAPUTI (Università degli Studi di Roma
"La Sapienza")
Prof. Cesare PIANESE (Università degli Studi di Salerno)
Prof. Giuseppe MASCHIO (Università degli Studi di Padova)
Prof. Donatella CIRRONE (Ulster University)
Ing. Vincenzo ANTONUCCI (CNR)
Ing. Laura ADALORO (CNR)
Dott. Antonio VITA (CNR)
Ing. Giorgio GRADITI (ENEA)
Dott. Andrea PISANO (ENI)
Dott. Alberto DI LULLO (ENI)
Dott. Giordano FRANCESCHINI (ENI)
Dott. Sabina MANCA (ENI)
Ing. Fabio DATTILO (Vigili del Fuoco)

PRESENTAZIONE

Quando l'ing. Fabio Croccolo – all'epoca Presidente della III Sezione del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici che ho l'onore di presiedere – mi propose, come obiettivo per l'anno 2023, la redazione di un libro bianco sull'idrogeno e i carburanti alternativi, intuii subito l'utilità potenziale di un simile lavoro per svolgere al meglio il nostro lavoro di tecnici che devono valutare opere pubbliche dal punto di vista della fattibilità tecnico-economica delle stesse.

Lo incoraggiai pertanto a proseguire e istituii la Commissione dedicata alla redazione del libro, chiedendo al mio illustre predecessore e Maestro, il Prof. Aurelio Misiti, di assicurarne il coordinamento scientifico.

La prima stesura del libro venne in effetti prodotta e depositata gli atti di questo CSLP entro la fine del 2023, ma il sovraccarico di lavoro legato ai progetti del PNRR, prima, e il giovane pensionamento d'ufficio del Presidente Croccolo, poi, ne impedirono la revisione e la produzione a stampa.

Grazie all'impegno a titolo personale e volontaristico dei due curatori questo testo vede ora finalmente la luce e io mi pregio di includerlo quale uno dei lavori maggiormente significativi prodotti dal CSLP, nella certezza che sarà di ausilio fondamentale per i pianificatori, i progettisti e i decisori politici.

Un sentito ringraziamento a tutti i redattori, al coordinatore ing. Fabio Croccolo e in particolare al mio professore Aurelio Misiti.

Massimo Sessa

INTRODUZIONE

Il genere umano è sempre più energivoro. Lo sviluppo tecnologico da un lato (si pensi alla cosiddetta intelligenza artificiale) e il benessere (ad esempio i condizionatori) richiedono quantità di energia con crescita esponenziale.

Anche se le previsioni pessimistiche formulate dal Club di Roma ne “I limiti dello sviluppo” (studio del Massachusetts Institute of Technology, 1972) – che immaginavano l’esaurimento del petrolio entro l’inizio del terzo millennio – sono state ampiamente disattese per molteplici ragioni (riduzione drastica dei consumi unitari, scoperta di nuovi giacimenti, nuove tecnologie estrattive, ecc.), è però proseguito il processo di emissione degli inquinanti, che pone seri problemi all’utilizzo delle fonti energetiche fossili.

È vero che ci sono in natura molteplici possibilità di ricavare energia dalle sorgenti naturali, in primis il sole, ma le nostre tecnologie non ci consentono per ora di farlo in modo efficiente, tale da poter coprire i crescenti fabbisogni che sono richiesti.

Più promettente è la fusione nucleare, che – se realizzata e industrializzata – potrebbe fornire una risposta adeguata alle esigenze ragionevolmente prevedibili. Tuttavia sia il sistema Tokamak che lo Stellarator richiedono ancora presumibilmente tra i 10 e i 25 anni di studio e sviluppo prima di diventare operativi.

Si tratta dunque di gestire una transizione energetica che riduca immediatamente l’emissione d’inquinanti mantenendo, anzi, incrementando la disponibilità di energia e che abbia una durata prospettica di circa trent’anni.

Lo sviluppo delle infrastrutture – di cui si occupa il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti – deve sostenere e accompagnare questa transizione, ma avendo bene in mente alcuni assunti fondamentali.

Innanzi tutto occorre considerare il ciclo di vita delle infrastrutture, che – anche nelle condizioni più pessimistiche – difficilmente è inferiore ai 50 anni.

In secondo luogo bisogna tenere presenti le differenti autonomie di missione e le diverse distanze di break-even dei modi di trasporto: ciò che è ottimale per un treno non necessariamente lo è per un aereo o per un motoveicolo.

È poi necessario affrontare i problemi di sicurezza, penetrazione geografica, distribuzione e così via che ogni nuovo sistema pone.

Infine deve essere valutato per ogni infrastruttura il rapporto benefici/costi, per evitare di sprecare risorse in azioni che non ripagano – spesso neanche dal punto di vista ambientale – gli investimenti fatti.

Il tutto in un sistema nel quale i veicoli seguono uno sviluppo industriale dettato dalle esigenze dei produttori e degli utilizzatori, spesso senza minimamente considerare le problematiche infrastrutturali che esso pone (si pensi al gigantismo navale o ai veicoli a guida autonoma), con l'implicito assunto che toccherà poi alla finanza pubblica adeguare le infrastrutture alle decisioni – né condivise, né coordinate – degli operatori di mercato.

Nella mia lunga esperienza quale Direttore Generale del MIT, soprattutto nell'ultima parte come Presidente della III Sezione del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici, mi sono trovato spesso di fronte a simili dilemmi, quando mi venivano richieste o proposte opere basate più su articoli di stampa generalista e sull'immaginario collettivo, che su una solida analisi scientifica ed economica.

Questo libro nasce da tale esperienza: l'ho voluto e proposto proprio per fornire ai decisori politici e, soprattutto, a noi tecnici che abbiamo il compito di consigliarli uno strumento che consenta, nei limiti del possibile, di scegliere correttamente gli investimenti per la

transizione energetica, avendo nel contempo bene in mente lo scenario post-transizione al quale dobbiamo tendere.

Desidero ringraziare tutti gli autori: scienziati, ricercatori, docenti universitari, esperti industriali, che, con il loro sapiente e prezioso contributo hanno fisicamente dato vita a questo libro.

Un ringraziamento affettuoso all'ing. Massimo Sessa, Presidente del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici, che mi ha consentito di impegnarmi in questa attività e mi ha sostenuto lungo il percorso.

Infine non posso non rendere omaggio al Prof. Ing. Aurelio Misiti, coordinatore scientifico di questo lavoro e Maestro di tutti noi, per il suo continuo supporto, gli incoraggiamenti e lo slancio giovanile che ci ha consentito di giungere a questa pubblicazione.

Fabio Croccolo

GLOSSARIO

A

- **AFIR:** *Alternative Fuels Infrastructure Regulation*, regolamento europeo per lo sviluppo delle infrastrutture per i combustibili alternativi.
- **Ammoniaca:** Composto chimico (NH_3) utilizzato in vari settori industriali.
- **Ammoniaca verde:** Combustibile sintetico prodotto da idrogeno verde e azoto atmosferico, potenzialmente utilizzabile nei trasporti.
- **Autonomia di missione:** Capacità di un veicolo di coprire una distanza o svolgere un servizio senza necessità di rifornimento o ricarica.

B

- **BEV (Battery Electric Vehicle):** Veicolo elettrico alimentato esclusivamente da batterie ricaricabili.
- **Biocarburanti:** Carburanti derivati da biomassa. Possono sostituire i combustibili fossili nei motori a combustione interna, ma non sono sempre considerati carbon neutral.
- **Biometano:** Gas rinnovabile ottenuto dalla purificazione del biogas, utilizzabile nei veicoli a metano.

C

- **CCUS:** *Carbon Capture, Utilization and Storage*, tecnologie per catturare, riutilizzare o stoccare la CO_2 .
- **CNG (Compressed Natural Gas):** Gas naturale compresso, usato come carburante alternativo.
- **CO_2 eq:** Equivalente di anidride carbonica, misura standardizzata delle emissioni climatiche.
- **Configurazione HRS (Hydrogen Refueling Station):** Struttura per il rifornimento di idrogeno, composta da sistemi di stoccaggio a bassa/media/alta pressione, compressori e sistemi di erogazione.

D

- **Decarbonizzazione:** Processo di riduzione delle emissioni di carbonio (CO_2) nei sistemi energetici e nei trasporti.

E

- **E-fuels:** Combustibili sintetici prodotti da idrogeno e CO_2 , compatibili con i motori termici esistenti.
- **Elettrolizzatore:** Dispositivo che produce idrogeno tramite elettrolisi dell'acqua.
- **Emissioni WtW (Well-to-Wheel):** Emissioni totali di un veicolo, dalla produzione del carburante fino all'uso su strada.

F

- **FCEV (Fuel Cell Electric Vehicle):** Veicolo elettrico alimentato da celle a combustibile che utilizzano idrogeno.
- **Fuel Cell (Cella a combustibile):** Dispositivo elettrochimico che converte l'idrogeno in elettricità, calore e acqua.
- **Fit for 55:** Pacchetto legislativo UE per ridurre le emissioni del 55% entro il 2030.
- **FER:** Fonti Energetiche Rinnovabili.

G

- **GNL (Gas Naturale Liquefatto):** Gas naturale raffreddato a -162°C per facilitarne il trasporto e lo stoccaggio.

H

- **HEV (Hybrid Electric Vehicle):** Veicolo ibrido con motore termico ed elettrico, non ricaricabile da rete esterna.
- **HRS (Hydrogen Refueling Station):** Stazione di rifornimento per veicoli a idrogeno, con sistemi di compressione e stoccaggio a diverse pressioni.

- **Hydrogen Valley:** Ecosistema locale integrato per produzione, distribuzione e utilizzo dell'idrogeno.

I

- **ICE (Internal Combustion Engine):** Motore a combustione interna, tipico dei veicoli tradizionali.
- **Idrogeno verde:** Idrogeno prodotto tramite elettrolisi alimentata da fonti rinnovabili.
- **Idrogeno blu:** Idrogeno prodotto da gas naturale con cattura e stoccaggio della CO₂.
- **Idrogeno grigio:** Idrogeno prodotto da fonti fossili senza cattura della CO₂.
- **Idrogeno rosa:** Idrogeno prodotto tramite elettrolisi alimentata da energia nucleare.

L

- **LCA (Life Cycle Assessment):** Valutazione dell'impatto ambientale di un prodotto lungo tutto il suo ciclo di vita.
- **Low Pressure Storage:** Serbatoi per lo stoccaggio dell'idrogeno a bassa pressione (50–200 bar), usati nella fase iniziale della catena di distribuzione.

M

- **Medium/High Pressure Storage:** Serbatoi per lo stoccaggio dell'idrogeno a pressioni intermedie o elevate (450–1000 bar), utilizzati per il rifornimento diretto dei veicoli.
- **MHEV (Mild Hybrid Electric Vehicle):** Veicolo ibrido con supporto elettrico leggero, non in grado di muoversi in modalità solo elettrica.

P

- **PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle):** Veicolo ibrido ricaricabile da rete elettrica.

- **PNIEC:** Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.

R

- **RED II / RED III:** Direttive europee sulle energie rinnovabili, con obiettivi al 2030.
- **REPowerEU:** Piano europeo per ridurre la dipendenza energetica da fonti fossili e accelerare la transizione verde.
- **RFNBO:** *Renewable Fuels of Non-Biological Origin*, come l'idrogeno verde o gli e-fuels.
- **Risk Management:** Gestione del rischio, fondamentale per la sicurezza di impianti e infrastrutture, soprattutto in ambito energetico e chimico.

S

- **SAF (Sustainable Aviation Fuel):** Carburante sostenibile per l'aviazione, derivato da biomasse o sintesi chimica.
- **SOFC (Solid Oxide Fuel Cell):** Cella a combustibile ad ossidi solidi, ad alta efficienza.

T

- **TPES (Total Primary Energy Supply):** Quantità totale di energia primaria disponibile per un paese o sistema.

V

- **Vettore energetico:** Sostanza o sistema che trasporta energia da una fonte a un utilizzo finale (es. elettricità, idrogeno).
- **Vehicle-to-Grid (V2G):** Tecnologia che consente ai veicoli elettrici di restituire energia alla rete elettrica.

ACRONIMI

ANS	Agenzia Nazionale per la Sicurezza delle Ferrovie e delle Infrastrutture Stradali e Autostradali	National Agency for Railway and Road Infrastructure Safety
BEV	Veicolo Elettrico a Batteria	Battery Electric Vehicle
CCS	Cattura e Stoccaggio della CO ₂	Carbon Capture and Storage
CCU	Cattura Utilizzo e Stoccaggio della CO ₂	Carbon Capture Utilization and Storage
CNIM	Comitato Nazionale Italiano per la Manutenzione	Italian National Maintenance Committee
CNR	Consiglio Nazionale delle Ricerche	National Research Council
CSL	Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici	High Council of Public Works
EFB	Cumuli di Frutti Vuoti	Empty Fruit Bunches
ENE	Agenzia nazionale per le nuove tecnologie l'energia e lo sviluppo economico sostenibile	National Agency for New Technologies Energy and Sustainable Economic Development
ENI	Ente Nazionale Idrocarburi	National Hydrocarbons Authority
ETS	Serie Temporale con Smorzamento Esponenziale	Exponential Smoothing Time Series
FCE	Veicolo Elettrico a Cella a Combustibile	Fuel Cell Electric Vehicle
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili	Renewable Energy Sources
FNM	Ferrovie Nord Milano	Northern Milan Railways
GDE	Green Deal Europeo	European Green Deal
GHG	Gas a Effetto Serra	Greenhouse Gases
GNC	Gas Naturale Compresso	Compressed Natural Gas
GNL	Gas Naturale Liquefatto	Liquefied Natural Gas
GSE	Gestore dei Servizi Energetici	Energy Services Manager
HEV	Veicolo Ibrido Elettrico	Hybrid Electric Vehicle
HRS	Stazione di Rifornimento di Idrogeno	Hydrogen Refueling Station
ILUC	Cambiamento Indiretto dell'Uso del Suolo	Indirect Land Use Change
LCA	Analisi del Ciclo di Vita	Life Cycle Analysis
LCO	Costo Uniformato dell'Elettricità	Levelized Cost of Electricity
MAS	Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica	Ministry of Environment and Energy Security
MIT	Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti	Ministry of Infrastructure and Transport
NDC	Contributo Determinato a Livello Nazionale	Nationally Determined Contribution

OEM	Produttore di Equipaggiamento Originale	Original Equipment Manufacturer
PEM	Cella a Combustibile a	Proton Exchange Membrane
FC	Membrana a Scambio Protonico	Fuel Cell
PFA	Distillato di Acidi Grassi da Palma	Palm Fatty Acid Distillate
PHEV	Veicolo Ibrido Plug-in	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
PNIEC	Piano Nazionale Integrato Energia e Clima	National Integrated Energy and Climate Plan
RCF	Carburanti a base di Carbonio Rinnovabile	Renewable Carbon Fuels
RED	Direttiva sulle Energie Rinnovabili	Renewable Energy Directive
REEV	Veicolo Elettrico con Estensione di Autonomia	Range Extender Electric Vehicle
RFNBO	Carburanti Rinnovabili di Origine Non Biologica	Renewable Fuels of Non-Biological Origin
SAF	Carburante Sostenibile per l'Aviazione	Sustainable Aviation Fuel
SDGs	Obiettivi di Sviluppo Sostenibile	Sustainable Development Goals
SOF	Cella a Combustibile a Ossidi Solidi	Solid Oxide Fuel Cell
TCO	Costo Totale di Possesso	Total Cost of Ownership
TEN-T	Rete Transeuropea dei Trasporti	Trans-European Transport Network
TPES	Approvvigionamento Totale di Energia Primaria	Total Primary Energy Supply
TRL	Livello di Prontezza Tecnologica	Technology Readiness Level
TtW	Dal Serbatoio alle Ruote	Tank-to-Wheels
UAV	Veicolo Aereo Senza Pilota	Unmanned Aerial Vehicle
UNFCCC	Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici	United Nations Framework Convention on Climate Change
WtW	Dal Pozzo alle Ruote	Well-to-Wheels

1. L'energia a livello del pianeta terra

1.1 Energetica del Pianeta Terra

L'Energetica del pianeta Terra è caratterizzata da un bilancio termico radiativo tra crosta terrestre, atmosfera e il Sole. L'equilibrio di questi sistemi che scambiano tra loro energia dipende, tra le altre cose, dalle loro proprietà ottiche-radiative. La continua emissione ed accumulo di gas serra in atmosfera sta alterando la composizione chimica di quest'ultima, con un impatto appunto sulle sue caratteristiche radiative, come ad esempio una variazione del coefficiente di assorbimento della radiazione riemessa dalla Terra nello spettro infrarosso. Queste forzanti portano ad una nuova condizione di equilibrio che tende a verificare la temperatura superficiale del nostro pianeta. In effetti, attraverso le varie attività antropiche si emettono in atmosfera gas quali CO_2 , CH_4 , N_2O , ed altri ancora, che alterano la composizione chimica degli strati atmosferici su orizzonti temporali molto ampi, soprattutto nel caso della CO_2 – che può essere riassorbita da cicli naturali del carbonio, ma molto lentamente.

Il motore primo di molti dei cicli naturali ed eventi atmosferici, severi o meno severi, che osserviamo sul nostro pianeta è il Sole. Il Sole apporta un flusso di energia al nostro pianeta che è enorme se confrontato con i nostri consumi. Alla sommità dell'atmosfera la costante solare, ovvero il flusso radiativo solare in direzione Terra, vale circa 1361 W/m^2 . Per effetto della geometria della Terra, e della sua rotazione giornaliera attorno al proprio asse, e dell'attenuazione atmosferica (riflessione e assorbimento da parte degli strati atmosferici), l'irraggiamento medio sulla crosta terrestre è circa pari a 160 W/m^2 . Questo è evidentemente un dato medio, che assume poi una variabilità anche ampia a seconda del punto di interesse, che dipende dalla latitudine, giorno dell'anno (che è rappresentato dall'angolo fondamentale noto come declinazione solare) e ovviamente l'ora solare. Per contro, il nostro *total primary energy supply, TPES* (*approvvigionamento totale di energia primaria*) – che rappresenta il fabbisogno energetico per soddisfare le nostre attività antropiche – ammonta a quasi 600 EJ [1] (exajoules, cioè 10^{18} Joules) all'anno che corrispondono a 0.37 W/m^2 . Il nostro fabbisogno energetico viene poi sostanzialmente tutto convertito in calore

attraverso le trasformazioni che si susseguono nel nostro sistema produttivo passando energia primaria ad usi finali.

Questo confronto tra il flusso radiativo solare disponibile sulla Terra e il nostro rateo di approvvigionamento (che oggi avviene soltanto in piccola parte dal Sole – solo pochi EJ sono attualmente generati da fonte solare¹ [1]) ci permette di intuire che le potenzialità del solare sono, in prospettiva, importanti anche al netto di inevitabili vincoli tecnici e/o economici sullo sfruttamento di tale risorsa.

È utile ricordare che una parte dell’irraggiamento solare è comunque catturato dalla superficie terrestre per l’accrescimento della fitomassa. Anche questa quota è però un piccolo assorbimento rispetto alla quota totale incidente.

1.2 Definizione attuale di fonte di energia, di vettori energetici, di vincoli energetici e di transizione ecologica

Fonti energetiche: esauribili e rinnovabili

La nostra civiltà considera e contabilizza tipicamente quelle fonti energetiche che hanno un uso pratico e diffuso per il sostentamento delle nostre attività. In altre parole, noi abbiamo la tendenza a definire *fonti energetiche* quelle fonti che sono sfruttate per soddisfare le nostre necessità in termini produttivi.

Tra le fonti energetiche, la distinzione principale è in genere tra fonti *esauribili* e fonti *rinnovabili*. Le fonti fossili appartengono alla prima tipologia. Di fatto, si tratta di fitomassa e zoomassa decomposte, che si sono gradualmente trasformate e sedimentate in giacimenti tipicamente situati sotto la crosta terrestre. Considerando che la fitomassa deriva dal processo di fotosintesi attivato dalla radiazione solare e la zoomassa pure è direttamente o indirettamente alimentata dalla fitomassa, le fonti fossili possano essere viste come una sorta di riserva di fonte solare che si è gradualmente accumulata nel tempo.

Altre fonti esauribili sono quelle che dipendono da sostanze chimiche che risultano irreversibilmente estinte (trasformate) dopo essere state utilizzate. Ricadono in questa categoria le sostanze fissili utilizzate, o

¹ 1,72 EJ *equivalenti* sono stati generate da fonte solare nel 2021. Il concetto di *equivalenza* si basa sul corrispettivo di combustibili altrimenti necessari per generare la stessa produzione solare riportata sopra.

potenzialmente utilizzabili, per la produzione di energia termica ed elettrica in centrali nucleari a fissione, note anche come centrali termonucleari.

Le fonti cosiddette rinnovabili sono quelle che non dipendono da un accumulo (*stock*) di risorsa che viene gradualmente estinto. La radiazione solare, o il vento, sono fonti rinnovabili, e sono disponibili come un flusso di energia che può essere intercettato, o catturato, e convertito attraverso opportune tecnologie in energia elettrica e/o termica. Anche in questo caso, è utile notare come sia sempre il Sole il motore primo della risorsa ‘vento’. Infatti, la disuniforme temperatura della Terra causa gradienti di pressione atmosferica che sono a loro volta causa dei movimenti delle masse d’aria. Energia dal sole e dal vento rappresentano le cosiddette fonti rinnovabili ‘moderne’, in quanto il loro sfruttamento su dimensioni apprezzabili è iniziato soltanto da appena 2-3 decenni. Lo sfruttamento dell’energia potenziale e cinetica di masse d’acque, attraverso centrali idroelettriche, è invece un uso più consolidato ed attualmente questa rappresenta la fonte rinnovabile maggiormente sfruttata nel mondo per la produzione di energia elettrica.

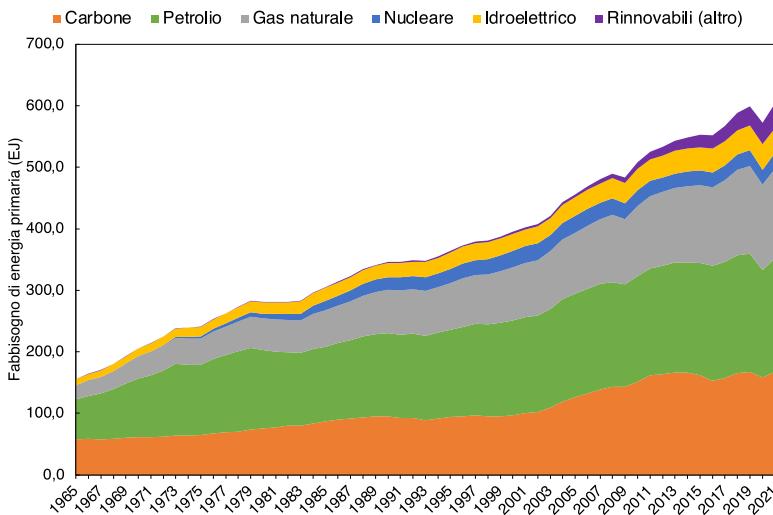
Completano il quadro delle fonti rinnovabili, l’uso di biomassa e lo sfruttamento della geotermia, ossia il calore del sottosuolo. La biomassa è una fonte rinnovabile ampiamente sfruttata, anche se con tecniche spesso rudimentali. Si parla in questo caso di ‘biomassa tradizionale’, spesso utilizzata in paesi in via di sviluppo attraverso processi di combustione e con lo scopo di cuocere cibi. L’effettiva “rinnovabilità”, e anche neutralità carbonica, delle biomasse è altamente dipendente dal tipo di biomassa e dai metodi utilizzati per la sua conversione in energia (tipicamente calore, negli usi tradizionali). Sicuramente biomasse derivanti da processi di scarto, o da residui forestali, sono biomasse pienamente rinnovabili.

Vista l’urgenza di decarbonizzare il nostro sistema energetico, sono molteplici le nuove tecnologie in fase di sviluppo nell’ambito delle fonti rinnovabili. A titolo di esempio, e non esaustivo, citiamo le tecnologie per la conversione del moto ondoso in energia elettrica.

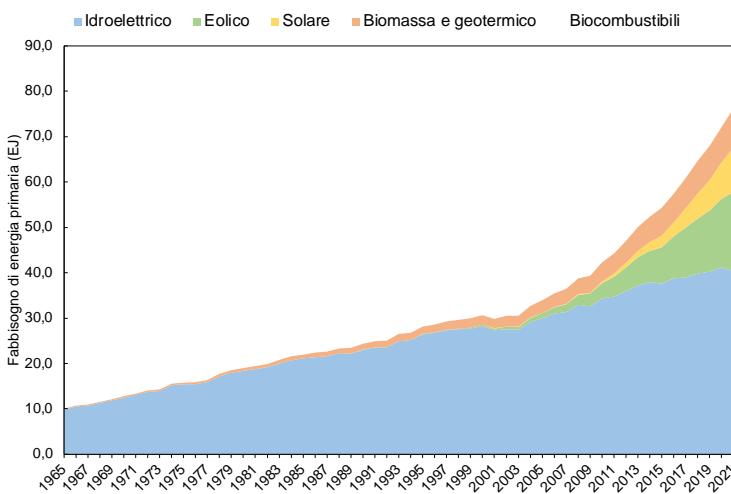
Il mix attuale di fonti energetiche

Le fonti energetiche attualmente più rilevanti per il nostro sistema energetico e produttivo rimangono i combustibili fossili (carbone, petrolio e gas naturale), che ancora al 2021 coprivano circa l'80% del TPES (Figura 1.1). Il grafico mostra la graduale transizione, nell'ambito dei combustibili fossili, da carbone a gas naturale e l'emergere delle fonti rinnovabili diverse dall'idroelettrico a partire dall'ultimo ventennio circa.

In Figura 1.2 è mostrato il dettaglio sul contributo fornito dalle fonti rinnovabili. Si può notare come il contributo da eolico e solare stia incrementando esponenzialmente. In alcuni contesti, le fonti energetiche rinnovabili (FER) possono anche rappresentare una quota significativa del mix di generazione elettrica. È questo il caso dell'Italia, dove nel 2021 oltre il 40% dell'energia elettrica immessa in rete proveniva da fonte rinnovabile [2]. Tuttavia, la produzione di energia elettrica vale appena il 20% del fabbisogno nazionale di energia primaria.



*Figura 1.1.
Fabbisogno di energia primaria su scala mondiale nel periodo 1965-2021
(fonte: elaborazione personale da dati della BP Statistical Review)*



*Figura 1.2
Fabbisogno di energia primaria da fonti rinnovabili su scala mondiale nel periodo 1965-2021
(fonte: elaborazione personale da dati della BP Statistical Review)*

Vettori energetici

Distinti dalle fonti energetiche trattate nella sezione precedente, sono i vettori energetici. Quest'ultimi derivano da trasformazioni delle fonti energetiche primarie. I vettori energetici sono tipicamente prodotti per una loro maggiore praticità di trasporto, accumulo e utilizzo rispetto alle fonti primarie.

L'elettricità è spesso da considerarsi un vettore energetico, anche se può essere prodotta direttamente da alcune fonti rinnovabili. L'elettricità viene trasformata (a diversi livelli di tensione) e trasportata quindi verso gli usi finali. L'idrogeno pure è da considerarsi un vettore energetico in quanto viene prodotto, ad oggi, a partire da altre fonti energetiche primarie o da altri vettori – attualmente l'idrogeno è prodotto prevalentemente da gas naturale attraverso il processo catalitico di *steam reforming*. Qualora l'idrogeno fosse anche prodotto direttamente dalla radiazione solare (ad es. attraverso innovativi processi di fotosintesi artificiale), questo rappresenterebbe comunque un modo di accumulare l'energia solare e di *vettoriarla* quindi altrove rispetto al sito di produzione.

Vincoli energetici e transizione energetica

E' evidente che i vincoli dei combustibili esauribili siano di finitezza di risorse e ambientali. In passato la transizione energetica è avvenuta passando dall'uso della biomassa all'uso del carbone. Tale transizione ha consentito di sostenere la rivoluzione industriale. Al carbone si è avvicendato il petrolio come fonte energetica prevalente. Il ruolo del gas naturale era in procinto di diventare prevalente anch'esso, ma la crescente consapevolezza e preoccupazione sui cambiamenti climatici ha rallentato l'uso delle fonti fossili a favore delle nuove fonti rinnovabili quale solare ed eolico.

Attualmente la transizione energetica verso le fonti rinnovabili è ancora agli albori, e la sfida sarà il tempo richiesto per il passaggio prevalente ad esse.

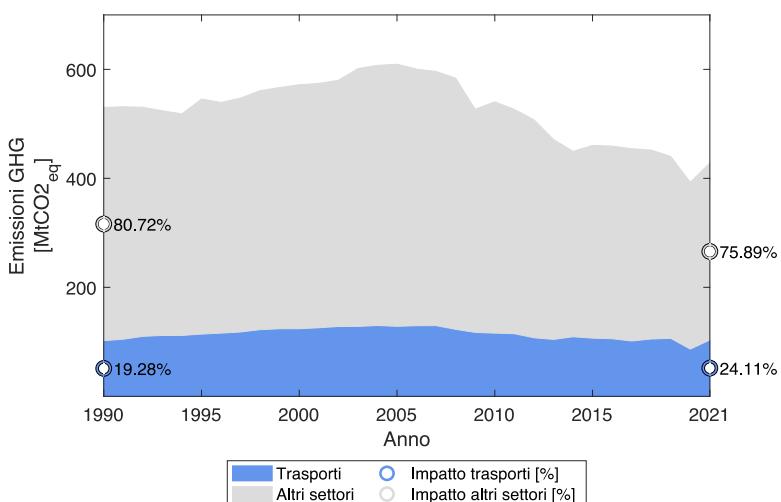
Riferimenti on-line e bibliografici:

- [1] BP Statistical Review of World-Energy,
<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/primary-energy.html>.
- [2] Gestore dei Servizi Energetici (GSE), <https://www.gse.it/servizi-per-te/news/fuel-mix-determinazione-del-mix-energetico-per-gli-anni-2020-2021>.

2 .Il quadro energetico europeo e nazionale ed i vincoli per il settore dei trasporti

2.1 Emissioni di anidride carbonica nel settore dei trasporti

Dai dati dell'European Environment Agency (EEA) e della United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), nel 2021 il settore dei trasporti ha contribuito per il 24,1% alle emissioni di gas serra (Greenhouse Gases, GHG) in Italia. Negli ultimi 30 anni le emissioni del settore dei trasporti si sono tenute circa costanti (102.2 Mton CO₂ eq. nel 1990, 103.3 Mton CO₂ eq. nel 2021) ma, a fronte di una riduzione delle emissioni totali, il loro contributo è aumentato rispetto al 19.3% del 1990, utilizzato come riferimento per le politiche climatiche europee.



*Figura 2.1
Emissione di gas serra in Italia dal 1990 al 2021. Elaborazione propria su dati EEA e UNFCCC.*

Del totale delle emissioni di CO₂ eq. per il settore dei trasporti, il 92.9% sono state associate al trasporto su strada e, di queste, il 64.7% alle automobili, il 20.5% ai veicoli pesanti, l'11.7% ai veicoli commerciali leggeri e il 3% ai motocicli. In figura 2.2 è possibile osservare come, rispetto al 1990, abbiano assunto sempre più rilevanza le emissioni associate alle automobili e ai veicoli commerciali leggeri, mentre si è ridotto l'impatto di quelle associate ai veicoli pesanti. Si osserva, inoltre, una diminuzione dell'impatto associato al trasporto marittimo interno e ai treni, mentre aumenta quello dell'aviazione interna e internazionale (compresa nella voce "altro" in figura).

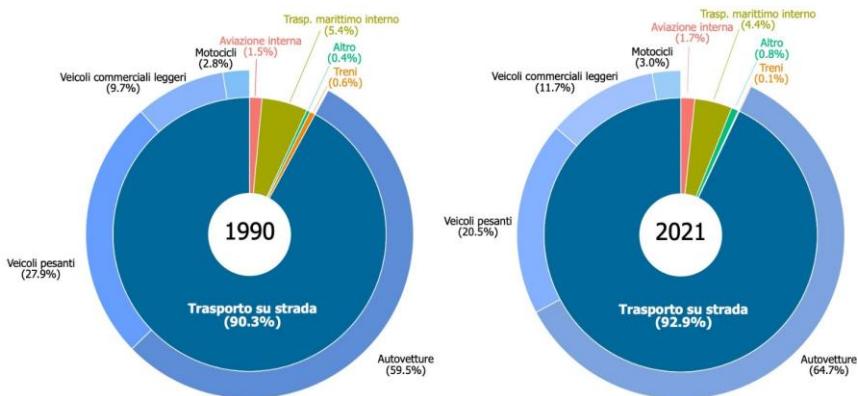


Figura 2.2

Ripartizione percentuale delle emissioni di gas serra in Italia per modalità di trasporto nel 1990 e nel 2021. Elaborazione propria sulla base di dati EEA e UNFCCC.

2.2 Politiche energetiche europee e nazionali per il settore dei trasporti

La normativa di riferimento per lo sviluppo delle energie rinnovabili, ed in particolare dei biocarburanti, in UE è la Direttiva (UE) 2009/28/EC denominata RED (Renewable Energy Directive) che fissa gli obiettivi di crescita e diffusione delle fonti rinnovabili nei settori principalmente coinvolti (Energie, trasporti, ecc.) da traghettare entro il 2020.

Le crescenti ambizioni di decarbonizzazione e penetrazione delle rinnovabili hanno successivamente portato alla Direttiva 2018/2001/EC, denominata RED II che ha definito nuovi e più sfidanti obiettivi da raggiungere entro il 2030 da parte di tutti gli Stati Membri che hanno l'obbligo di recepirne gli obiettivi nel proprio ordinamento nazionale.

Dal 20 novembre 2023 è in vigore la nuova Direttiva RED III. La Direttiva 2023/2413/EC, che aggiorna la Direttiva 2018/2001/EC, prevede una serie di novità per gli Stati membri nel settore delle energie rinnovabili, in particolare per quanto riguarda la loro promozione e l'aumento della loro quota nel mix energetico dell'Unione.

Con la nuova direttiva l'Europa vuole garantire, entro il 2030, una quota rinnovabile pari almeno al 42,5% (contro l'attuale 32%) nel consumo finale di energia, con l'obiettivo di raggiungere il 45%. Tutti gli Stati Membri sono inoltre incoraggiati a destinare almeno il 5% della capacità delle nuove installazioni energetiche a soluzioni innovative.

Nel settore dei trasporti, l'Unione Europea si impegna a ridurre le emissioni di gas serra del 14,5% entro il 2030. Questo obiettivo sarà raggiunto grazie all'uso di biocarburanti avanzati e a una quota più ambiziosa di carburanti rinnovabili non biologici, come l'idrogeno.

L'Italia ha recepito la direttiva REDII con il d.lgs. 199/2021 fissando una quota di almeno il 16 % di fonti rinnovabili sul totale di carburanti immessi in consumo nel trasporto stradale e ferroviario al 2030, attraverso il consumo di biocarburanti liquidi e gassosi ed RNFBO e RCF con riduzione GHG minima del 70%.

Il Piano Nazionale per l'Energia e il Clima (PNIEC) italiano, pubblicato a gennaio 2020 e attualmente in fase di revisione, ha fissato al 22% il contributo delle fonti rinnovabili nel settore trasporti al 2030. L'ambizione del Piano è di colmare il *gap* tra il target biocarburanti e il 22% fissato da Piano con un incremento dell'utilizzo di energia elettrica da fonti rinnovabili nei trasporti.

In linea con la direttiva RED II, i biocarburanti prodotti dalle materie prime elencate nell'allegato VIII², parti A e B, del d.lgs. 199/2021, sono conteggiati 2 volte il loro contenuto energetico, mentre i SAF AVIO e i carburanti rinnovabili per il settore marittimo 1,2 volte (se non prodotti da colture alimentari e foraggere) e l'elettricità rinnovabile 4 volte se utilizzata su strada e 1,5 volte se utilizzata nel trasporto ferroviario.

Sono inoltre previsti sub target per i biocarburanti avanzati (prodotti dai *feedstock* di cui all'allegato VIII parte A), nonché *cap* per alcune tipologie di biocarburanti (prodotti da colture alimentari e foraggere e *high ILUC* o prodotti dalle materie prime di cui all'allegato VIII, parte B).

Dal 2024 ai fini dell'adempimento degli obblighi non sarà più possibile conteggiare la quota di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa, prodotti da olio di palma, fasci di frutti di olio di palma vuoti (EFB) e acidi grassi derivanti dal trattamento dei frutti di palma da olio (PFAD), salvo che siano certificati a basso rischio ILUC.

La disciplina nazionale (art. 39 del d.lgs. 199/2021) ha fissato un **mandato supplementare** - non incluso nell'obbligo del 16%, ma che contribuisce all'obiettivo del 22% - per l'immissione in consumo di **biocarburanti utilizzati in purezza** pari a 300 mila tonnellate nel 2023, con un incremento di 100 mila tonnellate anno fino a raggiungere 1 milione di tonnellate dal 2030 in avanti. Al fine di promuovere la riconversione verde (totale o parziale) delle raffinerie esistenti è stato istituito un fondo, con una dotazione di 260 milioni di € complessivi fino al 2024, per la remunerazione degli investimenti volti alla produzione nazionale di biocarburanti per utilizzo in purezza. È attesa a breve la pubblicazione in GU del decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) che disciplina l'attuazione degli obblighi di immissione in consumo, da parte dei soggetti obbligati, dei biocarburanti nell'orizzonte temporale 2023-2030.

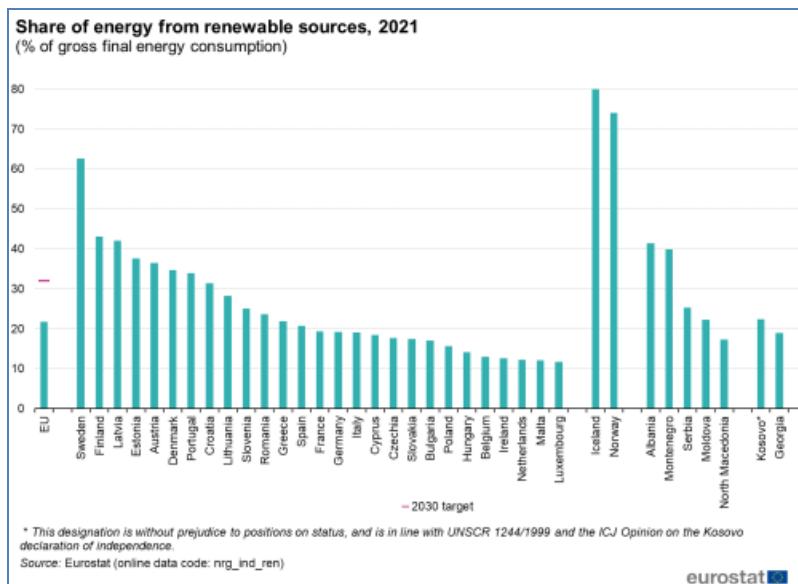
² Annex IX della direttiva RED II 2018/2001.

La politica energetica europea è estremamente orientata all'incremento dell'efficienza energetica, all'uso delle fonti rinnovabili e alla riduzione delle emissioni di CO₂.

Il riferimento principale della politica europea sull'energia è il *Green Deal Europeo* (GDE), il quale, approvato il 14 luglio 2021, adotta una serie di proposte per ridurre le emissioni di CO₂ del 55% entro il 2030, rispetto ai valori del 1990, con l'ambiziosa prospettiva di far diventare il nostro continente completamente *carbon neutral* (ossia ad emissioni nette di CO₂ nulle) entro il 2050.

Il Regolamento (UE) 2021/1119 [2] del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 giugno 2021 istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e modifica il regolamento (CE) n. 401/2009 e il regolamento (UE) 2018/1999 («Normativa europea sul clima»). Questo Regolamento (UE) 2021/1119, detto anche “Normativa europea sul clima”, si inserisce nel quadro di riforme legislative per l'attuazione del Green Deal Europeo (GDE) e all'art. 2.1 stabilisce che ‘*l'equilibrio tra le emissioni e gli assorbimenti di tutta l'Unione dei gas a effetto serra disciplinati dalla normativa unionale è raggiunto nell'Unione al più tardi nel 2050, così da realizzare l'azzeramento delle emissioni nette entro tale data, e successivamente l'Unione mira a conseguire emissioni negative*’. La Commissione Europea ha presentato, il 14 luglio 2021, un articolato pacchetto di proposte denominato **Fit for 55** [3] al fine di allineare la normativa vigente in materia di clima ed energia al nuovo obiettivo di riduzione, entro il 2030, delle emissioni nette di CO₂ eq. (emissioni previa deduzione degli assorbimenti) di almeno il 55 % rispetto ai livelli del 1990, nella prospettiva della neutralità climatica entro il 2050. L'obiettivo del 55%, reso vincolante dalla normativa europea per il clima, rappresenta il *contributo determinato a livello nazionale* (*national determined contribution* - NDC) dell'Unione Europea (UE) e dei suoi Stati membri nell'ambito della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC). L'importanza del pacchetto **Fit for 55**, quale strumento per il mantenimento degli impegni presi con l'Accordo di Parigi, è stata ribadita anche nelle conclusioni con cui il 6 ottobre 2021 il Consiglio dei Ministri dell'ambiente dell'Unione Europea ha definito la propria posizione negoziale alla COP26 [4].

La misura denominata **REPowerEU** [5], varata nel 2022, accelera la transizione energetica attraverso misure volte a ridurre la dipendenza da gas e petrolio provenienti dalla Russia entro il 2030. Tra le azioni specifiche contenute nel piano REPowerEU, da attuare a breve termine, si trova un'aumento dell'obiettivo di penetrazione delle rinnovabili **nel mix energetico elettrico dal 40 al 45%** e un accelerazione sull'idrogeno con l'obiettivo di installare 17.5 GW di capacità di elettrolizzatori al 2025 per garantire un approvvigionamento locale di idrogeno verde, soprattutto destinato alla decarbonizzazione del settore industriale. Raggiungere il 45% previsto dal piano REPowerEU punterebbe sostanzialmente a raddoppiare la quota globale di energia (settore elettrico e termico) prodotta da fonti rinnovabili nell'UE rispetto al 2021, anno in cui è stata stimata essere circa il 22% [6, 7] con una distribuzione su base nazionale mostrata in Figura 2.2, portando le capacità totali di produzione di energia rinnovabile a 1236 GW entro il 2030, rispetto ai 1067 GW entro il 2030, previsti nell'ambito del pacchetto **Fit for 55**.



*Figura 2.3
Percentuale su base nazionale dell'energia da fonti rinnovabili sul totale consumato [6]*

Con riferimento specifico all'ambito **dei trasporti**, con il pacchetto ***Fit for 55*** la Commissione Europea ha **proposto di rivedere le norme sulle emissioni di CO₂ nei diversi settori in cui è articolato:**

1) Autovetture e veicoli commerciali leggeri

Sono stati introdotti obiettivi di riduzione più ambiziosi per il 2030, stabilendo, soprattutto, **un nuovo obiettivo di riduzione del 100% per il 2035.**

A seguire, il 14 febbraio 2023 è stata approvata la risoluzione legislativa del Parlamento europeo sulla proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio [8] che **modifica il regolamento (UE) 2019/631** per quanto riguarda il rafforzamento dei livelli di prestazione in materia di emissioni di CO₂ delle autovetture nuove e dei veicoli commerciali leggeri nuovi, in linea con la maggiore ambizione dell'Unione Europea in materia di clima (COM(2021)0556 – C9-0322/2021 – 2021/0197(COD)). In particolare, l'art. 1 della risoluzione dispone che, **a decorrere dal 1° gennaio 2035**, si applicheranno i seguenti **obiettivi** [8]:

- a) per le emissioni medie del parco **di autovetture nuove, un obiettivo per l'intero parco dell'UE pari a una riduzione del 100 % dell'obiettivo nel 2021**, determinato conformemente al punto 6.1.3 dell'allegato I, parte A [8];*
- b) per le emissioni medie del parco **di veicoli commerciali leggeri nuovi, un obiettivo per l'intero parco dell'UE pari a una riduzione del 100 % dell'obiettivo nel 2021**, determinato conformemente al punto 6.1.3 dell'allegato I, parte B [8];*

Pertanto, sulla base delle disposizioni ad oggi in vigore e sopra richiamate, **a partire dal 2035 non sarà più possibile immettere sul mercato dell'UE autovetture o veicoli commerciali leggeri con motore a combustione interna** ma, di fatto, **solo veicoli elettrici a batteria** (denominati anche BEV, *Battery Electrical Vehicle*), **veicoli elettrici a cella di combustibile** (ossia a *Fuel Cell*, FCEV) o (su questo vi è incertezza interpretativa) veicoli con motore termico alimentato a idrogeno. Va rimarcato, che nell'ottica di una

valutazione più ampia, basata sul concetto di neutralità tecnologica, a marzo 2023, su proposta della Germania, **vi è stata una apertura della Commissione Europea all'impiego di combustibili sintetici** (i così detti *e-fuel*) per l'alimentazione di motori termici equipaggianti autovetture e veicoli commerciali leggeri. La Commissione Europea si è mostrata disponibile a recepire la classificazione di tali combustibili sintetici *e-fuel* come **carbon neutral** (ad impronta netta di carbonio nulla nel loro ciclo di vita, dalla produzione all'utilizzo) e, pertanto, aprodo alla eventuale possibilità che a partire dal 2035 le autovetture nuove ed i veicoli commerciali leggeri nuovi, **equipaggiati con un motore termico alimentabile da tale combustibile**, possano essere venduti. Va sottolineato che tale apertura, qualora recepita in una disposizione normativa, eliminerebbe anche i dubbi interpretativi sull'**impiego dell'idrogeno nei motori termici**.

2) Veicoli pesanti e gli autobus urbani

Similmente, la Commissione ha proposto nuovi obiettivi ambiziosi di riduzione delle emissioni di CO₂, rispetto ai limiti del 2019, sia per i veicoli pesanti sia per gli autobus urbani [8]:

A) Per i **nuovi veicoli pesanti** ha previsto:

- la riduzione del 45% delle emissioni di CO₂ a partire dal 2030;
- la riduzione del 65% delle emissioni di CO₂ a partire dal 2035;
- la riduzione del 90% delle emissioni di CO₂ a partire dal 2040.

B) Per i **nuovi autobus urbani** ha previsto la riduzione del 100% delle emissioni di CO₂ a partire dal 2030.

La Commissione ha, inoltre, proposto di installare punti di ricarica e di rifornimento a distanza regolare sulle autostrade principali: ogni 60 km per la ricarica elettrica e ogni 150 km per il rifornimento di idrogeno.

3) Settori marittimo e aeronautico

Nelle politiche di decarbonizzazione deliberate dal pacchetto ***Fit for 55*** sono inclusi anche i settori aeronautico e marittimo che attualmente dipendono quasi esclusivamente dai combustibili fossili e che contribuiscono, rispettivamente, per il 14,4% e il 13,5% del totale delle emissioni di CO₂ nel settore dei trasporti in Europa. Le iniziative ***ReFuelEU Aviation***, per l'aviazione e ***FuelEU Maritime***, per il settore marittimo, mirano ad aumentare l'adozione di carburanti sostenibili da parte degli aeromobili e delle navi per ridurne significativamente l'impatto ambientale.

Il 28 marzo 2023 è stato raggiunto un accordo politico provvisorio tra il Consiglio e il Parlamento europeo sulla proposta della Commissione Europea di revisione della legislazione vigente volta ad accelerare la realizzazione di un'infrastruttura per la ricarica o il rifornimento di veicoli con combustibili alternativi e a fornire alimentazione elettrica alle navi nei porti e agli aeromobili in stazionamento per ridurre in modo significativo le emissioni di CO₂ [9].

L'accordo provvisorio mantiene gli aspetti fondamentali della proposta della Commissione, vale a dire i principali parametri chiave che avranno un impatto reale sul clima, in particolare:

- *per la ricarica dei veicoli elettrici leggeri, i requisiti per la capacità di potenza totale da fornire in base alle dimensioni del parco veicoli immatricolato e i requisiti di copertura della rete transeuropea dei trasporti (TEN-T) nel 2025 e nel 2030;*
- *per la ricarica dei veicoli elettrici pesanti e il rifornimento di idrogeno, i requisiti di copertura della rete TEN-T entro il 2030, a decorrere dal 2025 per i veicoli elettrici pesanti;*
- *per la fornitura di energia elettrica alle navi ormeggiate nei porti, i requisiti applicabili a partire dal 2030.*

Il testo dell'accordo provvisorio presenta anche alcune modifiche alla proposta della Commissione:

- date le dinamiche specifiche dei veicoli elettrici pesanti e il fatto che il mercato è meno sviluppato rispetto a quello dei veicoli leggeri, nel 2025 è previsto l'arrivo di un processo graduale di realizzazione di un'infrastruttura volta a coprire tutte le strade TEN-T entro il 2030
- per garantire che gli investimenti in materia di rifornimento di idrogeno abbiano la massima efficacia e per adeguarsi alle evoluzioni tecnologiche, i requisiti si concentrano sulla realizzazione di un'infrastruttura di rifornimento di idrogeno gassoso, con particolare attenzione ai nodi urbani e agli hub multimodali;
- per garantire che i requisiti in materia di ricarica elettrica siano coerenti con la diversità delle situazioni sul campo e che gli investimenti siano proporzionati alle esigenze, la potenza totale dei gruppi di stazioni di ricarica elettrica è stata adattata e la distanza massima tra i gruppi di stazioni di ricarica per le tratte stradali a traffico molto basso può essere aumentata;
- per quanto riguarda la facilità di utilizzo dell'infrastruttura di ricarica elettrica e di rifornimento di idrogeno, sono disponibili diverse opzioni di pagamento e di indicazione dei prezzi, evitando nel contempo investimenti sproporzionati, in particolare nelle infrastrutture esistenti;
- riguardo alla fornitura di elettricità da terra nei porti marittimi, le disposizioni sono ora pienamente coerenti con la proposta FuelEU Maritime recentemente approvata.

Le prospettive nazionali di contributo alla decarbonizzazione ed al raggiungimento degli obiettivi al 2030, fissate dal *Clean Energy for all Europeans Package*, sono declinate nel documento programmatico denominato *Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)*. Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) [10] vigente in Italia è quello approvato nel 2020 ed è previsto che un suo primo aggiornamento debba essere sottomesso alla Commissione Europea entro il 30 giugno 2023. In particolare, il PNIEC prevede che ‘per i trasporti si attribuisca rilievo prioritario alle politiche per il contenimento del fabbisogno di mobilità e all'incremento della mobilità collettiva, in particolare su rotaia, compreso lo spostamento del trasporto merci da gomma a ferro. Difatti, è

necessario integrare le cosiddette misure “improve” (relative all’efficienza e alle emissioni dei veicoli) con gli strumenti finalizzati a ridurre il fabbisogno di mobilità (misure “avoid”) e l’efficienza dello spostamento (misure “shift”). Per il residuo fabbisogno di mobilità privata e merci, si intende promuovere l’uso dei carburanti alternativi e in particolare il vettore elettrico, accrescendo la quota di rinnovabili attraverso strumenti economici e di natura regolatoria, coordinati con le autonomie locali.’ Per ulteriori dettagli sulle politiche energetiche nel campo dei trasporti si rimanda al documento completo del PNIEC [10], ed al futuro testo aggiornato la cui approvazione è attesa nel 2023.

Dal quadro presentato risulta evidente che per centrare gli obiettivi di riduzione delle emissioni di anidride carbonica sopra richiamati sarà necessario: a) incrementare la quota di energia elettrica e termica prodotta da fonti energetiche rinnovabili; b) investire su sistemi di propulsione e di conversione dell’energia ad impronta netta di CO₂ nulla sull’intero ciclo di vita (dalla produzione dell’energia alla dismissione del prodotto); c) promuovere una migliore efficienza energetica; d) investire sulla creazione di una adeguata infrastruttura e su tutto quanto possa rendere ‘mature’ ed ‘implementabili su larga scala’ le nuove tecnologie di conversione dell’energia e di propulsione al servizio dei diversi settori dei trasporti; e) tenere in considerazione gli aspetti legati all’approvvigionamento di materie prime e di energia e le peculiarità delle singole applicazioni.

2.3 Indipendenza energetica

L'Europa è per oltre il 95% dipendente da petrolio proveniente da paesi al di fuori dell'UE, e per oltre l'85% nel caso del gas naturale. Inoltre, le fonti fossili costituiscono la maggior parte del nostro mix energetico totale. Nel caso specifico dell'Italia, la dipendenza da fonti fossili è dell'81%. In sintesi, il nostro sistema economico-produttivo dipende (ancora) prevalentemente da fonti fossili prodotte/estratte in paesi extra-UE.

L'utilizzo di fonti rinnovabili è in crescita in Italia e in UE. I *drivers* della transizione alle rinnovabili sono:

- politica energetica di decarbonizzazione in atto con target fissati e strumenti operativi a disposizione (ad es., *carbon pricing*, incentivazione di fonti rinnovabili con tariffe premio, ecc.);
- costi attualizzati di produzione (*Levelized Cost of Electricity, LCOE*) in calo per sia la generazione eolica (onshore) che da fotovoltaico.

Le barriere sono tipicamente legate all'accettazione sociale (soprattutto per gli impianti eolici), processi autorizzativi per grandi impianti, uso del territorio e gestione dell'intermittenza (con conseguenti rischi di stabilità della rete). Di crescente rilevanza l'identificazione e sostenibilità dell'intera *supply chain* della filiera rinnovabile. Infatti, con le rinnovabili, la pressione geopolitica si sposta dall'ubicazione dei giacimenti di fonti fossili a quella delle materie prime necessarie per la produzione industriale di impianti e componenti necessari alla filiera.

Riferimenti on-line e bibliografici:

1. Commissione europea, Direzione generale della Mobilità e dei trasporti, EU transport in figures : statistical pocketbook 2021, Publications Office, 2021, <https://data.europa.eu/doi/10.2832/27610>
2. Disponibile online <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:32021R1119&from=IT>
3. Disponibile online: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/#package>
4. Camera dei Deputati, Pacchetto “Pronti per il 55%” (FIT for 55%): la revisione della normativa in materia di clima, Dossier N. 58/2021
5. Disponibile online:https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en
6. Disponibile online: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics
7. Disponibile in: <https://www.eea.europa.eu/ims/share-of-energy-consumption-from>
8. Disponibile online:https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TC1-COD-2021-0197_IT.pdf
9. Disponibile in: <https://www.consilium.europa.eu/it/press/press-releases/2023/03/28/alternative-fuel-infrastructure-provisional-agreement-for-more-recharging-and-refuelling-stations-across-europe/>
10. Disponibile online:
https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/pniec_finale_17012020.pdf

3. Il sistema dei trasporti e gli attuali usi dell'energia

Nel quadro odierno degli obiettivi dell'Unione Europea, **la decarbonizzazione del settore dei trasporti rientra nei diciassette obiettivi di sviluppo sostenibile assunti dall'Agenda 2030 dell'Organizzazione delle Nazioni Unite.** Se si considera l'Italia, **il 97% dei veicoli** che nel 2021 componevano il parco circolante su gomma risultava **equipaggiato con motori termici** alimentati con combustibili di natura fossile.

Pertanto, al fine del miglioramento della qualità dell'aria e della riduzione delle emissioni di CO₂, la Commissione Europea ed il Parlamento Europeo hanno previsto **indirizzi e deliberato pacchetti normativi**, tra cui il pacchetto di provvedimenti ***Fit for 55***, che **prevedono l'abbattimento delle emissioni di CO₂, anche nel settore dei trasporti e secondo tempistiche definite.**

Sulla base di tali indirizzi e dettami normativi, pertanto, è necessario perseguire azioni finalizzate al miglioramento delle tecnologie tradizionali ed allo sviluppo e alla implementazione nel mercato di tecnologie di propulsione innovative insieme alla promozione di modalità più efficienti per il trasporto delle persone e delle merci (trasporto pubblico e traffico merci su rotaia, ecc.).

La **scelta della tecnologia propulsiva** più idonea per la transizione energetica è strettamente legata al settore di applicazione della stessa ed al profilo di missione del veicolo considerato e, inoltre, deve essere basata anche su fattori che includono: il contributo di decarbonizzazione, l'efficienza energetica *WtW* (*Well-to-Wheels*), la neutralità tecnologica, il rischio di dipendenza strategica rispetto alle risorse primarie su cui si basa, l'interazione con i sistemi di produzione di energia rinnovabile e, inoltre, l'analisi puntuale del ciclo di vita legato (non limitato alle sole emissioni di CO₂, ma anche inclusivo del relativo consumo di suolo e di risorse naturali).

Nell'ambito della **transizione energetica** nel settore dei trasporti **le tecnologie di propulsione disponibili** sono riconducibili a: veicoli elettrici a batteria (BEV), veicoli elettrici a idrogeno a cella di

combustibile (FCEV), veicoli ibridi (HEV o PHEV) e motori termici alimentati con combustibili alternativi (idrogeno, metano (GNC), a GNL, biocombustibili o combustibili sintetici).

Con riferimento al **trasporto leggero su gomma** (autovetture e veicoli commerciali leggeri), le tecnologie più promettenti per la decarbonizzazione risultano essere i veicoli elettrici a batteria (BEV) ed i veicoli elettrici a cella di combustibile alimentati a idrogeno (FCEV).

Con riferimento al **trasporto pesante su gomma**, le prospettive tecnologiche per una mobilità sostenibile possono essere molteplici a causa delle richieste di autonomia di tali mezzi e dei requisiti di *payload* da garantire. In tale settore, si segnala che l'adozione di soluzioni innovative che possano accompagnare la transizione energetica verso l'impiego di mezzi elettrificati, o dotati di tecnologie propulsive sostenibili (come ad esempio l'installazione di punti di ricarica ad alta potenza, l'elettrificazione delle autostrade, il *battery swap* (ossia la sostituzione delle batterie in infrastrutture dedicate), oppure l'adozione di combustibili *carbon neutral*) richiede una convergenza delle politiche europee tenuto conto della complessità di alcune scelte e del rischio di avere veicoli ad utilizzo limitato all'interno dei soli Paesi dell'UE.

Nei **trasporti di lunga e di lunghissima percorrenza in ambito marittimo ed aeronautico**, ad oggi, l'elettrificazione delle tecnologie propulsive sembra impraticabile per l'impossibilità di eseguire ricariche frequenti rispetto alle percorrenze richieste. Pertanto, l'utilizzo di sistemi propulsivi basati su combustibili alternativi (quali idrogeno, biocombustibili, gas naturale liquefatto o combustibili sintetici (*e-fuels*)) appare la soluzione più efficace.

Con riferimento ai **veicoli elettrici a batteria** (BEV) si ritiene che la riduzione del costo, la riduzione dei tempi di ricarica, l'aumento della densità energetica delle batterie e l'implementazione di una capillare infrastruttura di ricarica o di *battery swap* siano elementi essenziali per la crescita delle quote di mercato, secondo gli obiettivi previsti, nei diversi settori dei trasporti in cui siano applicabili, in funzione della tipologia del veicolo e del relativo profilo di missione.

I veicoli elettrici a cella di combustibile alimentati ad idrogeno (FCEV) presentano tempi di ricarica notevolmente ridotti rispetto ai mezzi elettrici alimentati a batteria e possono trovare impiego nei settori nei quali l'elettrificazione risulta difficilmente praticabile. Con riferimento all'idrogeno è opportuno ricordare che la sua produzione richiede elevate quantità di energia elettrica (che in ottica di decarbonizzazione deve provenire da fonti rinnovabili), che l'infrastruttura di distribuzione e di rifornimento dell'idrogeno non è praticamente presente sul territorio nazionale e che devono essere adottati nuovi standard di progettazione e nuove tecnologie al fine di garantirne la distribuzione, il rifornimento, lo stoccaggio a bordo veicolo e l'applicazione propulsiva in condizioni di sicurezza e di affidabilità.

Con riferimento **all'elettrificazione dei trasporti nella sua ottica più ampia**, pur considerando il fatto che la penetrazione dei nuovi veicoli a propulsione elettrica o a idrogeno avverrà con gradualità, è opportuno prevedere che la rete elettrica nazionale ed europea sia in grado di adeguarsi al più presto rendendo disponibile una infrastruttura capillare di distribuzione del vettore energetico (l'elettricità) e che quest'ultimo sia prodotto il più possibile da fonti rinnovabili. Inoltre, il progressivo aumento della percentuale di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili dovrà necessariamente essere accompagnato da un incremento della capacità di accumulo dell'energia allo scopo di evitare problemi di sovraproduzione di energia elettrica rispetto alla domanda istantanea della rete. Oltre al ricorso al pompaggio idraulico, una possibile soluzione ai problemi di sovraproduzione può essere costituita dall'interconnessione bimodale tra i veicoli elettrici a batteria e la rete elettrica, in modo da consentire il trasferimento di elettricità in entrambi i sensi (*da e verso* la batteria del veicolo) e garantire così il bilanciamento del carico di rete rispetto alla domanda istantanea di elettricità. Esiste anche una ulteriore modalità di stoccaggio di tipo chimico dell'energia che è costituita dalla produzione di vettori energetici rappresentati da combustibili alternativi a emissioni di CO₂ nette nulle: idrogeno 'verde' (prodotto attraverso elettrolizzatori) e combustibili sintetici (*e-fuels*, equivalenti agli attuali idrocarburi). Questa modalità di stoccaggio di tipo chimico può rappresentare una delle

possibili risposte alle crescenti richieste di accumulo di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabile grazie alle caratteristiche proprie di tali combustibili in termini sia di elevata densità energetica sia di elevata capacità di accumulo per lunghi periodi. Va altresì rilevato che le potenzialità applicative di tale opzione devono necessariamente essere valutate in tutte le loro sfaccettature che comprendono l'elevata quantità di energia richiesta per produrre un chilogrammo di tali combustibili, il livello di sviluppo delle tecnologie produttive, la localizzazione dei siti produttivi, le tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂ necessaria per la produzione di combustibili sintetici (*e-fuels*) e, infine, l'identificazione di quei particolari settori dei trasporti dove tali combustibili possono essere impiegati nell'alimentazione di un motore termico. La recente apertura della Commissione Europea (marzo 2023) verso l'impiego di combustibili sintetici ad impronta di CO₂ nulla nell'applicazione all'alimentazione di motori termici nei settori delle autovetture e dei veicoli commerciali leggeri, va considerata con attenzione e merita un necessario approfondimento sia in considerazione del possibile ruolo ricoperto da tali vettori energetici nel novero di soluzioni per l'accumulo di energia rinnovabile, come sopra riportato, sia come elemento strategico di diversificazione tecnologica. È da valutare, anche, in una prima fase transitoria, di consentire l'utilizzo di biocombustibili e di gas naturale liquefatto.

Si ritiene di dover porre attenzione anche ad **eventuali criticità derivanti dalla dipendenza derivante dall'adozione di una sola tecnologia e dai conseguenti rischi di approvvigionamento**, in termini di costi e di dotazione, sia dell'energia sia delle materie prime qualora esse non siano disponibili, o non siano sufficientemente disponibili, nel territorio nazionale o nei Paesi dell'Unione Europea (come la recente pandemia e la recente crisi ucraina hanno mostrato).

Risulta, infine, molto complesso effettuare **previsioni sulla tendenza nel medio e nel lungo periodo della richiesta energetica nel settore dei trasporti** per i molteplici fattori che la determineranno a partire dalle politiche di incentivazione sia economiche sia di mobilità. Le prospettive nazionali di contributo alla decarbonizzazione e al

raggiungimento degli obiettivi al 2030 fissati dal *Clean Energy for all Europeans Package*, sono declinate nel documento programmatico denominato *Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)*.

3.1 I sistemi di propulsione utilizzati attualmente nel settore dei trasporti

È consolidato che gli obiettivi europei di riduzione dei consumi energetici da combustibili fossili, di riduzione delle emissioni di CO₂ e di miglioramento della qualità dell'aria possono essere raggiunti perseguedendo più azioni chiave:

- a. spostando la domanda di trasporto verso modalità più efficienti, come il trasporto pubblico e il traffico merci su rotaia;
- b. innovando le tecnologie di trasporto;
- c. aumentando l'efficienza e l'impatto ambientale delle tecnologie tradizionali;
- d. promuovendo la rapida diffusione dei veicoli alternativi nelle varie forme di mobilità.

In Italia, in base ai dati riferiti all'ultimo decennio, il settore dei trasporti, rapportato all'intero sistema economico del Paese, occupa circa un terzo dei consumi finali complessivi di energia.

Alla data del presente lavoro, la ripartizione energetica media dei consumi relativa al settore trasporti è riconducibile, per circa il 90%, ai prodotti petroliferi, mentre i restanti contributi sono costituiti da un 3,2% di gas naturale, 4% di biocarburanti e 2,85% di elettricità, di cui appena il 38% circa prodotta da fonti rinnovabili. Le fonti rinnovabili, nel 2020, hanno avuto complessivamente un'incidenza pari al 5%, sommando il contributo dei biocarburanti e dell'elettricità da FER, dall'ultimo rapporto del GSE "Energia nel settore Trasporti 2005 – 2021".

Per quanto riguarda i prodotti petroliferi i sistemi di alimentazione per il settore trasporti utilizzati nell'ultimo decennio sono in ordine decrescente: gasolio 60,56 %, benzine 22,37 %, cherosene 11,13 %, GPL 4,79 %, altri prodotti 1,16 %.

Relativamente al gas naturale, invece, i principali sistemi di alimentazione, con riferimento allo stesso intervallo temporale sono

costituiti da biometano per il 10 % del totale, il cui consumo è riconducibile esclusivamente all'ultimo quinquennio e la percentuale risulta in repentina crescita; il restante 90 % è costituito da fonte fossile.

I biocarburanti liquidi si suddividono in biodiesel e benzine bio. Quest'ultima tipologia, nell'ultimo decennio, ha inciso soltanto per il 3,5 % sul totale dei consumi.

Ad oggi, infine, il contributo energetico dell'elettricità nel settore trasporti nell'ultimo decennio può essere ricondotto a fonti rinnovabili e non rinnovabili. Le prime incidono per circa un terzo del totale elettrico, ma risultano in costante crescita.

In generale, nel campo dei trasporti, gli andamenti dei consumi energetici hanno subito un repentino calo a causa del periodo pandemico, per poi avere, subito dopo, un effetto rimbalzo ristabbiendosi sui valori antecedenti con l'unica eccezione per il gas naturale sui consumi del quale hanno inciso anche fattori di altra natura come quelli geopolitici ed economici. La guerra Russia-Ucraina ha ulteriormente mutato il quadro di riferimento precedente in particolar modo per il gas naturale.

La ripartizione dei consumi finali di energia per modalità di trasporto nell'ultimo decennio vede una prevalenza del trasporto stradale con circa un 84,6 %, seguito dal settore aviazione con un 8,6 %, mentre il settore ferroviario e quello della navigazione rappresentano il 2,2 % e 2,6 % rispettivamente, il restante 2,1 % è rappresentato da attività ausiliarie dei trasporti, altri trasporti terrestri marittimi e aerei, altro. A differenza delle altre modalità di trasporto, quella su strada può impiegare tutte le fonti energetiche disponibili [22]

A fronte del quadro descritto, è molto difficile avere una prospettazione certa degli scenari futuri, di medio periodo (2030): basti pensare che il recente quadro internazionale, caratterizzato dalla crisi legata all'invasione dell'Ucraina ha messo in luce l'estrema vulnerabilità del settore energetico e la stretta dipendenza dagli assetti geopolitici mondiali. In particolare, la dipendenza italiana ed europea da Paesi esteri, per quanto concerne l'acquisto di combustibili fossili, ha messo in luce profonde criticità anche nel settore dei trasporti. In accordo con gli orientamenti della Commissione europea e con il progetto RePowerEU, risulta sempre più necessaria l'adozione di processi di

decarbonizzazione sia per far fronte all'emergenza climatica e ambientale sia per esigenze di carattere economico ed energetico.

La decarbonizzazione del settore dei trasporti, infatti, è uno degli obiettivi assunti dall'Agenda 2030 dell'Organizzazione delle Nazioni Unite e dei 17 Sustainable Development Goals (SDGs). L'aspetto della decarbonizzazione e della sostenibilità dei sistemi di trasporto è stato affrontato nel contesto dell'Agenda 2030, in concomitanza con gli obiettivi di sicurezza energetica, di sicurezza e di accessibilità dei trasporti, di riduzione delle emissioni inquinanti, di riduzione delle congestioni del traffico, affrontando le suddette tematiche con approccio armonizzato alle esigenze di crescita economica e crescita industriale.

A livello nazionale il settore dei trasporti è responsabile, fino all'ultimo anno antecedente la pandemia, del 25 % circa delle emissioni totali di gas ad effetto serra e del 30,7% delle emissioni totali di CO₂. La quasi totalità di queste emissioni afferiscono al trasporto stradale.

Entrando nel merito dei sistemi di propulsione per la transizione energetica nei trasporti i **diversi veicoli** (ossia veicoli su gomma a quattro ruote, veicoli su gomma a due/tre ruote, veicoli ferroviari, natanti, aeromobili) **attualmente impiegati nel settore dei trasporti** possono essere classificati come segue, in funzione del sistema propulsivo che li equipaggia:

- A. **Veicoli con motore termico - ICE** (Internal Combustion Engine) alimentati con **combustibili fossili** (benzina, gasolio, gas naturale, ecc) oppure con idrogeno;
- B. **Veicoli ibridi - HEV** (Hybrid Electric Vehicle)/**MHEV** (Mild-Hybrid Electric Vehicle)/**PHEV** (Plug-in Hybrid Electric Vehicle) equipaggiati con un motore termico ed un motore elettrico, con prevalenza del motore termico nella generazione di potenza. In tale categoria rientrano anche i **REEV** (Range Extender Electrical Vehicle) come più sotto specificato.
- C. **Veicoli elettrici a batteria – BEV** (Battery Electrical Vehicle) alimentati con **corrente elettrica**;

D. **Veicoli elettrici a Fuel Cell - FCEV** (Fuel Cell Electric Vehicle) alimentati con **idrogeno**;

E. **Veicoli a reazione**, dotati di una o più turbine a reazione (denominate anche turbine a gas o turbogas) alimentate con un combustibile specifico **di origine fossile** (nell'aviazione, settore dove vengono impiegate, il combustibile è a base di cherosene)

Nel seguito si fornirà una breve descrizione delle caratteristiche salienti di ognuna delle tecnologie sopra elencate:

A. Veicoli equipaggiati con motore termico (ICE):

Sono dotati di un serbatoio di combustibile, in cui è accumulata l'energia in forma chimica, e di un motore termico. **Il combustibile di natura fossile** (benzina, gasolio gasolio, gasolio miscelato con biocarburante, gas naturale, gas di petrolio liquefatto) alimenta il motore termico, convertendo la propria energia chimica in energia termica, la quale, a sua volta, viene convertita in energia meccanica e traferita all'albero di trasmissione del veicolo ed agli ausiliari. Il motore termico è applicato in tutti i settori dei trasporti: veicoli a due e tre ruote, autovetture, veicoli commerciali leggeri e pesanti, pullman, macchine agricole a movimento terra, veicoli ferroviari, laddove non sono presenti linee elettrificate, navi e aerei. In particolare, con riferimento al trasporto stradale italiano, nel 2021 circa il 97% dei veicoli era equipaggiato con motori termici a combustione interna. Sulla base dei dati di ANFIA [1], nel 2021 il parco circolante italiano su strada ammontava a 52,7 milioni di veicoli ed era così composto: 39,8 milioni di autovetture, 7,2 milioni di motocicli, 3,7 milioni di veicoli commerciali leggeri, 0,7 milioni di mezzi pesanti per il trasporto merci, 0,1 milioni di autobus, oltre ad altre tipologie di mezzi.

B. Veicoli ibridi (HEV, MHEV, PHEV, REER)

La **propulsione ibrida** trova applicazione **in quasi tutti i settori dei trasporti** con differenti gradi di ibridizzazione: veicoli a due e tre ruote, autovetture, veicoli commerciali leggeri e pesanti, pullman, veicoli ferroviari, natanti e navi, aerei. I veicoli ibridi nascono con l'intento di conciliare i vantaggi di un sistema propulsivo elettrico con la flessibilità

e l'autonomia di un motore termico, migliorandone l'efficienza di conversione dell'energia.

I veicoli ibridi elettrici (Hybrid Electric Vehicle-**HEV**) prevedono due motori, uno termico ed uno elettrico di potenza molto ridotta, nonché due sistemi di accumulo dell'energia da cui solo alimentati: un serbatoio di **combustibile di natura fossile** (la cui energia contribuisce alla quasi totalità dell'energia richiesta dal veicolo nel profilo di missione) per l'alimentazione del motore termico e **la batteria**, con capacità di accumulo (variabile da 1,2 a 2 kWh a seconda della classe del veicolo e delle finalità (alimentazione dei dispositivi ausiliari a bordo oppure contributo alla propulsione del veicolo)) per l'alimentazione del motore elettrico. Il motore elettrico può funzionare sia da generatore sia da alternatore e, per tale motivo, il flusso di potenza dall'utilizzatore (ruote/elica), al motore, alla batteria è bi-direzionale. La ricarica della batteria avviene in fase di decelerazione (o frenata) quando viene convertita in energia elettrica una parte dell'energia meccanica che necessariamente sarebbe dissipata. Questo tipo di veicolo può funzionare in modalità puramente elettrica (con una autonomia e a velocità estremamente ridotte), in modalità puramente termica, oppure in modalità mista combinando le due fonti energetiche. Il vantaggio dei veicoli HEV è quello **di migliorare la bassa efficienza energetica del motore termico**, con conseguente riduzioni di emissioni di CO₂. Nel caso di un'autovettura, in funzione del tipo di percorso (urbano, extraurbano o misto), tale guadagno è valutabile nell'ordine del 20% rispetto ad un veicolo analogo equipaggiato unicamente con un motore termico alimentato con benzina.

Qualora sia previsto che la parte propulsiva elettrica supporti quella termica attivandosi esclusivamente nelle fasi di partenza/ripartenza, si parla di veicoli ibridi Mild Hybrid (Mild Hybrid Hybrid Electric Vehicle - **MHEV**). In questi veicoli, la componente propulsiva elettrica non è finalizzata a supportare la trazione, pertanto, la batteria presenta dimensioni ridotte (inferiori a 1 kWh nel caso delle autovetture) e si ricarica sempre e unicamente durante le fasi di decelerazione o frenata.

Nel caso di veicoli (non solo autovetture) in cui sia previsto che la ricarica della batteria avvenga sia tramite il recupero parziale dell'energia motrice nelle fasi di decelerazione o di frenata sia,

prevalentemente, collegandola direttamente alla rete elettrica tramite una presa di corrente domestica o una stazione di ricarica pubblica, si parla di veicoli ibridi Plug-In (Plug-In Hybrid Electric Vehicle-**PHEV**). I **veicoli PHEV** presentano una taglia del sistema propulsivo elettrico maggiore rispetto a quanto prevista nel veicolo ibrido ma sempre inferiore a quella del motore termico. Con specifico focus alle autovetture, ad esempio, la capacità di accumulo della batteria è di circa 15-20 kWh e consente una autonomia in modalità puramente elettrica di circa 50-60 km, a seconda della classe del veicolo, della stagione climatica, della modalità di marcia e del percorso. Poiché in Italia, in linea con altre nazioni europee, circa il 75% delle autovetture percorre meno di 60 km al giorno ed il 90% meno di 100 km [2], è evidente le autovetture ibride Plug-In PHEV possono essere di interesse per la loro capacità di marciare in modalità esclusivamente elettrica nei percorsi urbani e metropolitani.

Nella categoria dei veicoli ibridi rientrano anche i veicoli **REEV** (Range Extender Electrical Vehicle), che utilizzano sia il vettore elettrico sia il vettore combustibile liquido. In questi veicoli, per estenderne l'autonomia, il motore termico è abbinato in serie al motore elettrico, che invece è dimensionato per garantire la prestazione del veicolo.

C. Veicoli elettrici a batteria (BEV)

La propulsione elettrica pura si sta diffondendo in quasi tutti i settori dei trasporti laddove non era già presente e laddove applicabile, o potenzialmente applicabile. In tali veicoli l'elettricità è l'unico vettore energetico ed il sistema di accumulo è costituito da una batteria con capacità variabile da qualche decina a qualche migliaio di kWh a seconda dell'applicazione (come successivamente riportato si va da 50-110 kWh per le autovetture, ai 300-750 kWh per i mezzi adibiti a trasporto pesante fino ai 4.000/5.000 kWh per traghetti a propulsione elettrica). La ricarica della batteria avviene tramite la rete elettrica collegandola a una presa di corrente o ad una stazione di ricarica. Una minima frazione della capacità di accumulo della batteria rimane disponibile per il recupero parziale dell'energia motrice nelle fasi di decelerazione/frenata. La configurazione del sistema di propulsione elettrico è relativamente semplice e comprende (in una descrizione molto sintetica) una batteria, un motore elettrico, un inverter, un convertitore DC-DC e un sistema elettronico di controllo. Il motore elettrico può funzionare sia da generatore sia da alternatore e, per tale motivo, il flusso di potenza dall'utilizzatore (ruote/elica), al motore, alla batteria è bi-direzionale. Con specifico riferimento ad un bilancio di conversione dal serbatoio alle ruote *TtW* (*Tank-to-Wheels*) si può stimare che, per una autovettura di *classe C*, l'energia richiesta da un veicolo elettrico sia pari a circa *16-18 kWh/100km* e sia pari circa *55-65 kWh/100km* nel caso di un veicolo ibrido con motore a benzina [3].

Considerando un bilancio energetico *WtW* (*Well-to-Wheels*, ossia *dal pozzo alle ruote*) i veicoli BEV presentano un'efficienza complessiva della tecnologia dell'ordine del 70-80%.

Si segnala, infine, che l'alimentazione elettrica può avvenire anche mediante l'impiego di una catenaria (esempio classico del trasporto ferroviario e di alcuni progetti pilota per il trasporto pesante in Germania [4]) o mediante ricarica attraverso un sistema a induzione (sono attivi alcuni progetti pilota, presenti anche in Italia [5]).

Con riferimento alle **autovetture elettriche a batteria** diversi sono i modelli in vendita. Per fornire un quadro delle tecnologie delle autovetture BEV si citano, a titolo esemplificativo e non esaustivo, alcuni fra i modelli di autovetture presenti sul mercato nel 2022 con le loro caratteristiche salienti: a) **Fiat 500 elettrica**, dotata di una batteria

da 42 kWh (37,3 nell'effettivo) che offre un'autonomia variabile da 200 km in autostrada a oltre 310 km in percorso extraurbano, con un consumo medio di 14,8 kWh ogni 100 km [6]; b) **Tesla Model Y**, in grado di percorrere fino a 507 km (WLTP) con una batteria da 75 kWh e **Tesla Model S** in grado di percorrere da 600 a 634 km (WLTP) in funzione del modello con una batteria da 100 kWh [7]; c) **Dacia Spring**, con una capacità del pacco batterie da 26,8 kWh, che consente di raggiungere 227 km di autonomia nel ciclo WLTP [8]; d) **Peugeot e-208**, con una batteria da 51 kWh con un'autonomia fino 400 km (WLTP) [9]; e) **Volkswagen ID3**, che è equipaggiata con una batteria da 58 kWh grazie alla quale si possono raggiungere fino 426 km di autonomia [10];

Come riportato in [11], le opzioni per i veicoli commerciali leggeri sono del tutto analoghe a quelle relative alle autovetture. L'elettrificazione diretta ha anche il vantaggio di offrire risparmi più significativi, trattandosi di veicoli con profili di utilizzo più intensivi rispetto alle auto. Ulteriori vantaggi possono derivare dalla possibilità di abbattere le emissioni di inquinanti locali, specie in ambito urbano. Fra i veicoli commerciali leggeri si possono citare: **Citroen Berlingo Van Full Electric**, **Iveco e-Daily**, **Nissan e-NV200**, **Peugeot Partner Full Electric**, **Piaggio Porter Electric Power**. Come esempio di specifiche tecniche, il modello Iveco e-Daily è caratterizzato da una potenza fino 134 kW ed è equipaggiato con pacchi batteria modulari di capacità di accumulo fino a 111 kWh che garantiscono, sul ciclo WLTP, una autonomia variabile da 110 a 300 km a seconda della versione, della motorizzazione e del numero di pacchi batteria.

Esistono applicazioni anche nel settore dei veicoli commerciali pesanti dove il sistema propulsivo elettrico si sta diffondendo soprattutto in Nord Europa. Come riportato in [11], ‘i principali fattori limitanti per il trasporto pesante BEV sulle lunghe distanze sono i seguenti: a) necessità di infrastrutture di ricarica ad altissima potenza (1 MW) per consentire rifornimenti veloci e di un sistema elettrico capace di gestire queste potenze in maniera efficiente e flessibile; b) necessità di contenere la taglia delle batterie, per evitare costi proibitivi. Una soluzione che può permettere di gestire entrambi questi aspetti è resa possibile da sistemi di strade elettrificate (electric road systems, ERS),

in analogia con quello che succede per i treni o l'applicazione del concetto di 'battery swap' (ossia di sostituzione delle batterie), nelle aree di servizio'

Si riportano alcuni esempi di modelli di veicoli commerciali pesanti: a) **NiKola Tre** (sviluppato da Nikola Corporation su una piattaforma di veicolo IVECO), che eroga una potenza di 480 kW con un'autonomia di circa 500 km. È dotato di sei pacchi batteria agli ioni di litio con una capacità totale di circa 733 kWh che possono essere ricaricati a 350 kW [12]; b) **Volvo FH/FL/FM Electric**, che garantiscono autonomie variabili fino a 300 km in funzione delle batterie, con capacità variabile da 180 a 540 kWh, e della configurazione [13]; c) **SCANIA** propone un autocarro elettrico dotati di sei batterie agli ioni di litio aventi una capacità di accumulo di 624 kWh e in grado di garantire un'autonomia variabile fra 250 km e 350 km a seconda del peso dell'automezzo (variabile nei range massimi di 64 e 40 tonnellate) [14].

Con riferimento ai motocicli, è opportuno rilevare che l'elettrificazione è una tecnologia compatibile con la stragrande maggioranza degli utilizzi di questi veicoli, tipicamente urbani: con batteria di dimensioni ridotte (fino a 3 kWh) si ottiene una autonomia da 40 a 60 km circa. Esempi di commercializzazione diffusa riguardano in particolare la Cina e il sud-est asiatico.

Nell'ambito del trasporto marittimo si segnala che l'elettrificazione con soluzioni ibride o integrali è stata intrapresa in particolare nei Paesi Scandinavi. La bassa densità di energia delle batterie limita l'applicabilità dell'elettrificazione integrale alle brevi distanze. A tale riguardo si possono citare due interessanti applicazioni: i) la nave traghetto e-ferry *Ellen* (introdotta in servizio nel 2019 in Danimarca) copre fino a 22 miglia nautiche ed è equipaggiata con una batteria di capacità nominale pari a 4,3 MWh [15]; ii) il catamarano *Rygerelektra* (con capacità fino a 300 passeggeri), entrato in servizio in Norvegia nel 2020, può coprire fino 60 miglia nautiche ed è equipaggiato con una batteria di capacità nominale di 2,0 MWh [16].

Allo stato attuale della tecnologia, l'elettrificazione integrale non è invece un'opzione praticabile sulle tratte più lunghe (rispetto alle quali non è possibile attuare una ricarica con la frequenza richiesta) per le

quali, invece, bisogna puntare necessariamente a combustibili alternativi.

D. Veicoli elettrici a Fuel Cell - FCEV

I veicoli elettrici con cella a combustibile, o Fuel Cell, (indicati anche con gli acronimi **FCEV** o **HFCEV**) sono a tutti gli effetti veicoli elettrici e prevedono che una cella a combustile combini idrogeno (stoccatto a bordo del veicolo) e ossigeno (prelevato dall'aria) per produrre elettricità, con concomitante generazione di calore e di acqua. L'elettricità è poi utilizzata dal motore elettrico per la trazione e l'alimentazione degli ausiliari. Il sistema propulsivo di un veicolo a cella di combustibile, in uno schema sintetico, include i seguenti componenti principali: il serbatoio dell'idrogeno, la Fuel Cell, l'inverter, il convertitore DC-DC, la batteria, il motore elettrico e un sistema elettronico di controllo. In un bilancio *TtW* (*Tank-to-Wheels, dal serbatoio alle ruote*) la Fuel Cell presenta un'efficienza dell'ordine del 50-55%. Considerando invece un bilancio *WtW* (*Well-to-Wheels, dal pozzo alle ruote*), la Fuel Cell presenta un'efficienza complessiva della tecnologia dell'ordine del 35%, ossia assai inferiore a quella dei veicoli BEV. Diverse sono le tipologie di Fuel Cell: attualmente le più diffuse sono le cosiddette **PEMFC** (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*, alimentate a idrogeno), anche se esistono altre tipologie di Fuel Cell di cui la più promettente è la **SOFCA** (*Solid Oxide Fuel Cell*), potenzialmente alimentabile non solo con idrogeno ma anche con altri combustibili. Attualmente uno dei motivi che ne limita, o condiziona, la loro diffusione è legato alla carente rete di distribuzione dell'idrogeno nel territorio europeo ed italiano [17].

Con riferimento agli autoveicoli a Fuel Cell, alcune fra le maggiori aziende automobilistiche (Honda, Hyundai, Toyota, Mercedes) hanno previsto l'applicazione della tecnologia delle celle a combustibile ad idrogeno nei loro futuri piani industriali. Come riferimento tecnologico va sicuramente citata la Toyota che dal 2014 commercializza il modello **Mirai**. La seconda generazione della Mirai [3] è equipaggiata con un serbatoio capace di contenere 5,6 kg di idrogeno (e di volume pari a 142 litri), con una Fuel Cell in grado di erogare una potenza massima di 128 kW ed un motore elettrico in grado di erogare una potenza massima di 134 kW. La Mirai seconda generazione permette una autonomia fino a 650 km nel ciclo WLTP, con un consumo pari a 0,79 kg di H₂ per 100 km di percorrenza..

Relativamente al settore dei pullman si possono citare molti esempi di veicoli alimentati a Fuel Cell grazie al fatto che operano con profili di missione predeterminati, i quali richiedono poche stazioni di rifornimento, disponibili generalmente nei depositi. Inoltre, vi è da sottolineare che le aziende pubbliche, che in gran parte gestiscono tali mezzi, molto spesso sono beneficiarie di sovvenzioni mirate al rinnovo del parco dei mezzi circolanti con nuovi modelli a zero emissioni. In Tabella 3.1 sono riportati alcuni esempi di applicazioni [18].

Bus Model	FC-Stack Power [kW]	B Energy [kWh]	Range [km]	FC Type	Storage and Pressure Level
Fuel cell eCitaro range extender bus	60	243	350–400	PEM-FC	35 kg, 35 MPa
ThunderPower hybrid fuel cell bus	60	26	240–320	PEM-FC	25 kg, 25 MPa
City Class fuel cell bus	60	48	200	PEM-FC	1260 L
Starbus fuel cell	85	36	300–350	PEM-FC	820 L, 14.5 kg
Van Hool's A330 Fuel Cell Electric Bus	85	24	300	PEM-FC	38 kg, 35 MPa
Urbino 12 Hydrogen	70	48	350	PEM-FC	37 kg, 35 MPa
Caetano Hydrogen Bus	60	44	400	PEM-FC	37.5 kg, 35 MPa
Rampini Hydrogen Alè Bus	16	80–90	170–190	PEM-FC	2 × 4.89 kg, 35 MPa
Safra HyCity	45	130	350	PEM-FC	35 kg, 35 MPa

Tabella 3.1

Tavola comparativa delle applicazioni delle Fuel Cell ai pullman [18]

Con riferimento ai **veicoli commerciali leggeri** pochi sono i veicoli a Fuel Cell. A titolo di esempio si possono citare: a) **Opel Vivaro e-Hydrogen** [19], che è un veicolo equipaggiato con una Fuel Cell da 45 kW. L'idrogeno è stoccato a 700 bar in un serbatoio che ne contiene 4,4 kg. Sono necessari tre minuti per un rifornimento e offre un'autonomia fino a 400 km secondo il ciclo WLTP. Va specificato che il sistema propulsivo prevede anche una batteria di 10 kWh che può accumulare energia mediante ricarica dalla rete elettrica e assistere la Fuel Cell nell'autonomia del veicolo; b) analoghe prestazioni si rilevano per il modello **Citroën ë-Jumpy Hydrogen** [20].

Nell'ambito del **trasporto pesante su gomma**, l'autonomia dei veicoli a Fuel Cell risulta generalmente minore a quella dei veicoli tradizionali a gasolio, prevedendo serbatoi aventi capienza compresa tra 30 e 100 kg di idrogeno pressurizzato a 350 o 700 bar, in grado di garantire un'autonomia variabile da 350 fino a circa 1000 km in funzione della configurazione del sistema propulsivo e del veicolo. In Tabella 3.2 sono riportati alcuni esempi di applicazioni [21].

Nell'ambito del **settore marittimo**, va rilevato che, come riportato in [2], le celle a combustibile cominciano a mostrare una considerevole potenzialità sia a fini propulsivi sia per l'alimentazione dei sistemi ausiliari di bordo (ad esempio per coprire i cosiddetti *servizi hotel* quando l'imbarcazione si trova ormeggiata in porto). La caratteristica modulare delle celle a combustibile permette loro di adattarsi potenzialmente a diverse tipologie di imbarcazioni e di servizi.

F. Sistemi propulsivi a reazione

Impiegati diffusamente nel settore aeronautico per gli altissimi valori di potenza/peso che sono in grado di garantire, tali sistemi sono turbine a gas (o turbogas) e sono costituiti da un gruppo in cui sono abbinati un compressore assiale, una camera di combustione ed una turbina assiale, la quale è in grado di produrre coppia meccanica (esclusivamente per il trascinamento del compressore oppure anche di un'elica per la spinta propulsiva) e anche spinta propulsiva dell'aeromobile se non è presente

un'elica. Il combustibile utilizzato in aviazione è di natura fossile, a base di cherosene, (il più diffuso è denominato Jet-A e JetA1) che presenta caratteristiche specifiche per lo stoccaggio in forma liquida in alta quota dove si registrano bassissimi valori di temperatura (che possono raggiungere i -45/-50 °C).

	 ESORO/MAN (coop)	 Scania (Asko)	 VDL (Colruyt / Interreg)	 Hyundai (H2E)	 Nikola-CNH	 Toyota/Kenworth (LA Port)
Nazione	Svizzera	Svezia	Paesi Bassi / Belgio	Corea Sud / Svizzera	USA / UE	Giappone / USA
Disponibilità	In strada dal 2018	Q4-2019/Q1-2020	2020	2020-2025	2022	In strada da Q1 2019
Taglia (PTT)	34 t	27 t	44 t	27 t	34 t	36 t
Autonomia	400 km	500 km	350 km	400 km	700-1200 km	482 km
Ricarica	10 min			7 min	15 min	
Potenza motore	250 kW	390 kW		210 kW	350 kW	495 kW
Fuel Cell	100 kW	90 kW	88 kW	88 kW	190 kW	226 kW
Batteria	120 kWh	56 kWh	72 kWh	82 kWh		320 kWh
Serbatoi H2	35 kg (350 bar)	33 kg	30 kg		100 kg	55 kg (700 bar)
Consumi	7,5 - 8 kg/100 km				4,6 kg/100 km	

Tabella 3.2

Applicazioni di sistemi propulsivi a Fuel Cell al trasporto pesante su gomma [21]

3.2 Le tecnologie disponibili per la transizione ecologica nei trasporti

3.2.1 Inquadramento generale

Per un inquadramento generale, inherente alle tecnologie disponibili, occorre premettere che, a prescindere dalla tecnologia utilizzata, nella prospettazione degli sviluppi futuri, qualsiasi valutazione inherente alla sostenibilità deve passare per un'analisi puntuale del ciclo di vita legato alla fonte energetica di riferimento. Ad esempio, non andrebbero analizzate esclusivamente le emissioni di CO₂, ma anche il relativo consumo di suolo e di risorse naturali. Il LCA (Life cycle Analisys) considera, infatti, tutta la filiera, ovvero dall'estrazione del prodotto petrolifero fino al suo utilizzo finale; tale assunzione comporta che l'aspetto impattante dell'utilizzo di un veicolo non sia soltanto il contributo di emissioni derivanti dal suo uso, ma se ne consideri anche il consumo di risorse e quindi produzione di CO₂ per l'estrazione, produzione, installazione, smaltimento dei componenti del veicolo. In definitiva non esiste una tecnologia in assoluto migliore di altre, attesa la dipendenza dagli ambiti di produzione della fonte di energia e delle componenti per il relativo sfruttamento: ogni valutazione deve essere eseguita avendo una visione d'insieme del problema e il LCA è uno degli strumenti per ottenerla.

Ad esempio, avvalendosi di alcune recenti sperimentazioni riferite al settore stradale e mirate a confrontare veicoli di massa, dimensioni e sagoma, ma con differente tipologia di propulsione, si evince che il veicolo elettrico è caratterizzato da emissioni zero durante l'uso, mentre la relativa produzione, inclusi la componentistica elettrica ed elettronica e le batterie, è caratterizzata da una significativa quantità di gas serra (GHG); addizionando le emissioni stimate per la fornitura di energia elettrica, il LCA è prossimo a quello di modelli con motori a combustione. Sul LCA dell'auto elettrica può influire positivamente il riciclo delle componenti elettriche, al momento, tuttavia, ancora non compiutamente valutabile anche in termini di prospettive future. Complessivamente, le auto alimentate a metano (CNG) e le PHEV hanno simili LCA [7].

Nel seguito, anche avvalendosi del quadro descritto in un utile report di sintesi richiamato nell'elenco dei riferimenti bibliografici ed on-line [8], viene riportato il quadro generale, riferito alla realtà nazionale e inerente alle diverse tecnologie attualmente in uso in relazione diversi modi di trasporto, a partire da quelle descritte nel precedente paragrafo, senza trascurare il richiamo ad alcune tipologie di veicoli la cui presenza, ancorché secondaria rispetto ai veicoli elettrici e ad idrogeno, è comunque prevista negli scenari di breve medio termine.

Mezzi ad alimentazione elettrica. Questa tipologia di mezzi può contare sull'accessibilità e diffusione dell'energia elettrica attraverso reti consolidate e complete e sta estendendo sempre più il proprio campo di applicazione. La riduzione dei costi dei sistemi di accumulo, l'aumento della loro densità energetica e la riduzione dei tempi di ricarica favoriscono la diffusione e lo sviluppo della tecnologia.

Campo di impiego. Il campo di impiego riguarda principalmente gli autoveicoli, ma comprende anche biciclette, scooter, monopattini, grazie alla possibilità di rimuovere le batterie per ricariche domestiche, o utilizzo di sempre più diffusi spazi di ricarica.

Oltre agli autoveicoli, in particolare nell'ambito urbano e per la mobilità di medio raggio, la convenienza dell'elettrico riguarda i mezzi leggeri (LDV) per il trasporto urbano, anche se il prezzo di acquisto elevato rallenta la diffusione di tali mezzi. Un ampio campo di impiego riguarda i mezzi per il trasporto collettivo, per i quali la diffusione è tuttavia ancora limitata in ragione della necessità di disporre di un consistente parco veicolare e di adeguati spazi di ricarica.

Come già descritto, l'uso in diversi ambiti trasportistici, come quello navale ed aereo, è ancora poco diffuso e le prospettive di sviluppo sono legate, per il trasporto navale, a consistenti investimenti nel campo delle infrastrutture di distribuzione appositamente strutturate per il rifornimento di navi passeggeri e merci, nell'ambito dei processi di ristrutturazione delle aree portuali.

Aspetti applicativi (vantaggi e svantaggi). I principali vantaggi legati ai mezzi ad alimentazione elettrica sono di tipo ambientale, ma come riportato

in precedenza, sono fortemente legati alle fonti energetiche. È importante notare come, in alcuni paesi, la produzione dell'energia da fonti fossili comporta un bilancio sfavorevole in termini di LCA. In Italia, la produzione di energia da fonti rinnovabili supera il 40% e questo consente, soprattutto per determinate tipologie di veicoli (leggeri), un sostanziale vantaggio dell'elettrico [7-8]. Molto diverso il caso di altri Paesi come la Polonia, dove la produzione da fonti fossili (carbone) è maggiore (v. Figura 3.1).

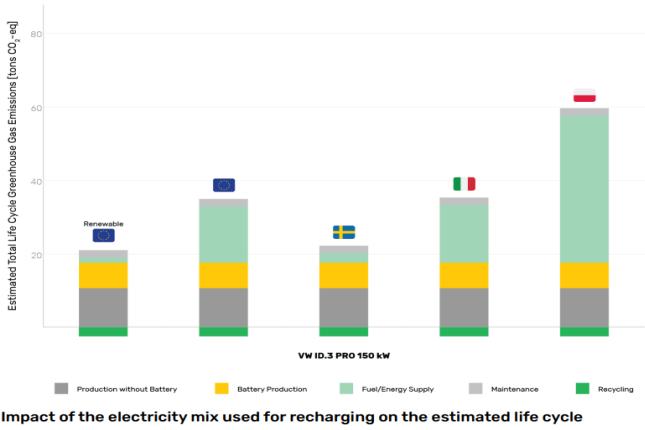


Figura 3.1.

L'impatto del mix energetico sul LCA per veicoli elettrici – fonte EuroNcap

Su scala urbana, al vantaggio in termini di inquinamento atmosferico si aggiunge il vantaggio legato alla riduzione dell'inquinamento acustico. I vantaggi ambientali sono anche associati alle esternalità evitate.

Per il raggiungimento degli obiettivi programmatici energetici nazionali, un aumento della quota modale del trasporto pubblico locale e dello sharing elettrico costituiscono elementi basilari, ma sugli obiettivi transizione all'elettrico influiscono i costi di produzione e il ritardo del sistema produttivo oltre ai costi economici e ambientali di produzione delle batterie, nonostante le iniziative sviluppate in Europa per incrementarne la produzione.

Sussiste, d'altronde, un generale ritardo nella dotazione di infrastrutture di ricarica a fronte dei 3,3 milioni di punti di ricarica privati necessari, secondo alcuni scenari, al 2030.

Mezzi alimentati ad idrogeno. L'impiego dell'idrogeno trasporti ha particolare rilevanza nei casi in cui l'elettrificazione risulti non possibile, o problematica. Ad esempio, l'impiego dell'idrogeno consente l'integrazione nei tratti della rete ferroviaria che non possono essere elettrificati e per gli autoveicoli pesanti per il trasporto di persone e merci su lunghe distanze. I FCEV (Fuel Cell Electric Vehicle) rappresentano, infatti, soluzioni non sostitutive, ma fortemente correlate alle caratteristiche delle reti, per cui i veicoli alimentati a propulsione elettrica, o a GNC/biocarburanti sono preferibili al momento dell'attuale edizione del testo.

Campo di impiego. È possibile prevedere che i mezzi di trasporto merci a lungo raggio saranno sempre di più alimentati ad idrogeno.

Nella Tabella 3.3 vengono riportate le proprietà principali dell'idrogeno, in comparazione con le caratteristiche di altre sostanze comburenti.

Properties	Hydrogen	Comparison
Density (gaseous)	0.089 kg/m ³ (0°C, 1 bar)	1/10 of natural gas
Density (liquid)	70.79 kg/m ³ (-253°C, 1 bar)	1/6 of natural gas
Boiling point	-252.76°C (1 bar)	90°C below LNG
Energy per unit of mass (LHV)	120.1 MJ/kg	3x that of gasoline
Energy density (ambient cond., LHV)	0.01 MJ/L	1/3 of natural gas
Specific energy (liquefied, LHV)	8.5 MJ/L	1/3 of LNG
Flame velocity	346 cm/s	8x methane
Ignition range	4–77% in air by volume	6x wider than methane
Autoignition temperature	585°C	220°C for gasoline
Ignition energy	0.02 MJ	1/10 of methane

Notes: cm/s = centimetre per second; kg/m³ = kilograms per cubic metre; LHV = lower heating value; MJ = megajoule; MJ/kg = megajoules per kilogram; MJ/L = megajoules per litre. Source: *The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities*, IEA, June 2019.

Tabella 3.3. Proprietà principali dell'idrogeno

Le criticità legate all'uso di tale combustibile vanno affrontate e superate attraverso le indicazioni contenute nel regolamento prodotto dai Vigili del Fuoco.

A fronte delle criticità, nell'ambito del trasporto su strada, legate ai rischi di esplosione e incendio soprattutto negli spazi confinati (gallerie), nei trasporti marittimi a corto raggio e sulle vie navigabili interne, l'idrogeno costituisce un vettore energetico alternativo a basse emissioni, mentre per consentirne l'utilizzo per le navi a lungo raggio si

prospetta la necessità di incrementare la potenza delle celle a combustibile e usare l'idrogeno rinnovabile per produrre carburanti sintetici, metanolo o ammoniaca, con una maggiore densità energetica.

Aspetti applicativi (vantaggi e svantaggi). Come già evidenziato, i punti di forza dei mezzi di trasporto alimentati ad idrogeno sono tali da renderli concorrenziali nei cosiddetti settori *hard-to-abate* e difficilmente elettrificabili, quali il trasporto medio/pesante a lungo raggio (LDV/HDV) e quello ferroviario. I vantaggi risiedono nei tempi di ricarica ridotti (attualmente tempi di ricarica più brevi fino a 15 volte, delle ricariche elettriche ultra-fast) e sono simili a quelli di un veicolo a GNL, a fronte di un range di utilizzo paragonabile a quello dei veicoli a combustione interna.

I FCEV non determinano emissioni di CO₂ ed altri inquinanti (NOX, SOX) pericolosi per la salute, e, ancorché in misura non elevata, hanno effetti benefici sull'aria aspirata per il funzionamento del veicolo, tuttavia, dal punto di vista dell'efficienza energetica, con particolare riferimento ai veicoli "leggeri", l'idrogeno prodotto con l'elettricità sconta una perdita di efficienza legata al processo di conversione energetica (da elettricità ad idrogeno), al suo stoccaggio, al rifornimento del veicolo (con il relativo processo di compressione) e infine alla riconversione energetica (da idrogeno ad elettricità). Relativamente all'elettricità utilizzata, nei FCEV, si registra un'efficienza di circa il 30%, contro l'efficienza di un veicolo elettrico dell'ordine del 75-80%.

Per superare le criticità legate allo stoccaggio, la produzione tramite elettrolizzatori è particolarmente indicata e apporta benefici importanti al sistema elettrico, consente l'integrazione delle risorse da fonti di energia rinnovabile, difficilmente collegabili alle reti di trasporto o di distribuzione, ma richiede ampi spazi che, secondo alcuni recenti sviluppi, potrebbero essere ricavati in prossimità delle fasce di rispetto stradali.

Uno degli aspetti che pongono un freno allo sviluppo resta legato al costo elevato dovuto alla scarsa produzione: nel 2019 la IEA International Energy Agency ha stimato che su scala globale sono state prodotte 70 Mton di idrogeno consumando 275 Mtoe (Megatonne of Oil Equivalent) di energia, il 2% della domanda primaria globale di energia [8]. Circa due terzi dell'idrogeno è prodotto con processi di reforming utilizzando gas naturale e quindi con impatti considerevoli in termini di emissioni di CO₂. L'idrogeno rinnovabile prodotto tramite elettrolizzatori con elettricità proveniente da impianti da fonti rinnovabili sarà il combustibile del futuro.

Mezzi con alimentazione a metano (CNG). L'alimentazione a metano è molto diffusa nel campo dell'autotrazione e ha avuto uno sviluppo significativo nel periodo 2010-2019, grazie alle politiche di incentivazione governative, ai vantaggi ambientali, alla maggiore disponibilità di nuovi modelli da parte delle case automobilistiche. In Italia, questi fattori [8] hanno contribuito a portare il parco circolante a metano a quasi un milione di veicoli anche se, per motivi legati all'autonomia del veicolo, i motori sono spesso di tipo bivalente metano-benzina.

Campo di impiego. Una gran parte di impiego del CNG riguarda l'alimentazione “alternativa” di veicoli già circolanti. Attualmente, il parco auto italiano, pari a circa 40 milioni di veicoli, è composto per il 32% da autovetture da Euro 0 a Euro 3, e ben il 57% ha comunque dieci, o più anni [8]. Per le situazioni in cui non è possibile la sostituzione del mezzo, la modifica dell'alimentazione a metano/biometano (totalmente, o parzialmente) costituisce una buona opzione a disposizione. Un'interessante opportunità saranno i sistemi *Mild-hybrid* per le auto a metano (ibridazione leggera, finora limitata a veicoli a benzina e diesel).

Il biometano rappresenta un'opportunità anche nel settore agricolo, trattandosi di un biocarburante producibile anche direttamente in azienda. Il comparto agricolo ha, inoltre, la possibilità di valorizzazione di effluenti zootecnici, sottoprodotti e colture di integrazione.

Aspetti applicativi (vantaggi e svantaggi). Premesso che, per una corretta applicazione delle tecnologie di produzione del biometano è auspicabile

una revisione dell'impianto legislativo esistente, soprattutto a livello comunitario, l'utilizzo del metano nel campo dell'autotrazione già consente una riduzione delle emissioni di CO₂ nell'ordine del 20-25%: il biometano garantisce un risparmio nelle emissioni di CO₂ di almeno il 65% rispetto al carburante fossile di riferimento. Ne deriva una riduzione delle emissioni climateranti intorno al 95%, che, a determinate condizioni e matrici di produzione, può raggiungere livelli *carbon negative*. La riduzione delle emissioni di CO₂ varia in funzione delle matrici di produzione [8]. L'alimentazione a biometano riduce anche le emissioni in termini di ossido di azoto (NOX) e annulla il particolato (PM10). Secondo alcune stime del CIB – Consorzio Italiano Biogas, l'incremento della produzione di biometano fino a 6,5 miliardi di Sm³ comporterebbe una riduzione delle emissioni generate dal settore agricolo nell'ordine del 30%.

Mezzi con alimentazione a GNL. Il GNL sta sempre più diffondendosi per i veicoli stradali adibiti al trasporto merci. All'inizio del 2021 i mezzi circolanti in Italia alimentati in GNL sono circa 3 mila, su un totale di 20 mila in Europa [8]. Secondo la stessa fonte, inoltre, la rete infrastrutturale è cresciuta in maniera esponenziale, passando dal primo impianto di rifornimento di GNL del 2014 a circa 100 operativi. Un recente modello di simulazione elaborato da Iveco-CSST e inerente alle percorrenze con veicoli a GNL ha evidenziato un mercato potenziale del trasporto con mezzi a GNL di circa 76 mila viaggi/giorno (pari ad un quarto di quelli totali). Di questi, oltre 50 mila sono spostamenti bidirezionali che si avvalgono di un solo punto di rifornimento, ad inizio viaggio. Il “Documento di consultazione per una Strategia Nazionale sul GNL” stima che nel 2030 saranno usati 3,2 milioni di tonnellate di GNL e di biometano liquefatto destinate al settore trasporti.

In termini programmatici, è auspicabile una diversione al biometano liquefatto, mediante la diffusione di mezzi a bio-GNL per il trasporto pubblico interurbano e soprattutto per il trasporto di merci pesanti. Per quanto riguarda il trasporto pubblico sono estremamente interessanti le possibilità di “integrazione” tra la produzione direttamente derivante dalla valorizzazione della raccolta differenziata dei rifiuti e da un parco

mezzi alimentato con biometano “autoprodotto”. Il processo di diversione, per determinate tipologie di mezzi, potrebbe risentire positivamente di politiche *ad hoc* come quelle di applicazione di pedaggi autostradali scontati per mezzi di trasporto pesante “green” (es. sconto del 30% riconosciuto ai mezzi con alimentazione GNL sulle autostrade A35 e A58).

Campo di impiego. Come già descritto, il campo ottimale di impiego del GNL è sostanzialmente quello del trasporto merci, ma anche l'industria marittima italiana potrà far fronte alla domanda di navi a propulsione GNL, o “GNL-Ready”, che consentono gradualità necessaria per passare da una fase “dual-fuel” all'uso esclusivo del GNL, garantendo la flessibilità operativa necessaria a consentire la sostenibilità economico e finanziaria della soluzione metano liquido anche nella prospettiva di rispettare i limiti di emissioni fissati dall'Organizzazione Marittima Internazionale (IMO).

Aspetti applicativi (vantaggi e svantaggi). Uno degli aspetti applicativi più significativi è legato alla possibilità di utilizzo in tutti i settori con prestazioni elevate in termini di potenza ed autonomia e con ingombri ridotti. Le maggiori criticità e gli ostacoli alla diffusione sono riconducibili alla complessità dei processi di liquefazione/rigassificazione e nell'assenza di una rete di distribuzione capillare.

3.2.2. Le tecnologie

La decarbonizzazione dei veicoli, come anticipato, è un necessario passo verso la riduzione e la neutralizzazione delle emissioni di anidride carbonica e delle emissioni di inquinanti gassosi e solidi.

Sulla base degli indirizzi e delle politiche europee, al fine di procedere all'eliminazione progressiva dell'impiego di combustibili fossili come vettore energetico, sulla base del principio di neutralità tecnologica e della valutazione delle emissioni di anidride carbonica sull'intero ciclo di vita del vettore energetico, si può affermare che **tutte le precedenti tecnologie sono disponibili** per la transizione energetica nei trasporti una volta che si preveda la sostituzione dei combustibili fossili con combustibili sintetici (o eventualmente con i bio-combustibili) nei

motori termici o nei turbogas. Va ricordato che i combustibili sintetici risultano ‘carbon neutral’ sul loro ciclo di vita se prodotti, con cattura di anidride carbonica, attraverso l’impiego di elettricità derivante da fonti energetiche rinnovabili.

In Tabella 3.4 si riporta un confronto fra le tecnologie disponibili per la transizione energetica.

	Sistema di Propulsione	Vettore Energetico	Batteria	Efficienza energetica nell'applicazione	Emissioni dirette di CO ₂ e/o gas serra	Emissioni inquinanti locali
Motore Termico	A combustione	Combustibile (fossile o Idrogeno o e-fuel o biocombustibile)	Solo per funzioni ausiliarie	Auto e autocarri: 20-38% circa Navi: 40-50% per navi	Presenti Assenti solo con uso di idrogeno	Gassose: presenti Solidi: presenti
HEV (hybrid electric vehicle) o MHEV (Mild-Hybrid Electric Vehicle)	A combustione (prevalente) ed elettrico	Combustibile (fossile o Idrogeno o e-fuel o biocombustibile)	HEV: Capacità limitata (max 2-3 kWh nelle auto) ed alimentata in fase rigenerativa MHEV: Capacità limitata (max 0.9 kWh nelle auto) ed alimentata in fase rigenerativa	Superiore di un 10% ai valori del motore termico	Presenti Assenti solo con uso di idrogeno	Gassose: presenti, Solidi: presenti
PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle)	A combustione (prevalente) ed elettrico	Combustibile (fossile o Idrogeno o e-fuel o biocombustibile) e elettricità	Capacità variabile da 15 kWh a centinaia kWh, in funzione del settore, e ricaricabile dalla rete	Superiore di un 20% ai valori del motore termico (in funzione dell'uso)	Presenti Assenti solo con uso di idrogeno	Gassose: presenti, Solidi: presenti
BEV (Battery Electric Vehicle)	Elettrico	Elettricità	Capacità variabile da 50 kWh a 5 MWh kWh in funzione del settore (auto, camion, navi) e ricaricabile dalla rete	70-80%	Assenti	Gassose: assenti Solidi: presenti
FCEV (Fuel Cell Electric Vehicle)	Elettrico	Idrogeno	Si Capacità limitata (2-3 kWh nelle auto) ed alimentata solo internamente	50-55% in architetture ibride (combinate a batterie)	Assenti	Gassose: assenti Solidi: presenti
Turbo gas	A combustione	Combustibile per aviazione (cerosene) o Idrogeno o e-fuel	Solo per funzioni ausiliarie	Circa 38-40%	Presenti Assenti solo con uso di idrogeno	Gassose: presenti, Solidi: presenti

Tabella 3.4
Confronto fra le tecnologie disponibili per la transizione energetica

3.2.3 Punti di attenzione nella implementazione delle tecnologie

Per una migliore valutazione della possibilità di applicazione delle suddette tecnologie ai diversi settori dei trasporti e dei tempi di implementazione è opportuno considerare i seguenti aspetti:

A. Obiettivi dell'Unione Europea

Gli scenari coerenti con il pacchetto **Fit for 55** prevedono [1] che autovetture, furgoni leggeri e autobus svolgano un ruolo decisivo nell'elettrificazione tramite l'introduzione di veicoli BEV e/o FCEV, la cui penetrazione nel trasporto stradale sarà incentivata per effetto degli

stessi obiettivi di riduzione delle emissioni del settore imposta dai diversi provvedimenti legislativi.

Con riferimento ai veicoli elettrici (BEV), considerando il mix di fonti primarie oggi impiegato per la produzione di energia elettrica nel quale sono presenti anche fonti rinnovabili, (in Italia il contributo di rinnovabili alla produzione totale di energia elettrica è pari a circa il 40% del totale), la loro adozione consente da subito una riduzione delle emissioni di CO₂. Gli obiettivi europei prevedono anche un preciso supporto tramite politiche che ne permettano la graduale e completa penetrazione nel mercato al fine di superare le attuali barriere costituite sia dalla inadeguatezza dell'infrastruttura di dispaccio e di ricarica sia dagli alti costi totali di proprietà, ora determinati anche dal basso livello di penetrazione di tali veicoli nel mercato.

Per le maggiori distanze tipiche del trasporto pesante su gomma, sotto il punto di vista dell'efficienza energetica, la soluzione dell'elettrificazione diretta (BEV) risulterebbe sicuramente attrattiva ma restano aperti diversi scenari e diversi punti di attenzione riguardanti sia la tecnologia e il suo impatto sul veicolo (pesi e ingombri) sia, soprattutto, l'aspetto infrastrutturale (diffusione punti di ricarica ad alta potenza, elettrificazione delle autostrade, stazioni di sostituzione delle batterie (*battery swap*)) rispetto al quale è richiesto un veloce allineamento delle politiche europee per effetto della natura dei profili di missione caratterizzati da lunghe percorrenze attraverso più nazioni.

È altresì evidente che in tutti i settori del trasporto possono essere presi in considerazione i veicoli a Fuel Cell (FCEV), così come può essere valutata la propulsione con motore termico alimentato a idrogeno o combustibile sintetico, anche se quest'ultimo genera emissioni inquinanti gassose e/o solide durante l'applicazione. Va rilevato che, come sarà mostrato, diversi sono i punti di attenzione su cui è necessario lavorare per l'implementazione dei sistemi di propulsione a idrogeno, nelle forme possibili (FCEV (a zero emissioni locali) e motore termico).

Più chiaro è lo scenario del settore dei trasporti di lunga e lunghissima percorrenza, sia in campo marittimo sia in campo aeronautico, nei quali l'elettrificazione diretta non è al momento applicabile né sembra lo sia neanche in un prossimo futuro. In tali settori, pertanto, sono ritenute di

interesse le tecnologie propulsive basate su idrogeno, biocombustibili, gas naturale liquefatto o combustibili sintetici [1].

B. Tipo di vettore energetico

Tenuto conto del quadro normativo europeo del ***Fit for 55***, i **vettori energetici** con cui vengono alimentati i sistemi di propulsione di interesse per la transizione energetica possono essenzialmente tre, ricordando che la produzione di idrogeno (o di combustibili sintetici) assorbe, di fatto, energia elettrica:

1. **L'elettricità**, per i veicoli BEV, PHEV e HEV tenendo conto che i combustibili sintetici (necessari per l'alimentazione dei motori termici nei veicoli HEV, PHEV in un'ottica di uso di fonti '*carbon neutral*' e rinnovabili) richiedono energia elettrica per la loro produzione.
2. **L'idrogeno**, per i veicoli a Fuel Cell e anche per i veicoli HEV o i PHEV nei casi in cui il motore termico sia alimentato con idrogeno.
3. **I combustibili sintetici**, nel settore dell'aviazione (per le applicazioni ad aeromobili con motore a reazione o con motore termico) e nel settore marittimo (per le applicazioni a natanti con motore termico o ibridi) ed eventualmente, se vi saranno modifiche normative, al settore del trasporto su gomma (per le applicazioni a veicoli con motore termico o ibridi).

C. Maturità e disponibilità della tecnologia

Le diverse tecnologie possono **risultare più o meno mature** sia per ragioni legate al loro stato di sviluppo, inclusa la disponibilità su larga scala delle infrastrutture che le supportano o di materie prime, sia per ragioni strettamente legate allo specifico settore in cui se ne prevede l'applicazione. Ovviamente non vanno dimenticati i costi e gli investimenti che ne accompagnano l'introduzione, i quali possono costituire una barriera iniziale nella diffusione della tecnologia e rispetto ai quali occorrono politiche di incentivazione mirate.

C.1 Veicoli Elettrici

La soluzione basata sull'elettrificazione con veicoli a batteria (BEV) è la più competitiva dal punto di vista dell'efficienza energetica complessiva, pari a circa 70-80% se valutata in un bilancio *Well-to-Wheels* (*WtW*, dal ‘*pozzo alle ruote*’) e della capacità di decarbonizzazione. Quest’ultima sarà tanto più elevata quanto maggiore sarà la frazione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Inoltre, l’elettrificazione con veicoli a batteria si presta molto bene ad essere applicata al trasporto su gomma per il quale è possibile effettuare la ricarica della batteria con la cadenza richiesta soprattutto nell’ambito della mobilità nei centri urbani e nelle aree metropolitane.

L’applicazione dei veicoli elettrici (BEV) nei diversi settori del trasporto su grande scala è legata, in particolare a:

- a) **sviluppo dell’infrastruttura di produzione e trasporto dell’energia elettrica e delle stazioni di ricarica** sul territorio nazionale ed europeo. Nella valutazione degli scenari di elettrificazione del trasporto in Italia e in Europa, è opportuno accompagnare l’elettrificazione anche con una pianificazione volta a garantire la disponibilità non solo di una adeguata quantità annua di energia elettrica ma anche di una **idonea potenza elettrica disponibile**, per evitare squilibri rispetto alla domanda istantanea di elettricità;
- b) **durata di ricarica della batteria**, attualmente molto lunga in relazione all’autonomia;
- c) **densità di energia volumetrica e gravimetrica delle batterie**, che attualmente risultano molto inferiori a quella degli idrocarburi liquidi e dei combustibili sintetici. Le batterie presentano densità energetiche gravimetriche variabili tra **100 e 250 Wh/kg** contro i circa **11.500 Wh/kg teorici** degli idrocarburi (benzina e diesel). Va segnalato che, in virtù della maggiore efficienza *WtW* (*Well-to-Wheels*, ossia riferita ad un bilancio energetico cosiddetto dal ‘*pozzo alle ruote*’) dei veicoli elettrici rispetto ai veicoli con motore termico, la densità energetica effettiva degli idrocarburi si attesta a circa

2.500-3.500 Wh/kg. La densità energetica attuale delle batterie rappresenta poi uno dei maggiori ostacoli all'applicazione dell'elettrificazione con accumulo a batteria nell'aviazione e nel trasporto marittimo. L'**Autonomia**, infatti, è ridotta a causa della minore densità energetica che obbliga ad un compromesso fra la capacità di accumulo della batteria e il peso della stessa. Questo limite emerge marcatamente nelle applicazioni relative al trasporto su lunghe distanze, specie per navi e/o aerei, e quindi nei casi in cui la ricarica delle batterie non può avvenire con la cadenza richiesta durante la missione del veicolo [2].

- d) **dipendenza dell'autonomia dalle condizioni termiche operative della batteria:** una temperatura troppo bassa (ad es. $T < 10^\circ\text{C}$) determina l'aumento della resistenza interna e conseguentemente una riduzione della capacità energetica e della potenza erogata, mentre una temperatura troppo alta non solo riduce la capacità della batteria (alcuni studi hanno registrato una diminuzione del 70% dopo 500 cicli di scarica a 55°C), ma può comportare anche combustione, esplosione o una fuga di gas tossici (es. CO, C₂H₄, H₂S) a causa dell'elevata reattività del litio [3];
- e) **durata della vita delle batterie:** la durata del mantenimento delle specifiche di fabbrica delle batterie rappresenta a tutt'oggi una grossa incognita. Le batterie, infatti, tollerano un numero massimo di cicli carica (e scarica), che si riduce se si fa un uso frequente di ricariche, in particolare di quelle ad alta potenza (ossia superiori a 50 kW) e se si portano la batteria ad un livello di carica superiore all'85% della capacità nominale massima di accumulo;
- f) **possibilità di approvvigionamento dei materiali impiegati per le batterie,** i cui livelli di produzione attuali dovranno essere aumentati sostanzialmente per soddisfare la futura domanda e la cui reperibilità potrebbe essere localizzata in poche aree geografiche al di fuori, non solo dell'Italia ma anche della EU, creando potenziali rischi di approvvigionamento o di costi di approvvigionamento.

C.2 Veicoli a idrogeno

Nel caso **dell'impiego di idrogeno**, come combustibile in veicoli equipaggiati con **Fuel Cell** o con **motori termici**, devono essere considerati i seguenti elementi:

- a) Affinché l'idrogeno possa contribuire alla decarbonizzazione dei trasporti **la sua produzione deve essere basata** sull'impegno di processi (esempio: elettrolisi) che utilizzino energia prodotta da **fonti rinnovabili** e che **evitino emissioni di gas serra** nell'ambiente;
- b) **I veicoli elettrici a celle a combustibile** presentano un'efficienza complessiva *WtW* della tecnologia dell'ordine del 35%;
- c) L'idrogeno, come tutti i combustibili gassosi, presenta **una bassissima densità energetica volumetrica, parzialmente compensata dal maggiore potere calorifico inferiore** (circa tre volte maggiore rispetto a quello di un idrocarburo liquido come la benzina commerciale). A fronte di questo, oggi si possono immagazzinare 200 kWh (ossia circa 6 kg di idrogeno compresso a 700 bar) in un serbatoio di peso complessivo pari a 125 kg e di volume pari a 260 litri. Nel caso specifico dell'aviazione si sottolinea che la sua elevata densità energetica gravimetrica lo renderebbe teoricamente preferibile alle batterie e all'attuale combustibile (cherosene), ma, anche ipotizzando uno stoccaggio in forma liquida (ossia a -252 °C) è necessario ricordare che, rispetto al cherosene: i) la densità energetica gravimetrica effettiva si riduce notevolmente per via del peso del serbatoio richiesto; ii) la densità energetica volumetrica risulta essere inferiore di circa un terzo, richiedendo serbatoi più pesanti e di maggiore volume rispetto a quelli attuali con un evidente impatto sulla riduzione del carico pagante;
- d) È necessaria una **progettazione specifica dell'infrastruttura di distribuzione e dei sistemi di propulsione** al fine di considerare le peculiari caratteristiche chimiche e fisiche dell'idrogeno (si pensi agli effetti di fragilimento dei materiali

indotti dall'idrogeno, ai necessari adeguamenti da prevedere per le guarnizioni ed alle necessarie precauzioni da prendere in termini di sicurezza a causa della maggiore facilità dell'idrogeno a creare miscele infiammabili con l'ossigeno e della bassa energia di accensione di tali miscele);

- e) È necessario prevedere un'**implementazione diffusa sul territorio nazionale dell'infrastruttura** di distribuzione e di rifornimento;
- f) **Le dimensioni ed il peso** delle Fuel Cell **sono ancora rilevanti** (dell'ordine di 4-5 kg/kWh) cui va aggiunto il peso altrettanto rilevante del serbatoio di stoccaggio dell'idrogeno a causa degli standard di sicurezza richiesti;
- g) **L'energia necessaria alla produzione di idrogeno** (in particolare 'idrogeno verde', ossia da fonte rinnovabile) è **alta**, tenuto conto che servono indicativamente 50 kWh per produrre 1 kg di idrogeno 'verde' tramite elettrolisi.

C.3 Veicoli alimentati con combustibili sintetici (*e-fuels*)

Nel caso di impiego di combustibili sintetici per l'alimentazione di motori termici o di turbogas risulta alto il valore dell'energia richiesta per produrre 1 kg di combustibile sintetico (28-32 kWh/kg nel caso di una benzina sintetica [4,5]). I combustibili sintetici si ottengono dalla combinazione di idrogeno e carbonio. L'impronta *carbon neutral* di tali combustibili deriva dal fatto che il carbonio proviene da processi di cattura dell'anidride carbonica. È opportuno segnalare che, se è chiaro che i **combustibili sintetici rappresentano una soluzione promettente** alla decarbonizzazione **nelle applicazioni al trasporto su lunghe tratte (navi o aerei)**, molto spesso il loro impiego nel settore del trasporto su gomma è visto con distacco per la loro caratteristica intrinseca di richiedere una quantità di energia per la loro produzione ritenuta non compatibile con la futura produzione da fonti primarie rinnovabili.

C.4. Veicoli ibridi plug-in

Nel contesto della transizione energetica, i veicoli ibridi plug-in costituiscono, nei diversi settori del trasporto (su gomma e marittimo in particolare), una tecnologia ponte di interesse che può permettere uno spostamento progressivo verso l'elettrificazione della propulsione, con benefici per l'uso parsimonioso di materiali e componenti critici (per costo e approvvigionamento), e la possibilità (data dalla presenza del motore a combustione) di permettere l'adeguamento progressivo dell'infrastruttura di produzione e di distribuzione dell'elettricità e dell'infrastruttura di ricarica.

D. Ruolo nella capacità di accumulo a supporto della produzione di energia rinnovabile

Il crescente impiego di fonti rinnovabili dal 2040 comporterà un elevato aumento delle ore di sovrapproduzione di energia elettrica da FER che potrà:

1. Essere **accumulata** in forma elettrochimica **nelle batterie dei veicoli** con tecnologie di *smart grid Vehicle-2-Grid* basate sull'interconnessione fra i veicoli e la rete elettrica per trasferire quote di energia rinnovabile in eccesso nelle batterie ed eventualmente prelevare dalle stesse quote di energia al fine di garantire il bilanciamento del carico di rete rispetto alla domanda istantanea di elettricità.
2. Essere **accumulata** in forma chimica per la **produzione di vettori energetici alternativi e a zero emissioni nette di CO₂ eq.** come **idrogeno e combustibili sintetici (e-fuels)**, utilizzabili per favorire la decarbonizzazione di industria e trasporti. Va assolutamente considerata la potenzialità dei combustibili sintetici in quanto sono in grado di accumulare grandi quantità di energia per lunghi periodi e con caratteristiche di alta potenza e di elevata densità energetica pari solo a quelle garantite dal pompaggio idrico. A tale riguardo è opportuno sottolineare due punti: i) la crescita di rinnovabili deve essere accompagnata da un tasso di crescita della capacità di accumulo ancora

maggiori per compensare le caratteristiche proprie delle fonti rinnovabili di non programmabilità della produzione di elettricità; ii) già oggi in Italia è presente una sovraproduzione di energia da fonti rinnovabili rispetto alla domanda e tale sovraproduzione presenta un andamento di crescita esponenziale [4]. Pertanto, se da un lato è vero che la produzione di un combustibile sintetico, idrogeno incluso, presenta costi energetici elevati (ossia circa 55 kWh per produrre 1 kg di idrogeno da elettrolisi e da 28 kWh a 32 kWh circa per produrre 1 kg di benzina sintetica tramite il processo *Fischer-Tropsch* [5,6]), dall'altro va considerato il fatto che in mancanza di una idonea capacità di stoccaggio (energia e potenza) si rischia di non potere accumulare energia rinnovabile per la quota in eccesso rispetto alla domanda e non assorbibile all'estero. È pertanto opportuno valutare e approfondire ulteriormente il possibile ruolo e le potenzialità dei combustibili sintetici nell'accumulo di energia prodotta da fonti rinnovabili.

E. Impatto Ambientale

Volendo focalizzarsi **sull'impatto ambientale** conseguente all'utilizzo di tali tecnologie si può sicuramente affermare che, durante il periodo di transizione energetica verso la produzione di energia elettrica totalmente da fonti *carbon neutral* e rinnovabili, l'impatto ambientale dipende dalla tipologia della fonte primaria (rinnovabile o fossile) con cui vengono prodotti l'elettricità e l'idrogeno, senza contare l'impatto ambientale derivante da altri processi del ciclo di vita (ad esempio, quello derivante dall'estrazione degli elementi per la produzione delle batterie) o dalle modalità di implementazione di una tecnologia. Come accennato in precedenza, ad esempio, in Italia solo il 40% circa dell'elettricità proviene da FER (Fonti Energetiche Rinnovabili). La produzione di idrogeno si basa quasi prevalentemente su fonti fossili (circa 95 % dell'idrogeno è prodotto tramite *Steam Reforming* del Metano) comportando un notevole impatto sull'ambiente oltre che alti costi e perdite energetiche importanti per il trasporto e la distribuzione. Dal punto di vista ambientale, si può concludere che la penetrazione nel mercato di veicoli nuovi BEV, PHEV e FCEV contribuirà al miglioramento dell'impatto ambientale e alla decarbonizzazione quanto maggiore saranno le quote di mercato di tali veicoli e quanto maggiore sarà la percentuale energia elettrica prodotta da fonti rinnovabile [2].

F. Neutralità tecnologica

Per perseguire efficacemente gli obiettivi citati di riduzione delle emissioni di gas serra è opportuno che **tutte le possibili tecnologie**, almeno in fase di analisi, siano prese in considerazione **senza alcuna esclusione** aprioristica, sia per potere disporre di una pluralità di soluzioni evitando pericolose dipendenze derivanti dall'adozione di una unica tecnologia, sia per permettere che ogni settore possa avvalersi della tecnologia più idonea al profilo di missione ed alle specifiche del veicolo che lo caratterizzano.

G. Costi

Una attenta valutazione non potrà non essere dedicata al ruolo dei costi derivanti sia dalla implementazione della infrastruttura di supporto sia dalla produzione, dall'esercizio, dalla manutenzione e dalla dismissione sostenibile di ciascun veicolo.

3.2.4. Prospettive di implementazione delle tecnologie

Dallo studio dell'ISFORT dell'ottobre 2022, recepito nell'ambito della redazione del testo “*mobilità e logistica sostenibili: analisi e indirizzi strategici per il futuro*” dal MIT, è emerso che la domanda di mobilità degli italiani negli ultimi 5 anni ha subito dei notevoli cambiamenti. L'analisi delle abitudini di mobilità, infatti, ha evidenziato delle mutazioni determinate sia dal periodo pandemico che dalla variazione delle modalità di erogazione del lavoro (smart working). Il traffico stradale di veicoli leggeri sulla rete stradale ha subito, nel periodo del primo lockdown (marzo-aprile 2020), una profonda riduzione dei traffici - dell'ordine dell'80-85% - ad oggi, di fatto azzerata. In questo quadro, comunque, i trasporti collettivi risultano aver subito una notevole contrazione a favore dei trasporti individuali su strada.

In questa prospettiva, è molto complesso effettuare previsioni riferite al medio e lungo termine.

Nel diagramma seguente (Figura 3.2) viene illustrato in forma sintetica in che modo il processo di diversione verso l'utilizzo di tecnologie di propulsione alternative dei veicoli è strettamente correlato agli aspetti legati all'infrastrutturazione finalizzata alla distribuzione, oltre che alla riconversione del sistema industriale in relazione alla produzione degli stessi veicoli.



Figura 3.2 Elementi caratterizzanti il processo di diversione verso tecnologie alternative nei trasporti

Nonostante l'incertezza dovuta ai numerosi fattori in gioco, sussitono alcune stime previsionali di evoluzione. In particolare, negli ulteriori diagrammi che seguono vengono riportati gli scenari di correlazione tra l'evoluzione della domanda e l'evoluzione tecnologica con riferimenti ai principali sistemi di alimentazione alternativa al 2030 e, ancora, le previsioni relative ai consumi finali lordi per settore assumendo sempre come anno orizzonte per le stime il 2030 (Figura 3.3).

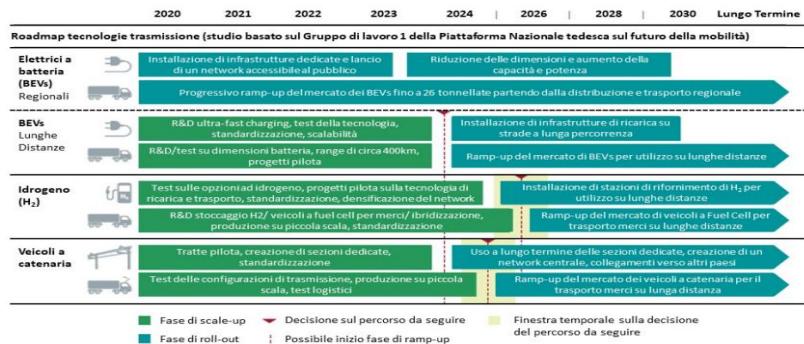


Figura 3.3

Fonte: Decarbonizzare i trasporti – MIMS 2022 [1]

Si ritiene anche opportuno riportare in Tabella 3.5 le conclusioni sulle diverse priorità di implementazione delle tecnologie di decarbonizzazione per la propulsione nei diversi settori contenute nel documento del Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibile MIMS del 2022 [1], cui si è giunti pesando il grado di raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione dell’Unione Europea e il grado di sviluppo delle tecnologie rispetto al singolo settore:

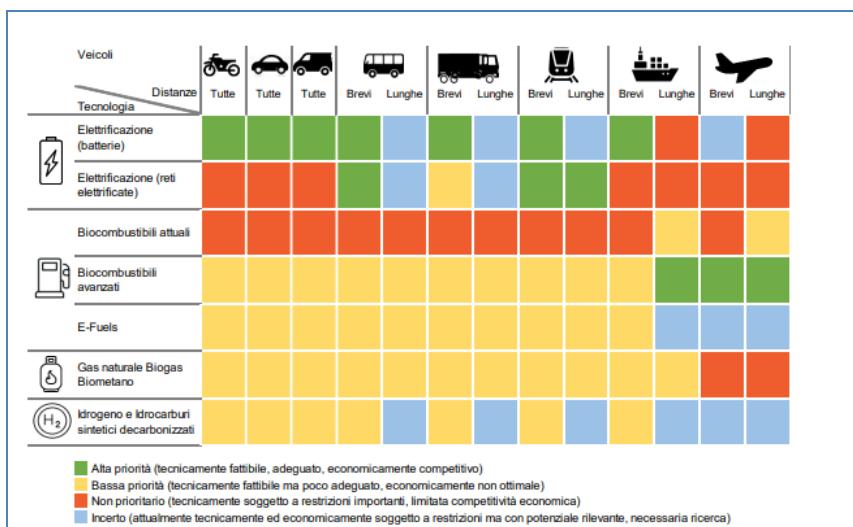


Tabella 3.5: Sinottica comparativa della priorità delle diverse soluzioni propulsive nell'ambito della transizione energetica nei trasporti [1]

Come si evince dalla trattazione fin qui sviluppata, nel settore dei trasporti non risulta ancora una variazione significativa dei sistemi di alimentazione che, per la quasi totalità, sono riconducibili ai prodotti petroliferi, come riportato nelle statistiche dei paragrafi precedenti. Tra quelli descritti fanno eccezione principalmente i biocombustibili, mentre si registra una ancora modesta diversione verso l'utilizzo di risorse derivanti da fonti rinnovabili (tramite l'alimentazione di veicoli elettrici da parte della rete elettrica).

La graduale penetrazione delle risorse derivanti da fonti energetiche rinnovabili nel quadro energetico nazionale che, soprattutto nell'ultimo triennio, ha subito un notevole incremento, è prevalentemente riconducibile agli effetti delle politiche di incentivazione in materia di energie rinnovabili.

Secondo i dati forniti da Eurostat e già riportati in altro capitolo, l'Italia figura nel numero di Stati membri che hanno superato il target assegnato per il 2020 di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili con una percentuale del 20,4% contro un obiettivo assegnato del 17% (cfr. allegato 1 della direttiva UE 2018/2001).

L'Eurostat, infatti, rileva che la quota di energia rinnovabile è più che raddoppiata nei paesi dell'Unione tra il 2004 (9,6%) e il 2020 (22,1%).

Focalizzando l'attenzione sul settore dei trasporti, la quota di energia proveniente da fonti rinnovabili; nel 2020 si è attestata al 10,2% raggiungendo l'obiettivo di settore (fissato per il 2020 al 10%).

Se, nel 2004 tale contributo si attestava all'1,6 %, nel 2015 ancora era limitata al 6%. Nel 2023 si è posto l'obiettivo di raggiungere la quota del 24 % attraverso la diffusione dei veicoli elettrici, dei biocarburanti avanzati e di biocarburanti rinnovabili. Volendo fare una proiezione futura, conformemente al piano climatico contenuto nell'Agenda 2030, l'Unione Europea ha stabilito un utilizzo dei biocarburanti avanzati con una quota pari al 2,2 % del totale consumato attualmente, mentre per i

combustibili rinnovabili di origine non biologica risulta un obiettivo del 2,6 %.

Il conseguimento degli scenari al 2030 che caratterizzano, al momento, anche gli obiettivi della maggior parte dei documenti di pianificazione sia a livello europeo che a livello nazionale, dovrà essere costantemente monitorato, anche al fine di indirizzare progressivamente la produzione industriale e gli utilizzatori verso un cambiamento globale di prospettiva, con un approccio alla sostenibilità sempre più integrato.

3.3 La variazione quantitativa e qualitativa nel tempo del fabbisogno energetico nei trasporti

Poiché **il vettore energetico** alla base dell'alimentazione di veicoli elettrici e della produzione di combustibili sintetici ed idrogeno è **costituito dall'elettricità**, è doveroso presentare preliminarmente il **bilancio energetico elettrico italiano**.

Secondo dati Terna [1], **nel 2021** la domanda totale di energia elettrica è stata pari a 319,9 TWh, con un aumento del 6,2% rispetto all'anno precedente ed è stata soddisfatta per l'86,6% da produzione nazionale per un valore pari a 277 TWh. La restante quota del fabbisogno è stata coperta dalle importazioni nette dall'estero,

Nel 2021 il **59,0 % dell'energia elettrica prodotta** in Italia proveniva da centrali termoelettriche **da fonte non rinnovabile** mentre il **41% derivava da fonti rinnovabili**. Di questa, il 16,4% proveniva da centrali idroelettriche mentre il restante 24,6% era suddiviso fra eolico, fotovoltaico, geotermico e bioenergie.

Con riferimento alla potenza installata, la potenza efficiente lorda era pari a 119,8 GW, di cui il 48,4% (58 GW) era costituito da un parco di generazione da fonti rinnovabili (fotovoltaico pari a 22,6 GW, eolico pari a 11,3 GW, idrico pari a 19,2 GW). La massima potenza richiesta dal sistema elettrico nazionale è stata di 55.016 MW (alternativamente “circa 55 GW”), registrata nel mese di luglio, in diminuzione dello 0,3%

rispetto al 2020. Infine, risultavano in esercizio circa 75.000 sistemi di accumulo (+90% rispetto al 2020) per una potenza attiva nominale complessiva pari a 407,1 MW.

Con riferimento all'andamento della produzione di energia elettrica nei prossimi anni in Italia fino al 2030 e fino al 2040, pur nella complessità della stima, Snam e Terna hanno elaborato tre diverse tipologie di scenari [3]:

- uno scenario per il 2030, basato sul ***Fit for 55*** (FF55). Come descritto in [3] ‘*lo scenario Fit-For-55 (FF55) con orizzonte 2030 riveste un ruolo particolare per il sistema elettrico, non solo perché traguarda gli obiettivi di policy al 2030 ma soprattutto perché ipotizza un mix efficiente di investimenti in infrastrutture di rete, fonti rinnovabili, accumuli e nuove tecnologie digitali compatibili con i principali vincoli tecnici, economici ed amministrativi che altrimenti ne potrebbero impedire la realizzabilità in tempi così stretti*’;
- due scenari per il 2040 il cui punto di partenza è sempre il ***Fit for 55***, e con l’obiettivo di raggiungere un sistema Net Zero al 2050. Nel primo, il ***Global Ambition Italia (GA-IT)***, gli obiettivi vengono raggiunti grazie al contenimento dei consumi, allo sviluppo di energie rinnovabili e all’uso di Carbon Capture and Storage (CCS). Nel secondo, il ***Distributed Energy Italia (DE-IT)***, si ipotizza una penetrazione più spinta del vettore elettrico con conseguente necessità di una quantità più elevata di fonti rinnovabili non programmabili, di accumuli elettrici e di elettrolizzatori che contribuiranno a contenere la sovraproduzione (*‘over generation’*); anche in tale scenario si ricorre alla tecnologia CCS per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, sebbene con un ruolo più marginale;
- uno scenario al 2030 e al 2040, denominato ***Late Transition (LT)***, che prevede il raggiungimento dei target europei con alcuni anni di ritardo (5-10 anni). Come descritto in [3] *lo*

scenario **Late Transition** è costruito coerentemente al PNIEC e allo scenario NT Italia,..., considerando però una dislocazione delle FER più allineata alle richieste di connessione pervenute a Terna'.

Con riferimento al 2030, la produzione da fonti **rinnovabili** (idrico, eolico, fotovoltaico, bioenergie e geotermico) nello scenario **FF55** è stimata pari a 239 TWh, raggiungendo quindi una **quota da fonti energetiche rinnovabili (FER)** sul fabbisogno elettrico totale di **circa il 65%**, mentre nello scenario **LT** è stimata ad un valore inferiore pari al 56%. Ciò rappresenta un incremento di ben 127 TWh di produzione FER rispetto ai valori registrati nel 2019. Ciò si traduce nell'installazione di quasi 102 GW di impianti solari ed eolici al 2030 per il raggiungimento degli obiettivi di policy. La generazione elettrica a gas naturale scenderà dai 138 TWh attuali a 75 TWh (-46%), mentre la generazione a carbone sarà totalmente assente, come previsto dal PNIEC. In questo scenario, a dominare tra le fonti rinnovabili sarà il solare, che rappresenterà circa il 40% della generazione da FER. L'elevato incremento delle FER dovrà essere accompagnato **da un aumento della capacità di accumulo**, data dalla somma di accumuli esistenti, accumuli small-scale (batterie elettrochimiche pensate per affiancare lo sviluppo del solare di piccola taglia) e accumuli utility-scale, con un rapporto energia/potenza elevato (pompaggio idroelettrico, accumulo elettrochimico e chimico). Il **abbisogno di accumulo energetico totale al 2030 è stimato a 95 GWh**. In questo scenario di incremento di rinnovabili nel quale diventa fondamentale l'aumento della capacità di accumulo, **non può non essere considerato il ruolo dell'idrogeno e, in generale, dei combustibili sintetici (e-fuels)** pur in un contesto produttivo complesso da valutare in modo approfondito in ogni suo aspetto.

Con riferimento al 2040, la continua crescita delle FER raggiungerà il massimo nello scenario **DE-IT** (156 GW totali), un valore leggermente inferiore nello scenario **GA-IT** (140 GW) e un valore minimo nello scenario **LT** (104 GW). In tutti gli scenari il solare sarà la tecnologia trainante. Nel 2040 la stima della quota di produzione da fonte rinnovabile operata dagli scenari **DE-IT** e **GA-IT** coprirà,

rispettivamente, il 77% e il 76% del fabbisogno totale. Nello scenario **LT**, nel 2040, invece, si prevede che la quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili sarà leggermente minore attestandosi al 63% circa del fabbisogno totale. La produzione termica convenzionale risulta in ulteriore decrescita rispetto al 2030.

È prevista anche l'installazione di elettrolizzatori, i quali consentiranno di sfruttare **la sovraproduzione di elettricità ('over generation')** del sistema rispetto alla domanda per **produrre idrogeno verde**. Gli elettrolizzatori rappresentano un altro elemento comune a tutti gli scenari. Al 2040 si prevede una potenza impegnata per gli elettrolizzatori variabile fra un valore massimo pari a circa 12 GW e minimo pari a 5 GW, a seconda dello scenario considerato.

In tutti gli scenari considerati, sia per il 2030 che per il 2040, inoltre, è previsto un aumento dell'energia importata rispetto al 2019 (38.1 TWh, contro i 49.0 – 53.7 TWh attesi in futuro, a seconda dello scenario considerato), con l'Italia che rimane un importatore netto dai paesi limitrofi.

Con riferimento specifico alla **domanda di energia nel settore dei trasporti**, in Figura 3.1 è riportato l'andamento del contributo dei singoli settori dei trasporti ai consumi italiani di energia 1990-2020. L'analisi del GSE [5], ottenuta dalla rielaborazione di dati provenienti da diversi database, mostra che nel 2021 i **consumi nazionali di energia nel settore dei trasporti** sono pari a circa 35,5 Mtep e concentrano il 31% dei consumi energetici totali del Paese.

In un quadro più generale, uno studio del 2020 del Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibile MIMS [4] mostra che la domanda di mobilità degli italiani negli ultimi cinque anni ha subito notevoli cambiamenti. L'analisi delle abitudini di mobilità, infatti, ha evidenziato mutazioni determinate sia dal periodo pandemico sia dalla variazione delle modalità di svolgimento del lavoro (smart working). Il traffico stradale di veicoli leggeri sulla rete stradale (ANAS e Autostrade) ha subito, nel periodo del primo lockdown (marzo-aprile

2020), una profonda riduzione del traffico sino a oltre l'80%. Tale riduzione è andata tendenzialmente riducendosi (fatta eccezione per le successive ondate di aumento dei contagi del 2020 e 2021) sino a valori prossimi a quelli pre-pandemici nel secondo trimestre del 2022. I trasporti collettivi risultano aver subito una notevole contrazione a favore invece dei trasporti individuali su strada, compatibilmente con l'emergenza pandemica. Tale orientamento, decisamente a sfavore della sostenibilità dei trasporti, risulta non ancora pienamente rientrato ad ottobre 2022.

Con riferimento al **contributo delle fonti energetiche primarie al soddisfacimento della domanda nel settore dei trasporti**, l'analisi del GSE [5] indica che nel periodo 2005-2021 è avvenuta progressiva contrazione dei consumi di prodotti petroliferi (-11,4 Mtep, per una variazione pari a -26%) grazie anche all'efficientamento dei veicoli. Tra le fonti fossili si rileva l'aumento dei consumi di gas di petrolio liquefatto (+37%) e del gas naturale (+202%, grazie anche al notevole contributo del biometano. Con riferimento ai **consumi elettrici** complessivi (ferrovie, autoveicoli elettrici, tram, metropolitane, ecc.) si rileva **un aumento del 12%**. In Figura 3.2 tali variazioni sono riportate assumendo un riferimento convenzionale pari a 100 (100%) nell'anno 2005 per ogni fonte energetica.

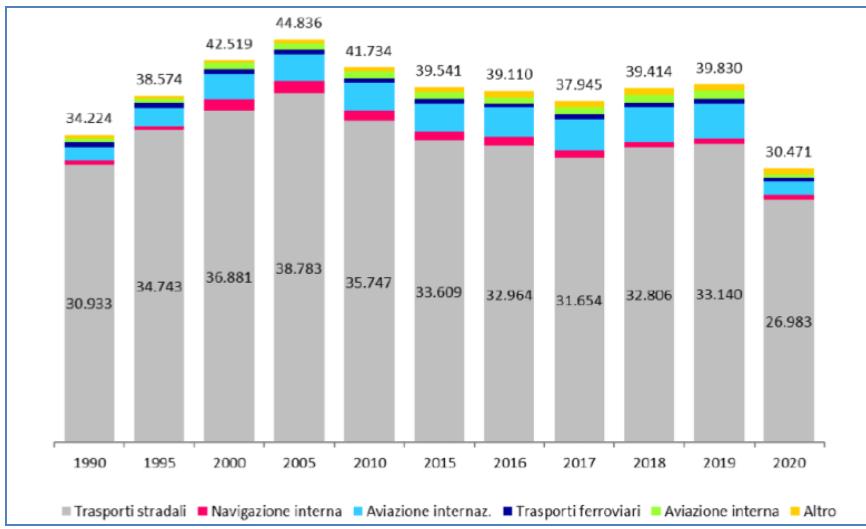
Come rilevabile in Figura 3.6, quasi tutti gli Stati Membri, ad eccezione della Svezia, nel 2020 presentavano un contributo dei prodotti petroliferi uguale o superiore al 90% [5]. In Figura 3.7 (fonte Eurostat [6]) è mostrata la **distribuzione della quota di energia proveniente da fonti rinnovabili (FER) nel settore dei trasporti in Europa**: nel 2020 tale quota si è attestata intorno al 10% raggiungendo l'obiettivo di settore (fissato per il 2020 al 10%). Nel 2004 tale contributo si attestava all'1,6 %, mentre nel 2015 ancora era limitata al 6%. Nel 2023 si è posto l'obiettivo di raggiungere la quota del 24 % attraverso la diffusione dei veicoli elettrici, dei biocarburanti avanzati e dei biocarburanti rinnovabili.

In considerazione del rilievo assunto dal settore dei trasporti verso il raggiungimento degli **obiettivi di sostenibilità** promossi dal *Fit for 55*, diventa particolarmente utile valutare la composizione del parco **dei veicoli elettrici** nel 2021 in Italia. Secondo l'analisi elaborata dal GSE [5], i tassi di crescita del settore tra 2020 e 2021 sono stati decisamente importanti e hanno registrato un massimo del 260% per le autovetture PHEV. Nel 2021 il parco circolante italiano contava 260.000 veicoli ad alimentazione elettrica (BEVs, ibridi plug-in, motocicli, autocarri, filobus e autobus), prevalentemente BEVs (45%) e PHEVs (44%) [5]. I motocicli e gli autocarri ad alimentazione elettrica costituivano il 10% del totale, mentre filobus e autobus lo 0,5% (Figura 3.5) [5]. I **consumi elettrici associati** [5] rappresentavano solo il 2% del totale, ma sono quelli che stanno registrando i tassi di crescita più significativi: infatti, negli ultimi 5 anni i consumi di energia elettrica nei trasporti su strada sono più che quintuplicati, raggiungendo, nel 2021, oltre 38 ktep (circa 440 GWh) (Figura 3.6).

Risulta molto complesso effettuare previsioni sulla tendenza nel medio e nel lungo periodo della richiesta energetica nel settore dei trasporti per i molteplici fattori che la determineranno a partire dalle politiche di incentivazione sia economiche sia di mobilità.

Come già delineato in precedenza, le prospettive nazionali di contributo alla decarbonizzazione e al raggiungimento degli obiettivi al 2030 fissati dal *Clean Energy for all Europeans Package*, sono declinate nel documento programmatico denominato *Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)*. In attesa dell'aggiornamento previsto nel 2023, la versione vigente (2020) del PNIEC italiano contempla un obiettivo minimo efficienza energetica tramite una **riduzione dei consumi di energia almeno pari a 50,98 Mtep nel periodo 2021-2030** (corrispondente a circa 9,25 Mtep di risparmio annuale), ripartiti per settore (Figura 3.4) e per il quale ci si attende che **il settore dei trasporti contribuisca per 2,6 Mtep** [7].

Il PNIEC italiano attualmente in vigore prevede poi, con specifico riferimento al settore dei trasporti, una quota di energia da rinnovabile settoriale **pari al 22% nel 2030**, sensibilmente superiore al 14% previsto dalla RED II, come mostrato in Figura 3.10 [7].



Andamento del contributo dei singoli settori dei trasporti ai consumi di energia nel periodo 1990-2020 in Italia [5]

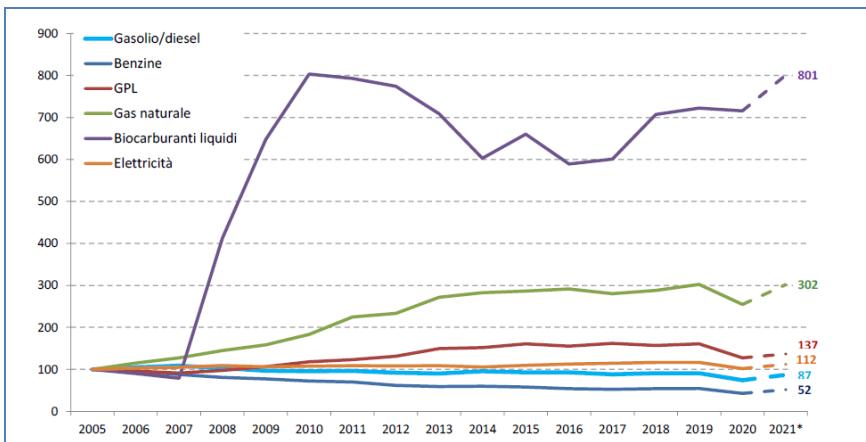


Figura 3.5: Andamento del contributo delle fonti energetiche nel settore dei trasporti in Italia [5]

Riferimento convenzionale assunto pari a 100 nell'anno 2005 per ogni fonte energetica.

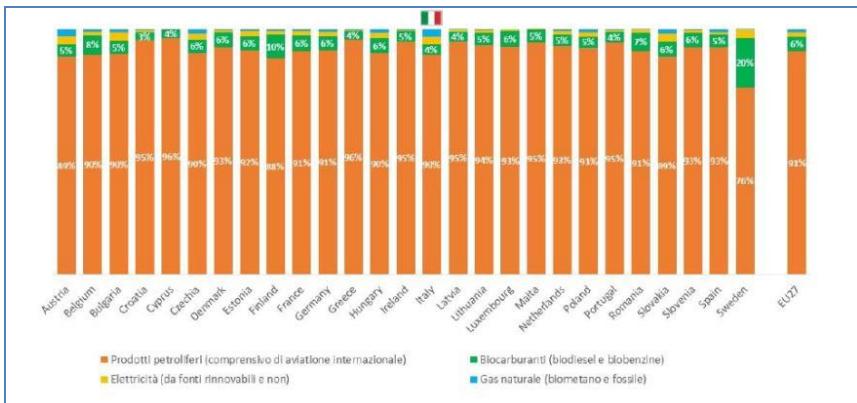


Figura 3.6: Composizione percentuale a livello nazionale dei consumi complessivi di energia nei trasporti dei Paesi Membri dell'Unione Europea [5]

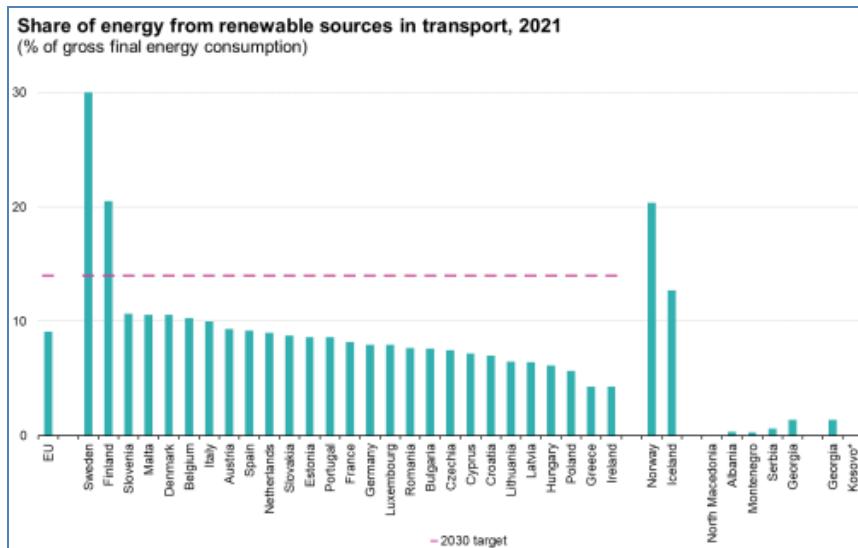


Figura 3.7 - Quota di energia proveniente da fonti rinnovabili (FER) nel settore dei trasporti in EU [6]

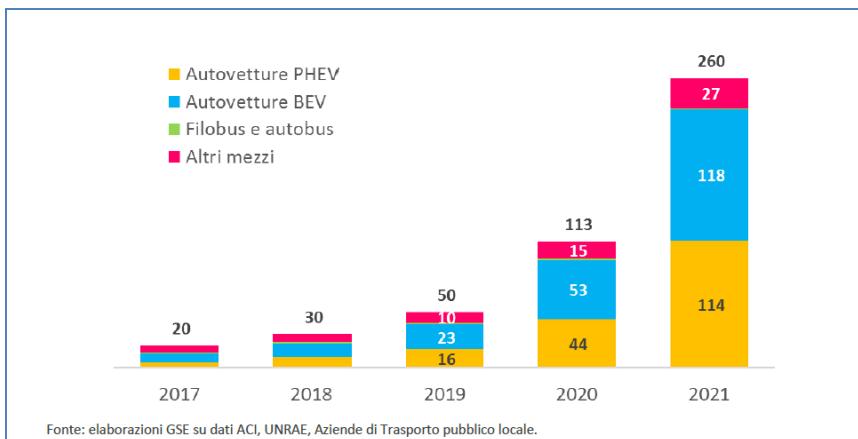


Figura 3.9 - Numero di veicoli circolanti in Italia (migliaia) [5]

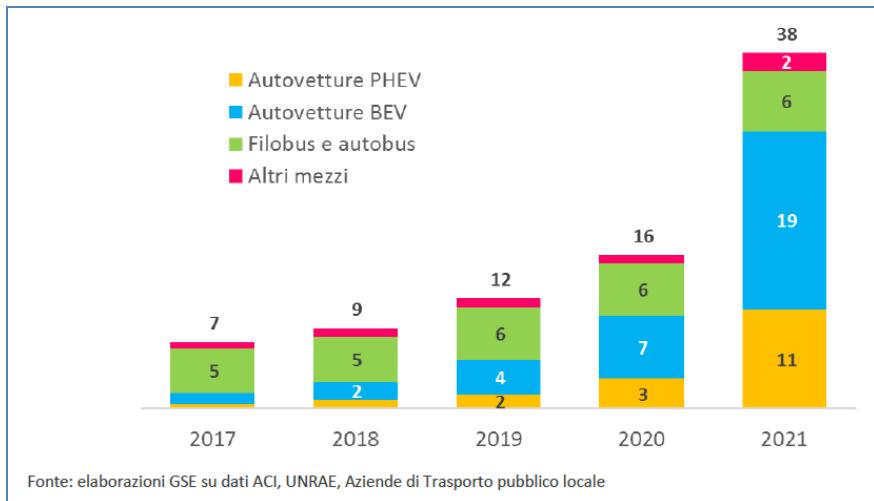


Figura 3.8- Consumi di energia elettrica nei trasporti su strada (ktep) [5]

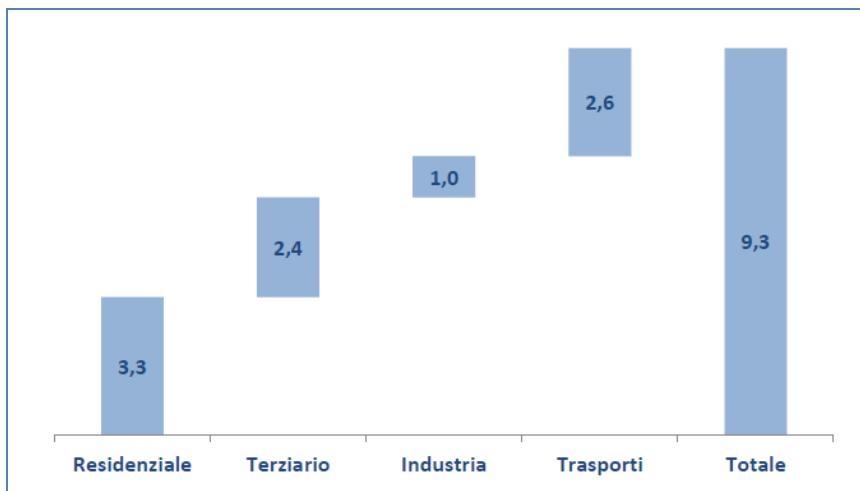


Figura 3.10 - Contributo alla riduzione dei consumi finali di energia (Mtep) al 2030 [7]

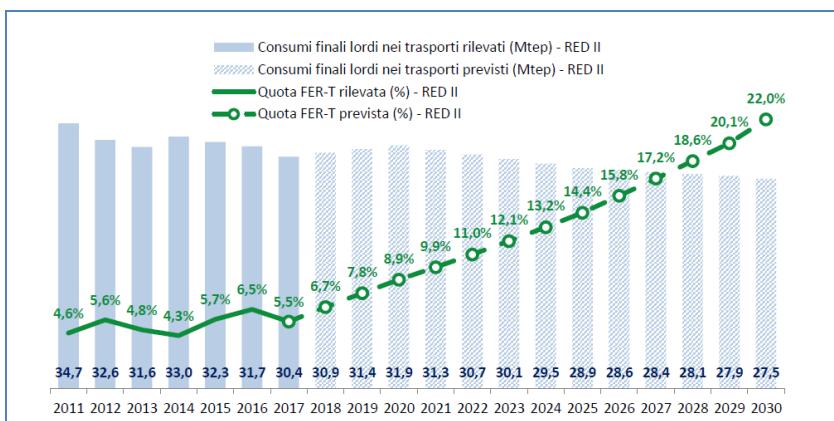


Figura 3.11 - Consumi e Percentuali di energia da fonti rinnovabili rilevata e stimata nel trasporto su strada (ktep) [7]

Sintesi ed elementi conclusivi

Per quanto concerne le tecnologie disponibili per la transizione energetica si possono evidenziare i seguenti punti di attenzione:

- La scelta della tecnologia propulsiva è strettamente legata al settore di applicazione ed al profilo di missione del veicolo e deve essere basata su elementi basati sul contributo di decarbonizzazione, di efficienza energetica e di neutralità tecnologica;
- Per effetto degli obiettivi di riduzione delle emissioni, e delle relative tempistiche, derivanti dai diversi provvedimenti emessi sulla base del pacchetto **Fit for 55**, nel settore degli autoveicoli e dei mezzi commerciali leggeri, i veicoli elettrici a batteria rappresentano la tecnologia di transizione e decarbonizzazione primaria per il loro raggiungimento;
- Per le maggiori distanze tipiche del trasporto pesante su gomma restano aperti diversi scenari e punti di attenzione (punti di ricarica ad alta potenza, elettrificazione delle autostrade, battery swap, idrogeno, biocombustibili o combustibili sintetici ad impronta di carbonio nulla) che richiedono una convergenza delle politiche europee;
- Nei trasporti di lunga e lunghissima percorrenza in campo marittimo ed aeronautico, nei quali l'elettrificazione non è applicabile per l'impossibilità di idonee frequenze di ricarica, le tecnologie propulsive basate su idrogeno, biocombustibili, gas naturale liquefatto o combustibili sintetici possono essere interesse;
- Per accelerare la transizione è necessario supportare l'implementazione delle tecnologie individuate con adeguate infrastrutture sia con riferimento al vettore energetico elettricità sia al vettore energetico idrogeno (o altro combustibile alternativo);
- Con riferimento all'idrogeno si ricorda che la sua produzione richiede energia elettrica (che in ottica di decarbonizzazione deve provenire da fonti rinnovabili) e che l'infrastruttura di distribuzione

e di rifornimento non è praticamente presente sul territorio nazionale;

- Con riferimento all'elettrificazione dei trasporti nella sua ottica più ampia, pur considerando il fatto che la penetrazione dei nuovi veicoli a propulsione elettrica o a idrogeno avverrà con gradualità, è opportuno prevedere che la rete elettrica italiana e quella europea siano in grado di adeguarsi fin da ora, garantendo non solo strutture di dispaccio dell'elettricità e di ricarica dei veicoli elettrici distribuite capillarmente sul territorio ma anche una adeguata potenza netta installata e disponibile, possibilmente derivante da impianti rinnovabili;
- Si ritiene di dovere porre attenzione ad eventuali criticità derivanti dalla dipendenza da una sola tecnologia e dai conseguenti rischi di approvvigionamento, in termini di costi e disponibilità, sia dell'energia sia delle materie prime qualora non disponibili, o sufficientemente disponibili, nel territorio nazionale o nei Paesi dell'Unione Europea (come la recente pandemia e la recente crisi ucraina hanno mostrato);
- Sulla base del punto precedente, escludendo i casi legati a specifiche applicazione (navi e aerei che percorrono lunghe tratte senza possibilità di rifornimento/ricarica elettrica frequente), la scelta di tecnologie basate sull'idrogeno o sui combustibili sintetici non può essere valutata prendendo come solo punto di riferimento l'efficienza e le (eventuali) emissioni di inquinanti locali derivanti dall'applicazione;
- L'apertura della Commissione Europea nel marzo 2023 *verso l'impiego di combustibili sintetici ad impronta di carbonio nulla e verso l'idrogeno nell'applicazione ai motori termici* va considerata con attenzione e approfondita con analisi energetiche mirate visto quanto sopra evidenziato circa il possibile ruolo che tali vettori energetici possono ricoprire come una delle soluzioni nell'accumulo di energia rinnovabile e come elemento strategico di diversificazione tecnologica.

Riferimenti on-line e bibliografici

1. Disponibile online:
<https://www.anfia.it/it/automobile-in-cifre/statistiche-italia/parco-circolante>
2. *Paffumi et al. , 'Alternative utility factor versus the SAE J2841 standard method for PHEV and BEV applications, 2018*
3. *Disponibile online: https://www.toyota.it/content/dam/toyota/nmsc/italy/gamma/pdf/scheda-tecnica/MIRAI_Scheda_tecnica.pdf*
4. *Disponibile online:*
https://www.toyota.it/content/dam/toyota/nmsc/italy/gamma/pdf/scheda-tecnica/MIRAI_Scheda_tecnica.pdf
5. *Disponibile online: https://press.siemens.com/global/en/feature/ehighway-solutions-electrified-road-freight-transport*
6. *Disponibile online: https://electreon.com/projects*
7. *Disponibile online: https://insideevs.it/reviews/606672/fiat-500-elettrica-cabrio-video*
8. *Disponibile online: https://www.tesla.com/it_it*
9. *Disponibile online: https://www.dacia.it/gamma/spring/autonomia-ricarica.html*
10. *Disponibile online: https://insideevs.it/news/612841/peugeot-e208-2023-autonomia-potenza/*
11. *Disponibile online: https://www.volkswagen.it/it/modelli/id3.html*
12. *Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibile, MIMS, 'Decarbonizzare i trasporti Evidenze scientifiche e proposte di policy', 2022*
13. *Disponibile online: https://www.nikolamotor.com/tre-bev/*
14. *Disponibile online: https://www.rohotruckcenter.it/rvc/it-it/trucks/electric-trucks.html?gclid=EAIAIgQobChMIn4WrsZef_gIVlOFRCh2i-A6qEAYASAAEgIHdPD_BwE*
15. *Disponibile online: https://www.scania.com/it/it/home/soluzioni-elettriche-scania.html?cid=sep-984002&gclid=EAIAIgQobChMlg-Tvg5if_gIVFK3VCh3d4wrUEAYASAAEgLnQfD_BwE*
16. *Disponibile online: https://electrek.co/2019/11/26/electric-ferry-longest-range-savers-tones-co2/*
17. *Disponibile online https://insideevs.com/news/428001/world-fastest-all-electric-rygerelektra-ferry/*

18. Disponibile online: <https://b2.live/en>
19. Disponibile online: <https://www.mdpi.com/2075-1702/10/12/1121>
20. Disponibile on line: <https://www.opel.ie/about-opel/opel-news/1705-opel-vivaro-e-hydrogen-offers-zero-emissions-up-to-400km-r.html>
21. Disponibile on line: <https://www.citroen.it/mondo-citroen/news/jumpy-hydrogen.html>
22. Disponibile online: https://www.b2it.it/wp-content/uploads/2019/12/Piano-Nazionale_Mobilità-Idrogeno_integrale_2019_FINAL_E.pdf
23. GSE Eurostat Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibile, MIMS, ‘Decarbonizzare i trasporti Evidenze scientifiche e proposte di policy’, 2022
24. Gnadt et al. (2019), *Technical and environmental assessment of all-electric 180-passenger commercial aircraft*
25. Disponibile online:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544221019009>
26. Disponibile online:
https://download.terna.it/terna/Evoluzione_Rinnovabile_8d940b10dc3be39.pdf
27. Grubn M. et al., ‘Review of electrofuel feasibility—cost and environmental impact’, *Prog. Energy* 4 032010, 2022
28. Schmidt P. et al, ‘Power-to-Liquids as Renewable Fuel Option for Aviation: A Review’ *Chem. Ing. Tech.*, 90, No. 1–2, 127–140, 2018
29. Disponibile online <https://www.greennap.com/press-releases/lca-how-sustainable-is-your-car/>
30. Consorzio Italiano Biogas (CIB), Elettricità Futura (EF) e MOTUS -E, coordinatore Zaghi A. “I Vettori energetici per la mobilità sostenibile stato dell’arte e prospettive di impiego”, Ottobre 2021
31. Disponibile online: <https://www.terna.it/it/sistema-ele>
32. Disponibile online:
http://documenti.camera.it/leg18/dossier/testi/ES062.htm?_1645283377520
33. Disponibile online:
https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2022_8da74044f6ee28d.pdf
34. MIMS, ‘Mobilità e logistica sostenibili: analisi e indirizzi strategici per il futuro’, 2022

- 35.** *Disponibile online:*
https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Energia%20nel%20settore%20Trasporti%202005-2021.pdf
- 36.** *Disponibile in:*
https://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php?title=Renewable_energy_statistics#of_renewable_energy_used_in_transport_activities_in_2020
- 37.** *Disponibile on line:*
https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/pniec_finale_17012020.pdf

4. Prospettive future per la transizione ecologica nel settore dei trasporti

Le prospettive future per la transizione ecologica nel settore dei trasporti puntano molto sulla diffusione della mobilità elettrica e sull'utilizzo sempre più crescente dell'idrogeno.

I principali obiettivi della strategia “Net Zero Emissions by 2050” (NZE) dell’IEA (International Energy Agency) per raggiungere gli obiettivi di neutralità al 2050 prevedono che [2]:

- **2030:** il 60% delle auto vendute dovranno essere elettriche
- **2035:** il 50% dei veicoli venduti per il trasporto pesante (camion e bus) dovranno essere elettrici e non dovranno più essere vendute auto con propulsione termica (ovvero con motori a combustione interna)
- **2040:** il 50% dei combustibili usati per il trasporto aereo dovrà essere a basse emissioni.

A tali obiettivi sono legate le key milestones per l’elettrificazione proiettate dal 2020 al 2050 e riassunte, per il settore trasporti, in Figura 4.1.

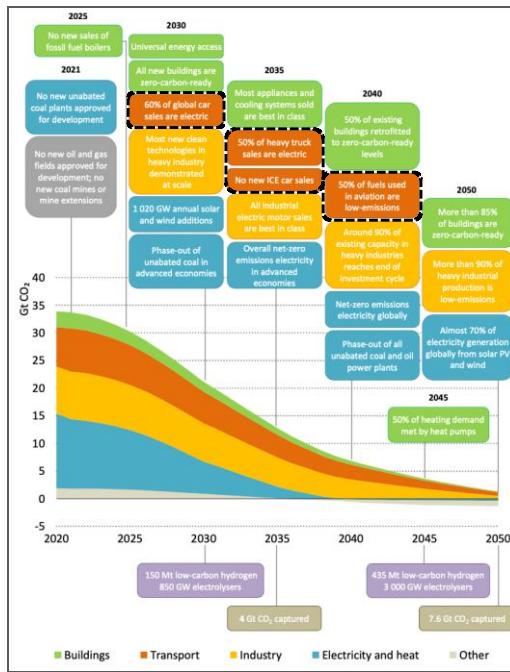


Figura 4.1

Principali milestones nel percorso verso l'obiettivo 2050 "zero emissions" [2]

Secondo le previsioni di IEA entro il 2035 quasi tutte le auto vendute a livello globale saranno elettriche ed entro il 2050 quasi tutti i camion venduti saranno a celle a combustibile o elettrici. Il quadro normativo Europeo che si è delineato a partire dall'approvazione del pacchetto **Fit for 55** di indirizzo delle politiche in materia ambientale e delineato nel Capitolo 2 precedente è in linea con le strategie di IEA (Tabella 4.1).

Sector	2020	2030	2050
Share of electricity in total final consumption			
Transport			
Share of electric vehicles in stock: cars	1%	20%	86%
two/three-wheelers	26%	54%	100%
bus	2%	23%	79%
vans	0%	22%	84%
heavy trucks	0%	8%	59%
Annual battery demand for electric vehicles (TWh)	0.16	6.6	14

Tabella 4.1

Proiezione dei consumi di energia elettrica nel settore trasporti [2]

Si prevede che questo quadro possa condurre ad una diminuzione delle emissioni di CO₂ del 20% fino al 2030 e del 90% fino al 2050 in tali ambiti del trasporto. I nuovi sistemi propulsivi e i carburanti a basse emissioni, congiuntamente con i cambiamenti comportamentali e con l'introduzione di forme più sostenibili di trasporto delle merci, aiuteranno quindi a ridurre le emissioni di anidride carbonica nel trasporto stradale a lunga distanza. Con riferimento, invece, ai settori del trasporto aereo e del trasporto marittimo la riduzione delle emissioni di CO₂ risulta molto più complessa ed impegnativa e si stima che le emissioni di CO₂ in atmosfera nel 2050 possano attestarsi ancora a circa a 330 Mt/anno.

Queste proiezioni riflettono il fatto che i mezzi di trasporto, in funzione del loro profilo di missione, reagiscono in maniera molto differente al processo di decarbonizzazione in funzione della maturità tecnologica e che molte delle tecnologie necessarie per ridurre le emissioni di CO₂ nel trasporto a lunga distanza sono attualmente in fase di sviluppo e inizieranno a prendere piede nel mercato non prima del prossimo decennio.

La decarbonizzazione dei trasporti dipende, quindi, essenzialmente da due importanti transizioni tecnologiche: il passaggio alla mobilità elettrica (veicoli elettrici [EV] e veicoli elettrici ibridi a celle a combustibile [FCEV]) e il passaggio all'uso di miscele di combustibili e di carburanti a basse emissioni di carbonio (biocarburanti, idrogeno e combustibili sintetici (*e-fuels*) a base di idrogeno). Affinché queste tecnologie possano affermarsi sono richiesti interventi significativi di supporto per stimolare gli investimenti nelle infrastrutture e per incentivarne l'adozione da parte dei consumatori, e degli utenti finali in genere, promuovendo la riduzione dei costi di proprietà dei veicoli.

Ad oggi si può prevedere che entro il 2040 l'energia elettrica diventerà il vettore energetico dominante nel settore dei trasporti su gomma, specie per quelli a corto raggio (mezzi urbani). I veicoli elettrici alimentati a idrogeno (FCEV) sono favoriti invece per il trasporto a lungo raggio (mezzi per il trasporto merci, bus, ecc.). Per quanto riguarda settori del

trasporto aereo e del trasporto marittimo di lungo raggio, dove le possibilità di utilizzo di elettricità ed idrogeno sono più limitate e difficoltose per i profili di missione tipici, si prevede, dopo il 2030 un impatto applicativo sempre più concentrato di tecnologie basate sull'impiego di biocarburanti e/o di combustibili sintetici.

Sulla base di quanto esposto è possibile individuare i fattori prevalenti che influenzano l'andamento del processo di decarbonizzazione nella mobilità: 1) l'autonomia richiesta dalla missione di utilizzo del mezzo di trasporto e la frequenza della ricarica del vettore energetico a bordo in relazione alla capacità del sistema di accumulo; 2) la maturità tecnologica alla quale è strettamente connessa anche la disponibilità delle infrastrutture (colonnine di ricarica per i veicoli elettrici e stazioni di rifornimento di idrogeno).

Per quanto concerne il **trasporto su strada** è necessario distinguere tra i mezzi di piccola taglia (le autovetture e veicoli commerciali leggeri) e i mezzi pesanti. Fino al 2030 si può prevedere che per i mezzi di piccola taglia la tecnologia trainante sarà quella dei veicoli elettrici a batteria mentre i veicoli elettrici alimentati a idrogeno (FCEV) dovrebbero diventare competitivi nell'impiego a bordo di veicoli *off-road* (carrelli elevatori, muletti, e gru) oltre che nell'impiego in mezzi destinati al settore agricolo e al settore minerario. Entro il 2040, grazie alla maggiore autonomia garantita dall'idrogeno e ai più brevi tempi di rifornimento rispetto quelli richiesti per ricarica delle batterie, ci si attende che i veicoli elettrici alimentati a idrogeno (FCEV) possano diventare più competitivi e diffondersi in modo più ampio nel settore delle autovetture e dei veicoli commerciali leggeri. Infine, entro il 2050, i veicoli elettrici alimentati a idrogeno (FCEV) raggiungeranno un livello di competitività tale da mettere in crisi il ruolo delle batterie nel segmento delle autovetture a lunga percorrenza e degli autocarri leggeri.

Va segnalato che, sebbene la mobilità elettrica (veicoli a batteria o a fuel cell) rappresenterà la modalità prevalente, le recenti aperture della Commissione Europea avvenute nel marzo 2023 verso gli e-fuels, se tradotte in atti normativi, potrebbero consentire il mantenimento dei motori termici in alcuni settori delle autovetture e dei mezzi commerciali leggeri.

Per camion, furgoni, bus e minibus è stato dimostrato che rappresentano un segmento di trasporto perfettamente compatibile con la mobilità a idrogeno, potendo immaginare che le sperimentazioni oggi in corso creino i presupposti per far sì che i veicoli pesanti a lungo raggio a idrogeno diventino valide alternative agli altri carburanti (diesel, LNG, elettrico) entro il 2040 e raggiungano il 40% delle vendite annuali entro il 2050.

Nel **trasporto ferroviario** i treni ad idrogeno sono considerati da molti studi e scenari estremamente competitivi soprattutto per le tratte ferroviarie attualmente non elettrificate. In alcuni casi, poiché il costo di elettrificazione può non giustificare le percorrenze e la frequenza del servizio, il ricorso ai treni a idrogeno è ritenuta addirittura una soluzione economicamente più competitiva. Alstom alla fine del 2020 ha dato il via al progetto “*H₂iseO Hydrogen Valley*”, realizzato in Valcamonica lungo la linea ferroviaria non elettrificata Brescia-Iseo-Edolo da FNM (Ferrovie Nord Milano), Ferrovienord e Trenord. Il progetto prevede la messa in servizio di 14 treni a idrogeno e 40 autobus a idrogeno entro il 2025. Nel caso dei treni, la definizione impiantistica di una stazione di rifornimento a idrogeno ha il vantaggio di poter stimare con un alto grado di affidabilità il fabbisogno di idrogeno che deve erogare giornalmente, essendo il trasporto ferroviario pianificato e costante con tratte ben definite. È dunque evidente che i treni a idrogeno sono un’opzione efficace e abbastanza competitiva che potrebbe portare ad una realtà concreta e diffusa entro il 2050.

La transizione energetica nel **trasporto marittimo** impone una modifica radicale delle infrastrutture portuali e nuove modalità per l’erogazione dei servizi. Come già accennato la maturità tecnologica delle soluzioni energetiche alternative in questo settore non ha ancora raggiunto livelli competitivi. Le prospettive a medio termine vedono i combustibili sintetici (*e-fuels*) a base di idrogeno come la principale possibilità di decarbonizzazione, mentre l’impiego dell’idrogeno all’interno dei porti si può razionalmente configurare come un intervento a lungo termine, che però necessita di essere programmato attraverso una politica di introduzione graduale. Entro il 2050

l'ammoniaca diventerà competitiva con i combustibili fossili e l'idrogeno troverà applicazione se nel frattempo verrà supportato da regolamentazioni specifiche efficaci in grado di semplificare 1) la realizzazione di infrastrutture di rifornimento in ambito portuale e 2) l'impiego a bordo nave.

Nel **trasporto aereo** tra le opzioni di decarbonizzazione, è annoverata la compensazione delle emissioni con attività “carbon-negative”. Tuttavia, le soluzioni attualmente più concrete per l'aviazione sono l'uso di carburanti sostenibili (SAF, *Sustainable Aviation Fuel - Carburante sostenibile per l'aviazione*) e l'idrogeno. Ma se i SAF possono essere una soluzione a breve termine, l'aereo a idrogeno costituisce invece una risposta su un piano temporale più ampio. Anche gli aeroporti, così come i porti, possono essere visti come ecosistemi in cui l'energia sarà prodotta, accumulata, distribuita e utilizzata in maniera efficiente. Gli aeroporti si trasformano quindi in hub o *hydrogen valley* dove l'idrogeno, ancor prima di essere impiegato come propulsore per gli aerei, può alimentare una serie di servizi a terra riducendo così il loro impatto ambientale. Anche a bordo dell'aereo, l'idrogeno può essere utilizzato inizialmente per alimentare i servizi ausiliari quali i sistemi di volo, i sistemi di comunicazione nella cabina di pilotaggio, l'illuminazione, il riscaldamento e la refrigerazione. Solo successivamente può diventare il carburante per la propulsione del velivolo attraverso la combustione diretta o alimentando una cella a combustibile.

“L'idrogeno occupa una posizione unica per contribuire agli obiettivi nazionali ambientali e a una produzione più sicura e affidabile di energia, specie se prodotto da fonti energetiche rinnovabili attraverso l'elettrolisi. Anche la transizione ecologica italiana fa affidamento sulla diffusione dell'idrogeno verde, tanto che il PNRR sta investendo 3,6 miliardi sulla filiera dell'idrogeno.

In particolare, l'idrogeno può giocare un doppio ruolo per il Paese: sul lungo termine, fino al 2050, può supportare lo sforzo di decarbonizzazione insieme ad altre tecnologie a basse emissioni di carbonio, soprattutto nei settori “hard-to-abate” (come i processi di produzione ad alta intensità energetica o l'aviazione); sul breve termine, fino al 2030, l'idrogeno diventerà progressivamente competitivo in applicazioni selezionate (come chimica, mobilità, raffinazione petrolifera), consentendo lo sviluppo di un ecosistema nazionale dell'idrogeno, necessario per sfruttare appieno il suo potenziale sul lungo periodo.

Le “hydrogen valleys”, ecosistemi che includono sia la produzione che il consumo di idrogeno, potranno rappresentare delle aree per la diffusione dell’idrogeno entro il 2030, predisponendo possibili applicazioni in diversi settori” [1].

Per consentire la pianificazione e il cambiamento è indispensabile definire traguardi a breve termine per raggiungere gli obiettivi a lungo termine facilitando al contempo una transizione ordinata. Nella Figura 4.1 sono schematizzate le principali tappe della strategia “Net Zero Emissions by 2050” (NZE) dell’IEA per raggiungere gli obiettivi di neutralità al 2050.

In passato l’utilizzo dell’idrogeno nel settore energetico è stato legato principalmente alla raffinazione del petrolio e alla produzione di ammoniaca e metanolo. Nel 2020 la domanda di idrogeno a livello globale è stata di circa 90 Mt, prodotto principalmente da combustibili fossili ed emettendo quasi 900 Mt di CO_{2 eq}.

Nello scenario NZE la domanda di idrogeno aumenterà di quasi sei volte, fino a 530 Mt nel 2050, di cui:

- il **50%** verrà utilizzato nell'**industria pesante** (produzione di acciaio e prodotti chimici) e nel **settore dei trasporti**;
- il **30%** verrà convertito in altri **combustibili a base di idrogeno** (ammoniaca per la navigazione e la generazione di elettricità, cherosene sintetico per l’aviazione e metano sintetico miscelato nelle reti del gas);
- il **17-20%** verrà utilizzato nelle centrali elettriche a gas **per bilanciare la crescente produzione di elettricità da solare fotovoltaico ed eolico e per fornire stoccaggio stagionale**.

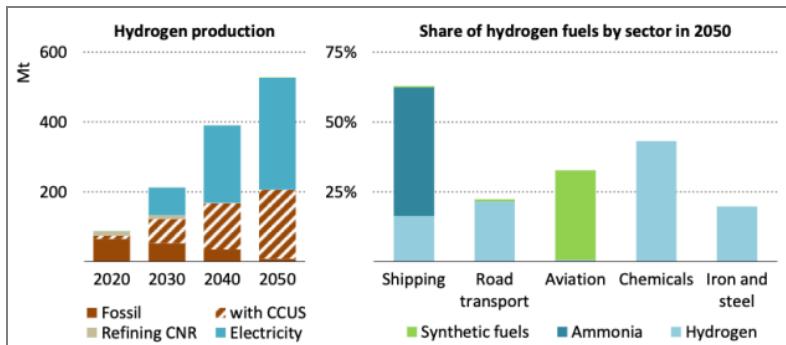


Figura 3.2

Produzione globale di idrogeno per combustibile e domanda di idrogeno per settore nella NZE [2]

Secondo le previsioni sopra esposte i costi medi di produzione dell'idrogeno saranno:

- 1-2 USD/kg nel 2050 da gas naturale con CCUS;
- 1,5-3,5 USD/kg nel 2030, 1-2,5 USD/kg nel 2050 da elettrolisi e fonti rinnovabili.

Un'alternativa alla produzione potrebbe essere rappresentata dall'importazione, anche se il trasporto dell'idrogeno a lunga distanza è difficile e costoso a causa della sua bassa densità energetica e può far aggiungere al suo prezzo di produzione circa 1-3 USD/kg. Questo implica che, a seconda delle circostanze di ciascun paese, produrre idrogeno a livello nazionale può essere più economico che importarlo.

A seguito della panoramica sopra riportata, si focalizzerà ora l'attenzione sul campo dei trasporti analizzando la situazione attuale e valutando le possibili proiezioni al 2030-2040-2050 nei diversi settori.

Come già accennato in precedenza i mezzi di trasporto reagiscono in maniera differente al processo di decarbonizzazione in funzione della maturità tecnologica che varia notevolmente da un settore all'altro.

Le emissioni di CO₂ eq dei veicoli a due/tre ruote quasi cesseranno entro il 2040, seguite da automobili, furgoni e ferrovie.

Le emissioni di mezzi pesanti, trasporti marittimi e aerei diminuiranno in media del 6% all'anno tra il 2020 e il 2050, ma complessivamente ammonteranno ancora a più di 0,5 Gt CO₂ eq nel 2050. Ciò riflette il fatto che molte delle tecnologie necessarie per ridurre le emissioni di CO₂ eq nel trasporto a lunga distanza sono attualmente in fase di sviluppo e inizieranno a prendere piede nel mercato non prima del prossimo decennio (Figura 4.3).

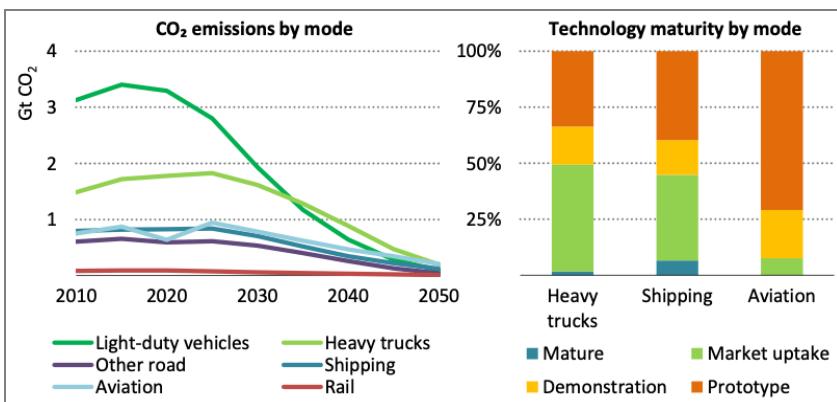


Figura 4.3

Emissioni globali di CO₂ eq nei trasporti e riduzioni di CO₂ eq fino al 2050 per maturità tecnologica nello scenario NZE [2]

La decarbonizzazione del settore dei trasporti dipende essenzialmente da due importanti transizioni tecnologiche: il passaggio alla mobilità elettrica (veicoli elettrici [EV] e veicoli elettrici a celle a combustibile [FCEV]) e il passaggio all'uso di miscele di combustibili e all'uso diretto di carburanti a basse emissioni di carbonio (biocarburanti e combustibili a base di idrogeno). Questi cambiamenti richiedono interventi significativi per stimolare gli investimenti nelle infrastrutture e per incentivare l'adozione da parte dei consumatori.

Ad oggi si può prevedere che entro il 2040 l'energia elettrica diventerà il carburante dominante nel settore dei trasporti su gomma, specie per quelli a corto raggio (mezzi urbani). I veicoli a idrogeno (FCEV) sono favoriti invece per il trasporto a lungo raggio (mezzi per il trasporto merci, bus, ecc.). Per quanto riguarda l'aviazione e la navigazione, dove le possibilità di utilizzo di elettricità ed idrogeno sono più limitate, si prevede, dopo il 2030, un utilizzo sempre più basato sui biocarburanti.

Sulla base delle previsioni delineate dai diversi scenari e dalle strategie energetiche finora sviluppate, è possibile individuare i fattori che influenzano l'andamento del processo di decarbonizzazione nella mobilità che sono essenzialmente due:

- 1) l'autonomia richiesta dalla missione di utilizzo del mezzo di trasporto e
- 2) la maturità tecnologica alla quale è strettamente connessa anche la disponibilità delle infrastrutture (colonnine di ricarica per i veicoli elettrici e stazioni di rifornimento di idrogeno).

Da ciò ne deriva che, in funzione dell'ambito che si andrà a considerare e dell'applicazione specifica, le soluzioni tecniche saranno diverse e, talvolta complementari.

Di seguito saranno brevemente trattati:

- Trasporto su strada
 - Autovetture
 - Mezzi pesanti
- Trasporto ferroviario
- Trasporto marittimo
- Trasporto aereo.

4.1 Trasporto su strada

Nel 2019 il settore trasporti è stato responsabile del 25,2% del totale delle emissioni nazionali di CO₂ eq in Italia, e il 92,6% delle emissioni derivano dal trasporto su strada (Figura 4.4).



Figura 4.4 - Emissioni nazionali di CO₂ eq nel 2019 ed emissioni di CO₂ eq derivanti dal settore trasporti [3]

Questi dati sono indicativi di come il trasporto su strada (passeggeri e merci) resti in Italia la modalità di trasporto principale. Da un'elaborazione dell'Osservatorio sulla Mobilità Sostenibile sulla base di dati Eurostat, è stato riscontrato che nel 2015 in Italia sono state trasportate su gomma 116.820 Mt di merci per km, passate a 133.265 Mt nel 2020, con un aumento del 14,1%, superiore rispetto alla media registrata nello stesso periodo nell'Unione Europea, che è stata dell'11,7% [4].

Osservando le emissioni di CO₂ eq, per ciascuna categoria veicolare su strada nel 2019 (Figura. 4.5) si evince che la percentuale maggiore è dovuta alle autovetture (68,7%), seguite dai veicoli commerciali pesanti (15,4%) e leggeri (10%). Da qui l'esigenza di incentivare le modalità di trasporto passeggeri pubblico (bus, tram, ecc.) e condiviso (car/bike/scooter-sharing) oltre che potenziare l'intermodalità.

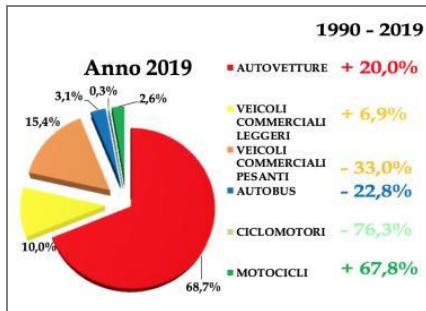


Figura 4.5 - Emissioni nazionali di CO₂ eq nel 2019 per categoria veicolare [3]

Gli indirizzi normativi comunitari, tramite il cosiddetto pacchetto *Fit for 55%*, hanno introdotto un abbattimento delle emissioni di “gas ad effetto serra” (CO_{2eq}) dei veicoli pari al 100% per il 2035. Questo significa che, come già accennato, a partire dal 2035 non sarà più possibile immettere sul mercato dell’UE autovetture o furgoni con motore a combustione interna. E’ pur da considerare che la Commissione Europea ha stabilito una revisione intermedia al 2026 della ‘evoluzione delle tecnologie’ allo scopo di verificare la fattibilità degli obiettivi legiferati così come vi è da segnalare che, all’interno del Consiglio Europeo, è stato già a luglio 2022 raggiunto un accordo tra i ministri dell’ambiente europei che prevede la possibilità di considerare la commercializzazione, in generale, di vetture con propulsione termica alimentate da *combustibili climaticamente neutri*, ossia capaci di rispondere agli obiettivi del *Fit for 55%* senza precludere o escludere a priori una tecnologia.

Tale apertura, derivante da un emendamento presentato dalla Germania, e appoggiato fra gli altri paesi anche dall’Italia, apre evidentemente la strada alla necessità di continuare la ricerca sui motori endotermici non solo per applicazioni su veicoli commerciali a lungo raggio ma anche sulle autovetture considerando l’impiego, nell’ambito di propulsori ibridi o ibridi plug-in, di unità termiche alimentate da combustibili sintetici. Ciò deriva anche dalla considerazione che ad oggi il motore termico è il mezzo propulsivo tecnologicamente più “maturo”, affidabile e meno costoso in assoluto.

Sulla base dell'atteso sviluppo delle tecnologie innovative è possibile fare delle previsioni della penetrazione nel mercato, nel settore dell'automobile, di veicoli alimentati con le tecnologie identificate in precedenza per la transizione energetica.

Per missioni d'uso a corto raggio, ovvero per autonomie sotto i 100-200 km/giorno, la propulsione elettrica a batterie è identificata come l'opzione più idonea per alimentare il trasporto leggero e urbano, soprattutto se intervengono incentivi statali che assorbano parzialmente i costi, almeno in attesa che diminuiscano per effetto della crescita della quota di mercato. Secondo quanto previsto dal PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030), l'Italia dovrebbe raggiungere la quota di 6 milioni di auto elettriche nel 2030.

Le autovetture impiegate per uso urbano a livello privato sono spesso utilizzate per la tipica percorrenza casa-lavoro-casa, caratterizzata da diverse ore di parcheggio durante le quali i veicoli, se fossero elettrici, potrebbero essere ricaricati ripristinando la completa autonomia delle batterie.

Dalle Figure 4.6 e 4.7 si può osservare la distribuzione percentuale dei passeggeri per km in funzione della modalità di trasporto impiegata e nelle diverse circoscrizioni territoriali. È evidente l'uso preponderante delle auto, che tra l'altro dal 2019 al 2020 è aumentato, probabilmente a causa della pandemia da Covid 19 che, per timore dei contagi, ha portato all'uso dei mezzi privati a sfavore dei mezzi pubblici.

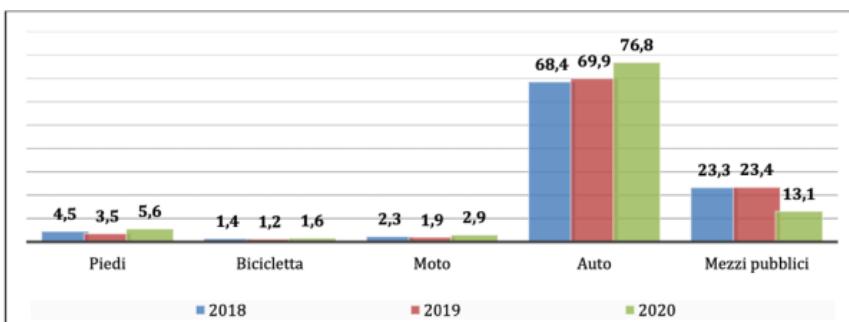


Figura 4.6 - Distribuzione % dei passeggeri per km in funzione della modalità di trasporto impiegata [5]

Fonte: Isfort, Osservatorio "Audimob" sulla mobilità degli italiani

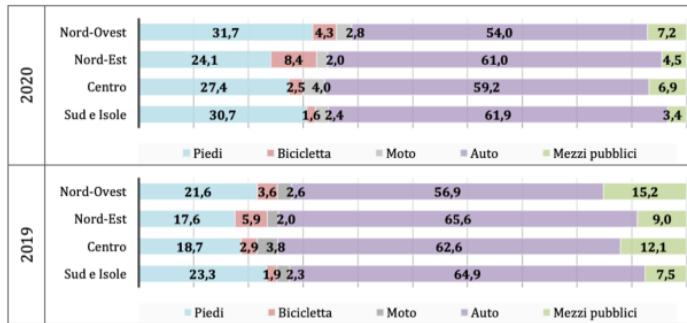


Figura 4.7 - Distribuzione % degli spostamenti per modo di trasporto utilizzato e circoscrizioni territoriali [5]

Fonte: Isfort, Osservatorio "Audimob" sulla mobilità degli italiani

Se l'autonomia dei veicoli elettrici (solo a batteria) è sostenibile nell'ambito della mobilità urbana o di veicoli leggeri con profilo di missione definito in termini di consumi, percorrenza e tempo, non lo è più se si considerano veicoli con utilizzo su lunghe percorrenze, ovvero mezzi pesanti, bus, veicoli commerciali, ecc. In questo caso i profili di missione richiedono la copertura di autonomie superiori ai 200 km con le note difficoltà legate alle batterie e ai tempi di ricarica (Figura 4.8).

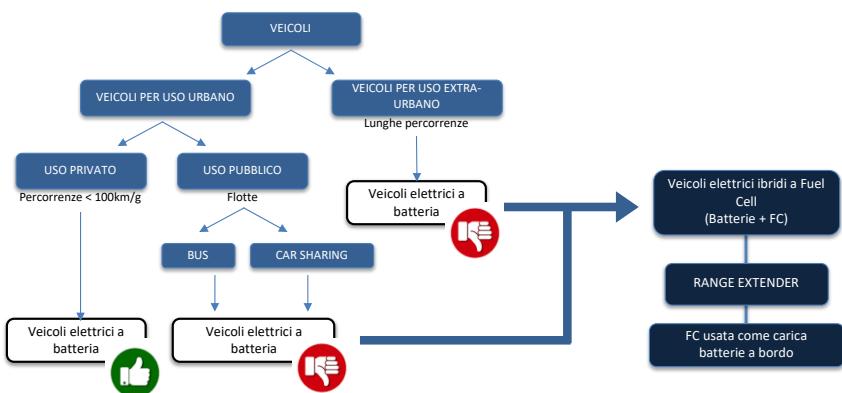


Figura 4.8 – Modalità di approccio alla mobilità elettrica ibrida

Di conseguenza l'impiego dell'idrogeno nel mercato della mobilità evolve con la crescente accettazione del fatto che le automobili potrebbero non essere il percorso più efficace o economico, almeno nei primi tempi, mentre i camion, gli autobus e gli altri veicoli commerciali consentiranno di dimostrare un'applicazione maggiore dell'idrogeno, apendo la strada per la realizzazione delle infrastrutture di cui successivamente beneficeranno i veicoli più piccoli.

Autovetture

Nello sviluppo degli scenari delle autovetture a breve (2030), medio (2040) e lungo (2050) termine è assolutamente necessario, ai fini di una valutazione delle richieste di energia elettrica aggiuntive in Italia, provare ad eseguire una stima previsionale dell'impatto della transizione energetica verso sistemi *carbon neutral*.

L'analisi è stata limitata al settore delle autovetture, per le quali è possibile basarsi su stime più omogenee fra i diversi centri studi (pur con i gradi di incertezza sicuramente presenti) della penetrazione sul mercato al 2030, 2040 e 2050 delle tecnologie propulsive (Figura 4.9) [2], raggruppate per macro-tipologia in (Figura 4.10): ICE, HEV, BEV, PHEV, BEV, FCEV.

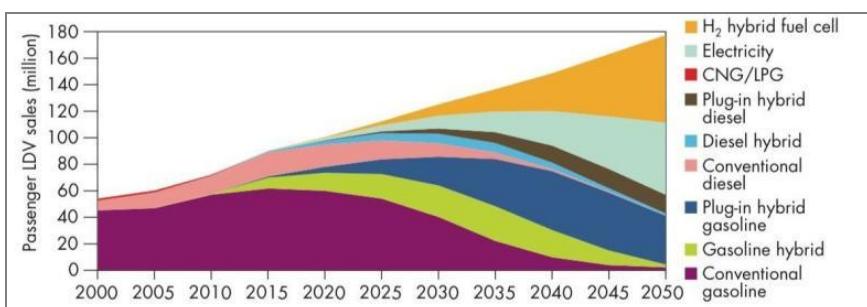


Figura 4.9 - Previsione penetrazione nel mercato per varie tipologie di sistema propulsivo e di vettore energetico [2]

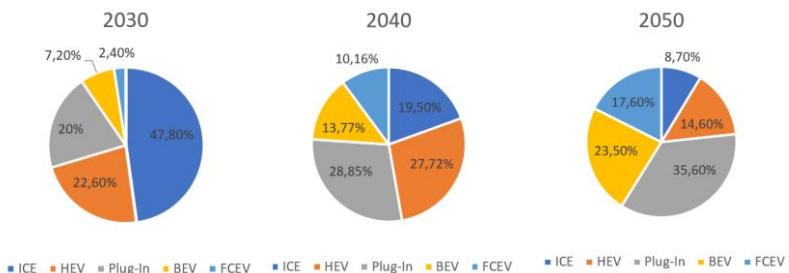


Figura 4.10 - Percentuali di presenza dei diversi sistemi propulsivi in funzione del periodo di previsione

Le previsioni di penetrazione nel mercato in base alla tipologia di sistema propulsivo, a partire dai dati disponibili in [7], sono state tradotte in una previsione della distribuzione ripartita per segmento di autovettura secondo la classificazione europea:

- A – City cars, e.g.: Fiat 500
- B – Small cars, e.g.: Renault Clio
- C – Medium cars, e.g.: Volkswagen Golf
- D – Large cars, e.g.: BMW 3-Series
- E – Executive cars, e.g.: Audi A6
- F – Luxury cars, e.g.: Mercedes S-Class
- J – Sport Utility Vehicles (SUV), e.g.: Volkswagen Tiguan
- M - Multi Purpose Vehicles (MPV), e.g.: Renault Scénic
- S - Sport coupes, e.g.: Porsche 911

Si è assunto poi di considerare valida per l'Italia la distribuzione percentuale delle autovetture fra i diversi segmenti rilevata nel mercato europeo nel 2022, come mostrato in Figura 4.11 [6]. Tale distribuzione è stata mantenuta anche nei tre orizzonti temporali (2030, 2040 e 2050) pur con qualche incertezza sulla futura penetrazione dei sistemi di propulsione, in particolare BEV e FCEV, fra i diversi segmenti e della eventuale variabile costituita da nuove forme di mobilità e di possesso dei veicoli privati (esempio: noleggio, car sharing, ecc).

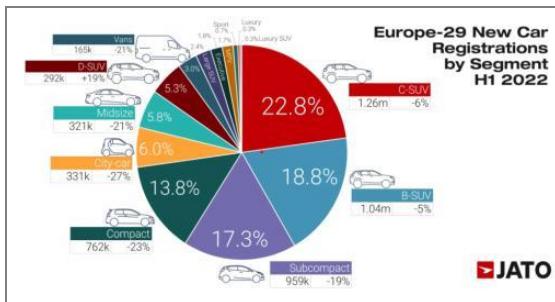


Figura 4.11 – Distribuzione dei segmenti di automobili nel mercato europeo [6]

In Tabella 4.2 sono riportati i dati cumulativi riferiti al numero di veicoli afferenti ai suddetti segmenti e in Figura 4.12 è rappresentata la previsione della distribuzione percentuale dei veicoli, dove con il termine ICE si intende un veicolo tradizionale dotato di solo motore termico ed alimentato a benzina. Tale previsione è stata ottenuta tramite l'algoritmo ETS, che estrapola i dati statistici ottenuti negli anni di riferimento (e reperibili in [7]), ossia nella finestra temporale 2010-2020 (come riportato in [9]). Si nota che ci sarà, in previsione, una riduzione degli ICEV con un progressivo aumento di PHEV, BEV e FCEV a seguito delle disposizioni normative legate al pacchetto **Fit for 55** e del relativo divieto di commercializzazione di vetture nuove con motore termico a partire dal 2035. Nello scenario basato sulle attuali disposizioni normative del Parlamento e del Consiglio Europeo richiamate nel Capitolo 2, la previsione indica che gli HEV rappresenteranno un'importante tappa intermedia fino al 2040, per poi essere gradualmente sostituiti da PHEV (indicati anche con l'acronimo PEV nei grafici e nelle tabelle), BEV e FCEV (indicati anche con l'acronimo FCV nei grafici e nelle tabelle).

	2030	2040	2050
<i>ICE</i>	20.356.109	8.973.516	4.234.247
<i>HEV</i>	9.624.437	12.756.197	7.105.746
<i>PHEV</i>	8.517.202	13.276.202	17.326.342
<i>BEV</i>	3.066.192	6.336.683	11.437.333
<i>FCEV</i>	1.022.064	4.675.432	8.565.832

Tabella 4.2 - Numero veicoli per tipologia di sistema propulsivo e anno

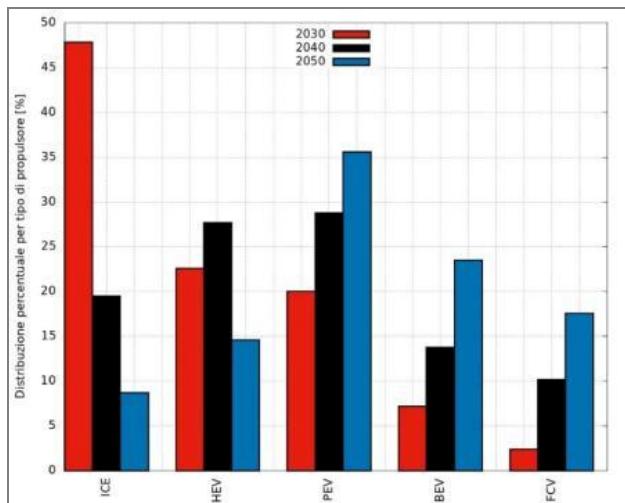


Figura 4.12

Previsione della distribuzione percentuale dei veicoli passeggeri in Italia per tipologia di propulsore fino al 2050 [9]

Sulla base delle informazioni e della profilazione stimata del parco auto circolante in Italia in funzione della prospettiva temporale (breve, medio e lungo periodo) e della tipologia di sistemi di propulsione, è possibile effettuare un confronto dei consumi energetici tra sistemi propulsivi con motore termico, eventualmente ibridi o Plug-In, sistemi propulsivi elettrici a batteria ed elettrici ad idrogeno, esprimendo la spesa energetica in termini di [kWh/100 km] e secondo un bilancio Well-to-Wheel (WtW, ossia ‘*Dal pozzo alle ruote*’), prendendo quindi in considerazione le spese energetiche passive necessarie per l'estrazione o produzione dell'energia o del vettore energetico, per il trasporto dell'energia, per lo stoccaggio energetico a bordo, e per la conversione finale dell'energia in lavoro meccanico alle ruote. Tenendo anche conto degli alti rendimenti, per i combustibili fossili è ragionevole considerare trascurabili le spese energetiche necessarie per il trasporto dell'energia e per lo stoccaggio energetico del combustibile a bordo veicolo, in quanto si tratta di fonti combustibili per la maggior parte stoccati in forma liquida. Diverso è il discorso per il trasporto e lo stoccaggio dell'elettricità a bordo del veicolo nella batteria, per i quali va considerata sia la perdita di rete sia il rendimento di carica della batteria. Con riferimento all'idrogeno, invece non sono trascurabili le spese energetiche per unità di massa richieste per la sua produzione e per lo stoccaggio a bordo veicolo, considerato in forma gassosa. In questo studio si è scelto di considerare sia la produzione di idrogeno verde, ovvero tramite elettrolisi dell'acqua attraverso energia prodotta da fonti rinnovabili, nell'ottica di un obiettivo di produzione a zero emissioni, sia la produzione di idrogeno blu, prodotto tramite *steam reforming* impiegando gas naturale e con successiva cattura della CO₂ emessa. Il procedimento tecnologico per la produzione di idrogeno verde comporta una spesa energetica media più che doppia (variabile tra 45 e 60 kWh/kg_{H2}) rispetto alla produzione di idrogeno blu (stimabile in 15-20 kWh/kgH₂). Inoltre, per l'idrogeno occorre considerare una gravosa spesa energetica per lo stoccaggio in forma gassosa (a 350 o 700 bar nel serbatoio a bordo veicolo considerato in questa analisi) a causa della sua bassissima densità e quindi densità energetica volumetrica a pressione atmosferica.

Noti i consumi dichiarati per ogni veicolo di riferimento del segmento dai produttori (e ipotizzati validi per tutto gli scenari), la Figura 4.13 mostra i risultati dell'analisi *WtW* [8] che riportano, per singola tecnologia propulsiva e singolo segmento di autovettura, l'energia necessaria totale a percorrere 100 km, valutata prendendo come riferimento il ciclo omologativo WLTP. Va osservato che per i veicoli Plug-In (PHEV e PEV) tali dati di consumo non contemplano l'energia richiesta per la carica della batteria durante la prova di omologazione determinandone una spesa energetica sottostimata rispetto al dato reale. Come ulteriore e importante passo, sulla base dei consumi dichiarati e della previsione delle unità di **veicoli elettrici a batteria (BEV)** e a **Fuel Cell (FCEV)**, in funzione del segmento e dell'anno (2030/2040/2050), ipotizzando una percorrenza media di 12.000 km/anno, è possibile stimare il fabbisogno di energia elettrica annuale [TWh/anno] per la loro alimentazione, per i diversi scenari a breve (2030), medio (2040) e lungo termine (2050), con relativo incremento di fabbisogno energetico necessario rispetto alla produzione di energia elettrica nel 2021 in Italia, come riportato in Tabella 4.3.

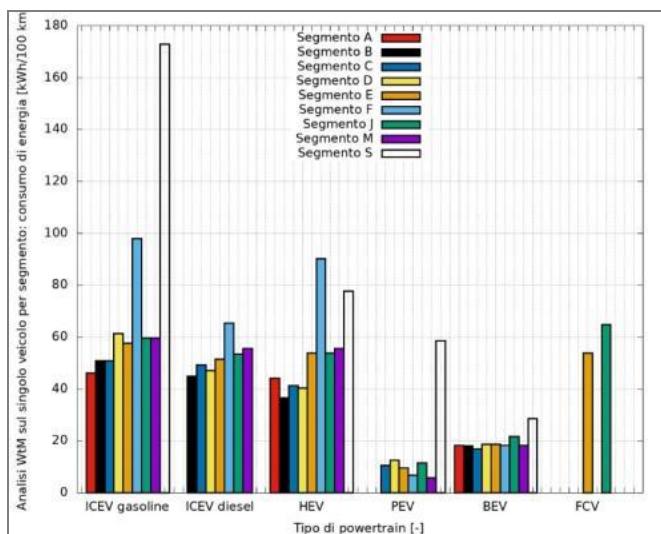


Figura 4.14
Analisi *WtW* sul singolo veicolo per propulsore e tipo di segmento – Consumo medio

calcolato sul ciclo WLTP – Il valore zero indica assenza di dati disponibili [9]

Spesa energetica totale [TWh/anno]	2030	Incremento Energetico	2040	Incremento Energetico	2050	Incremento Energetico
BEV	7,3	+2,5%	15,1	+5,2%	27,2	+9,4%
FCEV	6,1	+2,1%	27,9	+9,7%	51,2	+17,7%
<i>TOT</i>	13,4	+4,6%	43,0	+14,9%	78,4	+27,1%

Tabella 4.3 – Consumi elettrici annuali nei diversi scenari temporali per alimentare BEV e FCEV (idrogeno verde) – Incremento percentuale nella produzione di elettricità rispetto alla produzione nazionale italiana nel 2021

È anche possibile valutare la quantità di idrogeno necessaria per alimentare i veicoli FCEV (Tabella 4.4), considerando la produzione di idrogeno verde e di idrogeno blu.

Idrogeno	2030	2040	2050
H ₂ da FCEV [ton]	108.096,8	494.488,6	905.949,8
<i>Green H₂ [TWh/anno]</i>	6,1	27,9	51,2
<i>Blue H₂ [TWh/anno]</i>	1,5	6,7	12,2

Tabella 4.4 - Idrogeno da produrre per alimentare i FCEV – Consumo di energia elettrica per la produzione di idrogeno verde e blu

Mezzi pesanti (Camion, bus, veicoli commerciali)

Camion, furgoni, bus e minibus sono responsabili di circa un quarto (25%) delle emissioni di CO₂ eq proveniente dal trasporto su strada e di circa il 6% di tutte le emissioni a livello europeo.

Per raggiungere gli obiettivi prefissati al 2030 e 2050, gli Original Equipment Manufacturers (OEMs) stanno iniziando a investire in motori alternativi, per un passaggio progressivo dai carburanti diesel, ora maggiormente utilizzati dai mezzi pesanti, a combustibili con minori emissioni di carbonio (idrogeno, biocarburanti, biometano, ecc.), motori elettrici o GNL. A guidare la scelta dei consumatori in questo settore non è solo la competitività a livello di costi (cioè il Total Cost of Ownership - TCO) ma anche i parametri tecnici (come il tempo di rifornimento). Per esempio, il TCO dei camion a celle a combustibile è attualmente poco competitivo rispetto ad altre alternative a basse emissioni di carbonio, ma il suo miglior chilometraggio e i più brevi tempi di rifornimento costituiscono degli elementi decisivi al fine di creare le premesse per un'adozione rapida di soluzioni a base di idrogeno. A tal proposito si prevede che il TCO dei camion a celle a combustibile potrà diventare competitivo rispetto ai camion diesel nei prossimi dieci anni, quando sia il costo dei veicoli che il prezzo dell'idrogeno saranno diminuiti.

Da un'analisi del 2020 relativa al potenziale di mercato delle celle a combustibile per impieghi nei veicoli pesanti è stato dimostrato che gli autocarri pesanti (Heavy-Duty-Trucks, HDT) rappresentano un segmento di trasporto perfettamente praticabile e compatibile con la mobilità a idrogeno, così come diversi progetti stanno ampiamente dimostrando [11, 12] (Figure 4.14 e 4.15).

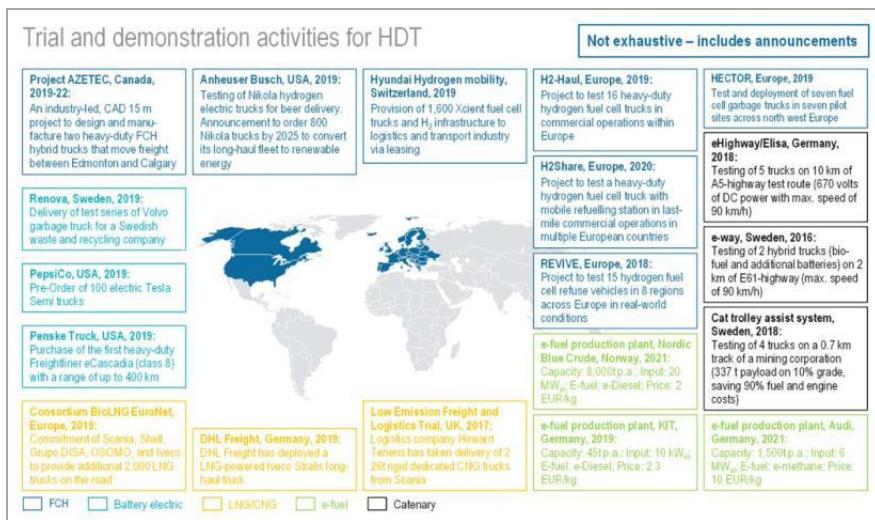


Figura 4.14 – Panoramica delle attività di test e dimostrazione degli HDT [11]

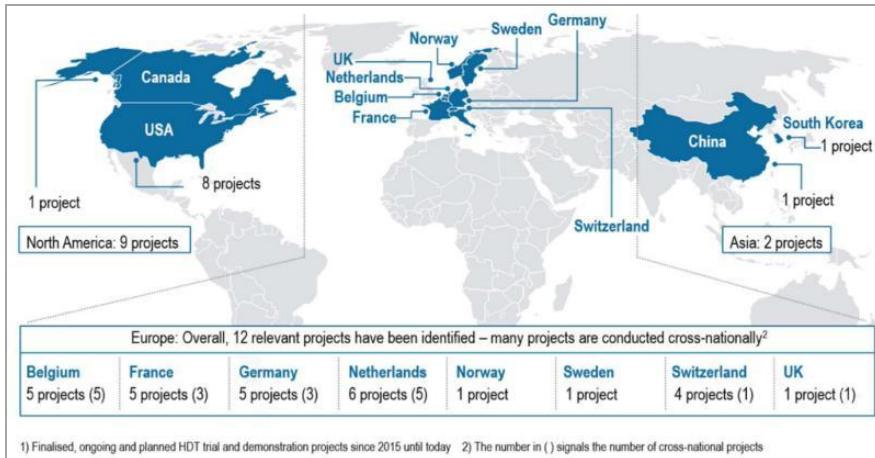


Figura 4.15 – Panoramica dei progetti dimostrativi sugli HDT [11]

Dal punto di vista prettamente tecnologico la configurazione di sistemi di propulsione ibrida, detta *RANGE EXTENDER* (batterie e celle a combustibile/Fuel Cell-FC), è quella più adottata proprio per i veicoli a lungo raggio (bus extra-urbani e camion) e per i veicoli gestiti in flotte

quali bus urbani e/o veicoli usati in condivisione (servizi di car-sharing, car-pooling).

I vantaggi della configurazione range extender sono diversi e non riguardano esclusivamente gli aspetti tecnici ma anche quelli economici.

Innanzitutto, la possibilità di estendere l'autonomia delle batterie consente di ottenere veicoli in grado di garantire autonomie elevate senza dover sottostare ai lunghi tempi di ricarica delle batterie che, oltre alla temporanea inoperatività del veicolo, comportano anche la necessità di sostituire il veicolo in ricarica con un altro che svolga il servizio a cui il mezzo è destinato. Questo aspetto diventa sostanziale nel caso di gestione di flotte, in quanto si tradurrebbe nella necessità di disporre di un parco veicoli più numeroso e quindi in un maggior investimento in termini economici. Con specifico riferimento ai camion, capita spesso che vengano impiegati per due turni consecutivi da due conducenti diversi; per questo tipo di applicazioni, attendere che i veicoli a batteria si ricarichino non è fattibile dal punto di vista operativo.

Altri rilevanti vantaggi dell'architettura range extender sono:

- minor tempo di ricarica necessario per le batterie in quanto la ricarica che avviene a bordo da parte del sistema Fuel Cell fa sì che a fine servizio le batterie non si scarichino totalmente;
- costi più accessibili rispetto alla configurazione Total FC (senza batterie) dovuti all'utilizzo di un sistema Fuel Cell di taglia ridotta e quindi meno oneroso;
- minor quantità di idrogeno da stoccare a bordo e minor peso (rispetto alla configurazione totalmente a Fuel Cell) dovuti alla taglia più piccola del FC system da alimentare;
- tempi necessari per effettuare il rifornimento di idrogeno confrontabili a quelli del rifornimento dei tradizionali combustibili.

Per le ragioni sopra esposte la configurazione range extender ad oggi sembra essere quella più realizzabile in termini economici rendendo il

prodotto finale più competitivo rispetto ad uno puramente elettrico (solo batterie) o in configurazione totalmente Fuel Cell che presenta costi maggiori ai fini dell'immissione sul mercato.

Dal punto di vista tecnico la soluzione ibrida consente di usufruire dei vantaggi di entrambe le tecnologie (batterie e FC) potendo destinare le batterie all'inseguimento del carico (più veloci e pronte a rispondere alle variazioni di potenze richiesta) e dedicando, invece, il sistema Fuel Cell alla copertura del carico fisso (evitando quindi stress dinamici che ne riducono la vita).

Il consumo medio di un mezzo pesante è pari a circa 0,075-0,1 kgH₂/km (7,5-10 kgH₂ ogni 100 km). Ipotizzando una pressione di stoccaggio a bordo veicolo a 700 bar, con capacità dei serbatoi 60-80 kg le autonomie variano tra i 600 e gli 800 km.

Un recente studio del FCH JU [11] fornisce un confronto tra tecnologie di propulsione alternative per autocarri pesanti (Heavy-Duty-Trucks, HDT), analizzando lo stato dell'arte della tecnologia e sviluppando un'analisi del costo totale di proprietà (Total Cost of Ownership - TCO). Il confronto ha mostrato che le applicazioni FCH presentano un'alternativa a emissioni zero molto promettente per le operazioni a lungo raggio grazie alla loro elevata flessibilità operativa e ai tempi di rifornimento relativamente brevi.

In Figura 4.16 è riportato un confronto tra le opzioni di tecnologie di propulsione alternative per il settore degli HDT, vale a dire veicoli a idrogeno (FCH), veicoli elettrici a batteria (BEV), carburanti a basse emissioni di carbonio, e-fuels. Per una panoramica completa dello stato dell'arte della tecnologia il confronto considera tre principali indicatori:

- Technology Readiness Level (TRL) di ciascuna tecnologia identificato su una scala che va dall'ideazione al pieno utilizzo commerciale;
- Disponibilità di infrastrutture di rifornimento e ricarica;
- Potenziale riduzione delle emissioni dal serbatoio alla ruota (Tank-to-Wheel, TtW)

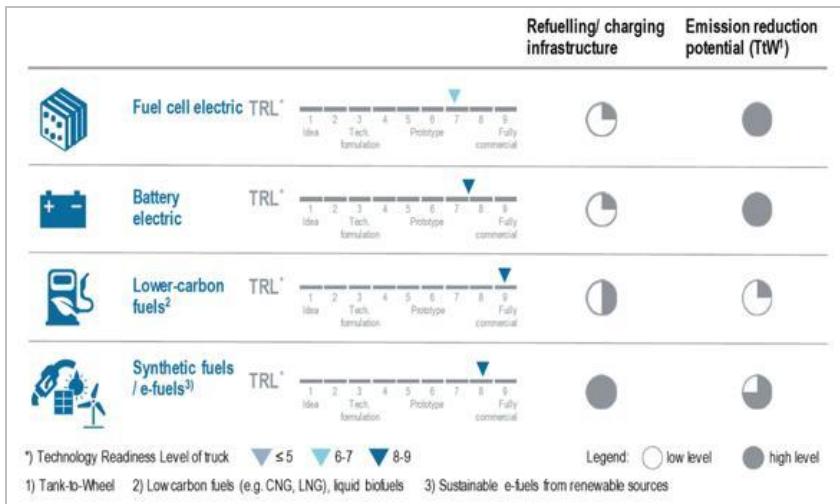


Figura 4.16 – Confronto di tecnologie di sistema di propulsione per HDT [11]

Dal punto di vista del TCO, gli autocarri pesanti hanno le potenzialità per diventare competitivi in termini di costi già entro il 2027-30 se i volumi di produzione aumentano rapidamente. I presupposti sono:

- una produzione su larga scala di autocarri a FC
- un costo dell'idrogeno inferiore a 6 EUR/kg.

Partendo da tali presupposti, si giunge, a una potenziale vendita di circa il 17% di autocarri a Fuel Cell venduti nel 2030 (circa 59.500 unità).

La produzione su scala industriale, prezzi accessibili dell'idrogeno verde e la costruzione dell'infrastruttura di rifornimento di idrogeno sono considerati elementi chiave. Ancora più importante sarebbe raggiungere un'elevata quota di vendite nei primi anni del decennio 2030-40 per poter eliminare gradualmente la maggior parte dei camion diesel entro il 2050.

Alla luce delle ragioni esposte, il mercato europeo dei camion a celle a combustibile sta accelerando e ad oggi risultano già operativi in Svizzera i primi dieci camion a lungo raggio a celle a combustibile. Se l'Italia seguisse un simile percorso si potrebbe prevedere una

penetrazione di almeno il 2% di camion a lungo raggio a celle a combustibile entro il 2030, su una flotta nazionale totale di circa 200.000 veicoli.

Tuttavia, la realizzazione di questo potenziale di mercato dipenderà dalla realizzazione di un sistema finanziario e normativo in grado di supportare contemporaneamente tutte le parti interessate: operatori di autocarri e utenti logistici, OEM di autocarri, fornitori di tecnologia, fornitori di carburante e infrastrutture.

In particolare, è necessario realizzare una rete dedicata con decine di stazioni di rifornimento a idrogeno, dando priorità alle aree strategiche per il trasporto su mezzi pesanti (ad esempio quelle vicino ai terminali interni e lungo gli itinerari tipicamente percorsi dai camion a lungo raggio).

Più in dettaglio, per garantire un'adeguata connettività transfrontaliera dell'UE e per supportare i 60.000 camion a idrogeno che sono ufficialmente previsti sulle strade dell'UE entro il 2030, devono essere installate stazioni di rifornimento almeno ogni 150 km lungo la rete automobilistica transeuropea di trasporto (TEN-T).

Inoltre, le sinergie tra le reti transeuropee di trasporto (TEN-T) e le reti transeuropee per l'energia (TEN-E) dovrebbero essere ulteriormente esplorate per creare un collegamento diretto tra la fonte di combustibile, l'ottimizzazione della produzione, l'uso e il trasporto di grandi quantità di idrogeno e l'aumento della domanda di idrogeno per il settore dei trasporti attraverso lo sviluppo della rete di infrastrutture per l'idrogeno.

La figura 4.17 schematizza le principali barriere all'applicazione della tecnologia Fuel Cell nei mezzi pesanti.

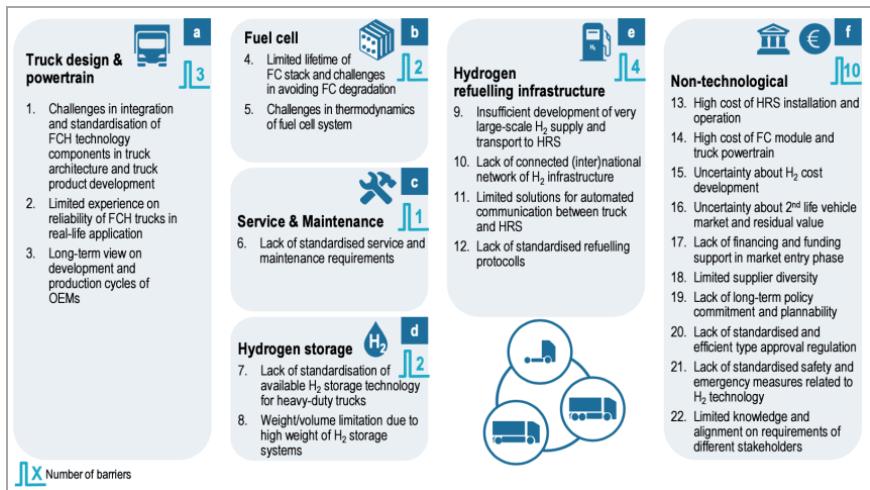


Figura 4.17 – Confronto di tecnologie di powertrain per HDT [11]

4.2 Trasporto ferroviario

La transizione del settore trasporto ferroviario sarà caratterizzata da importanti evoluzioni tecnologiche che vedranno l'impiego dell'idrogeno come un elemento chiave per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione. A titolo esemplificativo una flotta di circa 30 treni alimentati a gasolio emette nell'atmosfera in un anno di servizio commerciale ca. 22.000 tonnellate di CO₂ che sono del tutto evitate in un treno alimentato con idrogeno verde.

I treni ad idrogeno sono considerati da molti studi e scenari estremamente competitivi soprattutto per le tratte ferroviarie attualmente non elettrificate, con particolare riferimento al settore del trasporto locale (escludendo i servizi ad alta velocità e merci per le alte potenze in gioco). In alcuni casi, poiché il costo di elettrificazione può non giustificare le percorrenze e la frequenza del servizio, il ricorso ai treni a idrogeno è ritenuta addirittura una soluzione economicamente più competitiva mostrando un TCO (Total Cost of Ownership) inferiore o simile all'elettrificazione e all'impiego di treni diesel-elettrici.

L'idrogeno è visto, dunque, come una tecnologia abilitante fondamentale per la decarbonizzazione del trasporto ferroviario in

quanto può fornire la soluzione più conveniente per alcune linee che sono ancora gestite con treni diesel, rinnovando le unità diesel o sostituendo i treni esistenti con nuovi treni alimentati a idrogeno. Inoltre, i treni FCH potrebbero fornire valide opzioni a emissioni zero non solo per i treni passeggeri regionali, ma anche per le locomotive di manovra.

Pertanto, nei prossimi dieci anni i treni a celle a combustibile potranno diventare competitivi a livello di costi rispetto ai treni diesel.

Un altro elemento favorevole per il settore ferroviario è l'elevato indice di predicitività del consumo che risulta essere molto affidabile, in quanto basato su servizi ben individuati; in questo modo l'infrastruttura di rifornimento d'idrogeno può essere facilmente dimensionabile e potenzialmente condivisa anche con altri tipi di mobilità, rendendo le stazioni di rifornimento dei servizi multiuso con attesa riduzione dei costi.

È quindi evidente che lo sviluppo di questo mercato può costituire una fonte di incentivazione alla produzione di idrogeno da rinnovabili (paradigma del Power to Gas, P2G) ed è una opportunità di sviluppo dell'intera filiera H₂ e della tecnologia Fuel Cell (componenti, stack, sistemi).

Analizzando più da vicino la situazione della rete ferroviaria italiana si evince che il 27,6% è attualmente composta da linee non elettrificate, servite di conseguenza con treni diesel [14]. In particolare, dei 16.829 km di linee ferroviarie in esercizio 4.645 km non sono elettrificate (Tabella 4.3). Tenuto conto che in alcune regioni i treni diesel hanno un'età media elevata e che quindi dovrebbero essere sostituiti nei prossimi anni, è ragionevole pensare che potrebbe crearsi l'occasione ideale per la conversione all'idrogeno entro il 2030.

Rete RFI	
Linee ferroviarie in esercizio	16.829 km
Alimentazione	
<i>Linee elettrificate</i>	<i>12.184 km</i>
• Linee a doppio binario	7.654 km
• Linee a semplice binario	4.530 km
<i>Linee non elettrificate (diesel)</i>	<i>4.645 km</i>
Reti regionali interconnesse	
Linee ferroviarie in esercizio	1.542 km
Reti regionali isolate	
Linee ferroviarie in esercizio	1.087 km
TOTALE RETI ITALIANE	19.458 km

Tabella 4.3 – La rete ferroviaria italiana

Nell'integrazione e nell'assemblaggio dei treni FCH l'Europa ha assunto una posizione di leadership grazie al lavoro innovativo di

Alstom e Siemens. Sebbene in Asia e in Canada vi sia un'attività dimostrativa di treni passeggeri, sembra che l'Europa sia all'avanguardia in questo settore, in particolare per quanto riguarda l'integrazione dei sistemi di alimentazione a celle a combustibile, la fornitura di infrastrutture su larga scala e la regolamentazione per consentire l'uso dell'idrogeno nelle ferrovie [13]. Difatti già da qualche anno in alcuni Paesi europei (ad esempio la Germania, pioniera in questo settore) i treni passeggeri a idrogeno sono pienamente operativi e utilizzati regolarmente dai viaggiatori. Nel Regno Unito e in Francia sono state fatte alcune proposte per sostituire completamente i treni diesel con quelli a idrogeno entro i prossimi vent'anni per la percorrenza di tratte difficili da elettrificare. I casi d'uso basati su questa tecnologia indicano che il TCO è compreso tra il 5 e il 20% in più rispetto alle opzioni convenzionali (a seconda del costo dell'idrogeno).

Alstom è stata la prima azienda al mondo a mettere in servizio nel 2018 un treno passeggeri a idrogeno (Coradia iLint) in Germania. Da allora il convoglio è stato testato in Austria, Paesi Bassi, Svezia e Polonia, e acquistato da Francia e Italia.

Il contratto con l'Italia, siglato alla fine del 2020, darà il via al progetto “H₂iseO Hydrogen Valley”, realizzato in Valcamonica lungo la linea ferroviaria non elettrificata Brescia-Iseo-Edolo da FNM (Ferrovie Nord Milano), Ferrovienord e Trenord (fig. 19). Il progetto si sviluppa su tre fasi e prevede (Figura 4.19) [15]:

- Fase 1: fornitura da parte di Alstom di 6 treni a idrogeno entro il 2023 e realizzazione di un primo impianto di produzione, stoccaggio e distribuzione di idrogeno a Iseo, con tecnologia Steam Methane Reforming (SMR) a partire da biometano e “cattura della CO₂”, con una capacità produttiva di circa 1.400 KgH₂ / giorno nella stazione di Iseo. Avvio del servizio entro i primi 6 mesi del 2024;
- Fase 2: fornitura di ulteriori 8 treni a idrogeno entro il 2025, che andranno a completare la conversione dell'intera flotta in veicoli totalmente green. È inoltre prevista, sempre entro il 2025, la realizzazione di uno o due ulteriori impianti di produzione di idrogeno verde da fonti rinnovabili tramite elettrolisi nella zona di Brescia e/o di Edolo, con una capacità produttiva di circa 1.400 KgH₂ / giorno;

- Fase 3: messa in servizio di 40 autobus a idrogeno (FNM Autoservizi) entro il 2025.

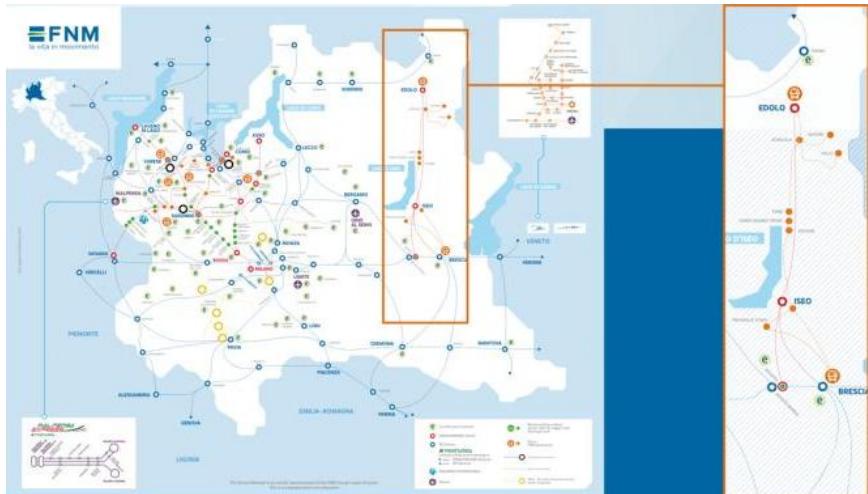


Figura 4.19 – Linea ferroviaria Brescia-Iseo-Edolo



Figura 4.20 – Timeline del progetto “H₂iseO Hydrogen Valley”

Sebbene la tecnologia richieda ulteriori dimostrazioni e ottimizzazioni dei componenti FCH integrati nei treni, maggiore sviluppo e flessibilità dei sistemi Fuel Cell e un significativo supporto per l'implementazione sul mercato atto ad aumentare i volumi e ridurre i costi, le prospettive di utilizzo dell'idrogeno nel settore ferroviario lasciano sperare in un mercato pronto ben predisposto a tale tecnologia, almeno per ciò che riguarda le tratte ferroviarie non elettrificate.

Per quanto concerne le infrastrutture, la definizione impiantistica di una stazione di rifornimento a Idrogeno (HRS) per applicazioni ferroviarie, come già detto, ha il vantaggio di poter stimare con un alto grado di affidabilità il fabbisogno di idrogeno che deve erogare giornalmente, essendo il trasporto ferroviario pianificato e costante con tratte ben definite. Inoltre, così come già detto nel paragrafo relativo ai mezzi pesanti, è fondamentale individuare sinergie rilevanti con le stazioni di rifornimento dei camion a lungo raggio per incrementarne l'utilizzo.

È necessario far presente che nel mondo ferroviario nazionale ed europeo, a causa del recepimento di specifiche direttive, gli operatori per la gestione del trasporto ferroviario passeggeri e merci e i gestori delle infrastrutture ferroviarie sono distinti. Questo comporta che l'impresa ferroviaria deve occuparsi dei treni, mentre il gestore dell'infrastruttura deve fornire "il c.d. pacchetto minimo" per la circolazione, compresa l'energia elettrica per la trazione nel caso di alimentazione elettrica da catenaria. Attualmente l'aspetto della fornitura dell'idrogeno nell'ambito delle applicazioni ferroviarie non è regolamentato.

Contestualmente alla revisione delle normative europee e nazionali in ambito ferroviario per consentire l'esercizio dei treni FCH, sarebbe auspicabile che le attuali norme nazionali esistenti per le stazioni dei veicoli stradali siano estese e ampliate per coprire aspetti specifici delle applicazioni ferroviarie o, in alternativa, che vengano previste direttive specifiche per il settore ferroviario che affrontino tra gli altri il tema dell'interoperabilità per la componente idrogeno.

La vision al 2030 prevede che l'idrogeno venga riconosciuto come l'opzione principale per i treni su tratte non elettrificate, con la vendita di almeno 1 treno alimentato a idrogeno su 5 per ferrovie non elettrificate.

4.3 Trasporto marittimo

La transizione energetica impone una modifica radicale delle infrastrutture portuali e nuove modalità per l'erogazione dei servizi connessi alla mobilità ed al trasporto marittimo. L'elettrificazione dei porti, l'alimentazione da fonte energetica rinnovabile, l'impiego di combustibili alternativi come l'idrogeno e le più moderne tecnologie

del digitale, possono sicuramente rappresentare quel mix di interventi utile al raggiungimento dei target europei e internazionali da qui al 2050.

Sarà pertanto fondamentale riuscire a realizzare impianti da fonte rinnovabile, sfruttando da un lato le rinnovabili terrestri, ma esplorando sempre di più le rinnovabili marine, e quindi quelle che sfruttano sia le correnti marine che il moto ondoso.

Queste tecnologie al momento non appaiono particolarmente mature e pertanto sarà necessario ricorrere anche ad impianti sperimentali in grado di dimostrare nel breve termine la capacità di raccogliere e trasformare l'energia rinnovabile in maniera efficiente.



Figura 4.21 – Il porto come Hub energetico

Il trasporto marittimo rappresenta sempre di più la spina dorsale del commercio, a tal punto che oltre l'80% del mercato mondiale del commercio in volume è effettuato via mare. La domanda di energia per il trasporto marittimo, compreso il porto è aumentata in media del 2,6% all'anno tra il 2016 e il 2019. Questa maggiore richiesta di energia si traduce in maggiori costi energetici e in un aumento delle emissioni di CO₂ e altri inquinanti. Secondo lo studio della International

Maritime Organization (IMO) sui gas serra (CO_2), la quota di emissioni in atmosfera è aumentata dal 2,76% nel 2012 al 2,89% nel 2018.

Si rende quindi necessaria in prospettiva la realizzazione di sistemi di *supply e demand side management* in grado di coordinare, da un lato i carichi elettrici, al fine di limitare i picchi di carico (Load levelling), dall'altro le sorgenti di erogazione di potenza, al fine di limitare i picchi di produzione (Peak shaving).

Infine, la compresenza in ambiente portuale di diversi vettori energetici (GNL, idrogeno, ammoniaca, elettricità), alcuni dei quali prodotti in situ, comporterà una gestione della risorsa energetica integrata da diversi punti di vista:

- Infrastrutture di trasformazione e conversione dei vettori, da energia elettrica a gas (power-to-gas) e dallo stato gassoso a quello liquido e viceversa,
- Ottimizzazione economica delle conversioni in funzione dei prezzi di mercato e delle disponibilità delle risorse
- Monitoraggio e gestione delle reti di approvvigionamento e di fornitura, sia via mare che via terra
- Gestione ottimizzata degli stocaggi energetici, anche in funzione dell'aleatorietà delle fonti.

Tra le principali azioni introdotte a livello strategico per i porti emerge l'utilizzo sempre più spinto di combustibili alternativi a basso o nullo contenuto di carbonio quali gli “e-fuels” Figura 4.22 (ovvero combustibili di origine sintetica quali metanolo, ammoniaca e cherosene paraffinico sintetico, prodotti tramite processi alimentati da energia elettrica rinnovabile), l'ammoniaca ed infine l'idrogeno.

Inoltre, lo sviluppo e l'ottimizzazione di processi per la sintesi di combustibili verdi (e-fuels), sono oggetto di grande interesse in quanto sono compatibili con i motori, con le flotte e con le infrastrutture di trasporto e stoccaggio esistenti, per questo motivo sono considerati una concreta soluzione tecnologica in grado di ridurre le emissioni di CO_2 nel breve-medio termine soprattutto per le applicazioni nei settori del trasporto marittimo e aereo, particolarmente difficili da convertire all'idrogeno in tempi brevi (Figura 4.23).

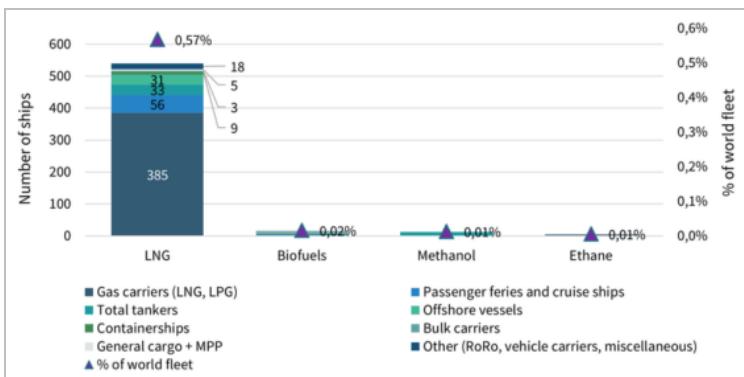


Figura 4.22 – Numero di imbarcazioni che usano combustibili alternativi (Fonte: Clarksons Research, Alternative Fuels Installations, May 2020 [16])

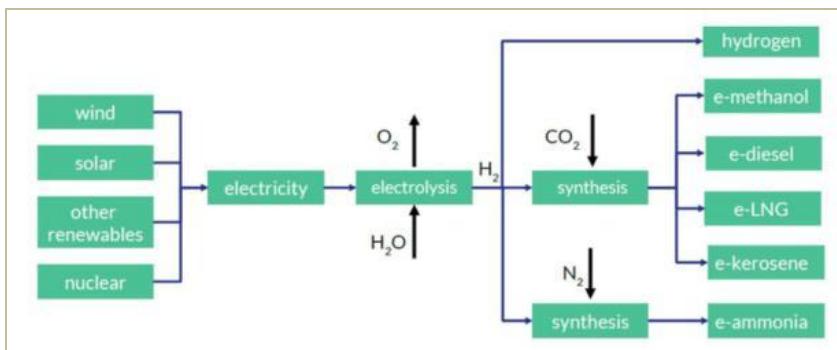


Figura 4.23 – Rappresentazione schematica sul ruolo rilevante dell'idrogeno e degli e-fuels (fonte TNO)

Per applicazioni a lungo termine, invece, il metanolo e l'ammoniaca sono visti come una possibilità per la produzione di idrogeno verde “on board” (deidrogenazione) o per l’uso diretto nelle celle a combustibile di tipo SOFC e DMFC.

Tuttavia, anche nel settore marittimo, l'idrogeno resta il combustibile su cui attualmente si punta per un significativo contributo al processo di decarbonizzazione.

Nella Figura 4.24 è riportato uno schema in cui è possibile osservare la maturità tecnologica e la possibile penetrazione sul mercato della tecnologia Fuel Cell nei diversi mezzi di trasporto, tra cui anche quello navale. Quest'ultimo, insieme al trasporto aereo, risulta essere in ritardo rispetto alle altre tipologie di veicoli, raggiungendo un'accettabilità del mercato di massa intorno al 2038 o 2050 a seconda che si valuti rispettivamente uno scenario più ottimistico o uno scenario più conservativo.

La portata degli investimenti necessari per la realizzazione delle infrastrutture nel settore marittimo è decisamente enorme e il ritmo con cui tale settore si può decarbonizzare dipende molto dalla velocità con cui i porti saranno in grado di immagazzinare quantità sufficienti di idrogeno verde e di combustibili a base di idrogeno.

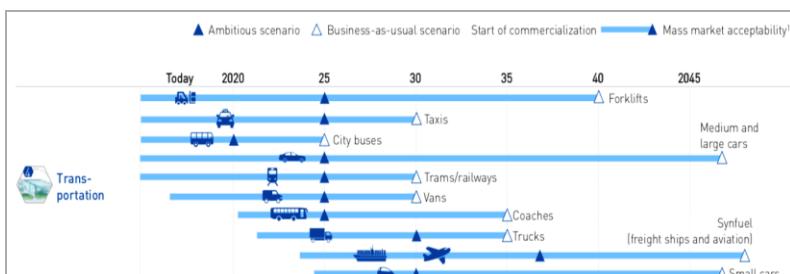


Figura 4.24 – Prospettive sull'andamento dei veicoli a FC nel mercato (fonte: Hydrogen Europe)

Nella (Figura 4.25) sono mostrate, invece, le tecnologie più adeguate ai diversi mezzi di trasporto. Si nota che per mezzi aerei e navali i combustibili sintetici (e-fuels) a base di idrogeno rappresentano la principale possibilità di decarbonizzazione.

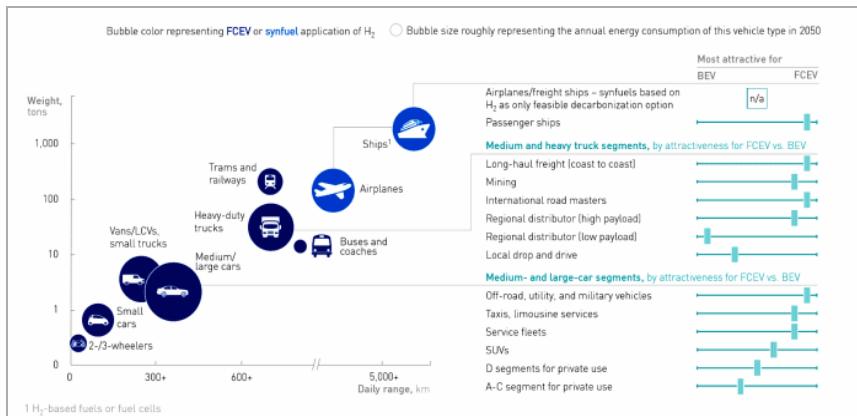


Figura 4.25– Confronto tra la tecnologia a batterie e le FC per i diversi mezzi di trasporto (fonte: Hydrogen Europe)

L'utilizzo dell'idrogeno nel settore portuale/navale deve confrontarsi, infatti, con le principali barriere tecnico-economiche che ne hanno ostacolato, l'adozione su larga scala. Principalmente, i costi e la bassa densità volumetrica, che rende complicato lo stoccaggio dell'idrogeno rispetto ad altri combustibili ed in secondo luogo l'assenza di un quadro normativo specifico. A ciò si aggiunge anche un'ulteriore difficoltà legata alla normativa sulle stazioni di rifornimento di idrogeno (HRS) che ad oggi, essendo relativa all'autotrazione, risulta difficilmente adattabile alle aree portuali, soprattutto a causa delle elevate distanze di sicurezza richieste che comportano la disponibilità di un'area dedicata particolarmente vasta. Un ulteriore effetto a cascata è legato alla lunga vita utile delle navi (Figura. 4.27) che ritarda l'introduzione di motori che utilizzino combustibili alternativi.

Il tutto si ripercuote sulle politiche di gestione dei porti che a loro volta mostrano incertezza nell'investire in infrastrutture di stoccaggio e bunkeraggio di combustibili alternativi.

A causa delle motivazioni sopra esposte l'impiego dell'idrogeno all'interno dei porti si può configurare come un intervento a medio-lungo termine, che però necessita di essere programmato attraverso una politica di introduzione graduale: navi a breve distanza e navi interne, per le quali l'idrogeno già oggi può realmente rappresentare un'opzione conveniente e che tendenzialmente sono già viste come quelle che daranno il via alla transizione.

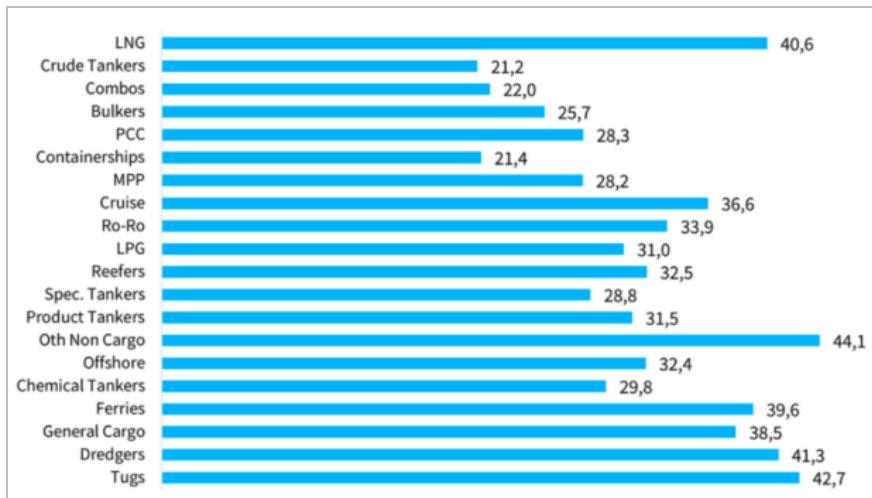


Figura 4.27 – Età media (in anni) di 20 tipi di nave

(Fonte: elaborazione Hydrogen Europe basata su dati del Clarksons World Fleet Register)

Attualmente gran parte della produzione e del consumo industriale di idrogeno avviene nei porti o nelle immediate vicinanze. I maggiori

consumatori di idrogeno provengono dalla raffinazione del petrolio, dall'ammoniaca e dalle industrie chimiche, che insieme utilizzano circa il 90% di tutto l'idrogeno prodotto ogni anno nell'UE, e molti di questi impianti si trovano proprio nei porti dell'UE.

Per esempio, 5 hub industriali nei porti belgi e olandesi (Anversa, Zelanda, Rotterdam, IJmond e Delfzijl) producono una domanda di idrogeno di 1,7 Mt all'anno, pari a circa il 20% dell'attuale consumo totale dell'UE. La maggior parte di questo idrogeno è spesso prodotto localmente, da gas naturale attraverso il reforming del metano, per cui si produce il cosiddetto "idrogeno grigio".

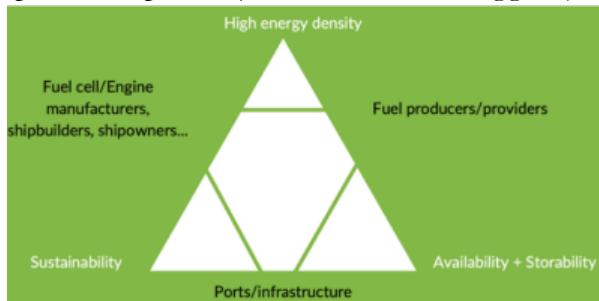
Proprio l'idrogeno grigio, quindi, può rappresentare una importante opportunità in quanto dovrà gradualmente essere sostituito con idrogeno verde, ovvero prodotto tramite elettrolisi da fonti energetiche rinnovabili.

Sono molte le aree portuali che dispongono di strutture industriali relative ai cosiddetti settori *hard-to-abate*, come ad esempio l'industria siderurgica che guarda sempre più all'idrogeno come opzione per la decarbonizzazione. Per cui riuscire ad avere un grande centro di domanda di idrogeno nei porti rende possibile lo sviluppo di una catena di approvvigionamento di idrogeno pulito.

Inoltre, un'altra possibile applicazione dell'idrogeno può essere l'utilizzo come carburante per i veicoli usati per la movimentazione dei materiali nei terminal portuali, questo consentirebbe di avviare un processo di decarbonizzazione delle operazioni portuali, potendo contare sui progressi che l'idrogeno e le celle a combustibile hanno già raggiunto nell'ambito della mobilità su gomma e contribuendo ad aumentare ulteriormente la domanda di idrogeno pulito. Tra i veicoli che possono utilizzare l'idrogeno come carburante vi sono: mezzi di servizio, gru mobili, carrelli elevatori, trattori, mezzi per la raccolta dei rifiuti, ecc.

Da quanto finora espresso si deduce che i porti sono intrinsecamente dei sistemi con elevate potenzialità per diventare degli hub dell'idrogeno o delle "Hydrogen Valleys", dove l'idrogeno può essere prodotto o importato, immagazzinato e distribuito per l'uso in diverse

applicazioni. Fondamentale a questo proposito riuscire a costruire, per l'ambito portuale, un processo di sviluppo dell'infrastruttura dell'idrogeno contraddistinto da sostenibilità, scalabilità (ovvero applicabile in più realtà portuali) e facilità di stoccaggio (criterio della



tripla S: *sustainability, scalability and storability*, Figura 4.28)

Figura 4.28 – Collaborazione necessaria per soddisfare il criterio della tripla S (densità energetica, sostenibilità, disponibilità e facilità di stoccaggio)

4.4 Trasporto aereo

Secondo lo studio *Hydrogen-powered Aviation* (Clean Sky 2 and Fuel Cells & Hydrogen 2 Joint Undertakings, 2020), il trasporto aereo è responsabile di circa il 3-7% delle emissioni globali di CO₂. Infatti, i motori a combustione degli aerei emettono 3,15 kg di CO₂ per ogni kg di cherosene bruciato in volo: una quota consistente di carbonio che permane per 50-100 anni nell'atmosfera superiore.

Occorre ricordare che, negli ultimi tre decenni, l'aviazione è migliorata dal punto di vista del rapporto passeggero/emissioni, grazie all'incremento della densità dei passeggeri e ad alcuni miglioramenti operativi, come motori più efficienti. D'altra parte, però, l'aumento della domanda di viaggi aerei ha causato un notevole incremento generale delle emissioni di CO₂. La stessa ricerca stima che solo dal 2015 al 2020 siano cresciute del 34%, con un trend in aumento. Considerando che il Green Deal europeo pone l'obiettivo di arrivare alla neutralità carbonica nel 2050, anche la transizione energetica dell'aviazione risulta quanto mai urgente.

Tra le opzioni di decarbonizzazione, è annoverata la compensazione delle emissioni del trasporto aereo con attività “carbon-negative”. Tuttavia, nel futuro scenario a zero emissioni questo sarebbe possibile solo con attività come cattura e sequestro CO₂ emessa dai voli e il suo reimpiego sotto forma di altro materiale.

In realtà, le soluzioni attualmente più concrete per l'aviazione sono l'uso di carburanti sostenibili (SAF, Sustainable Aviation Fuel) e l'idrogeno. Ma se i SAF possono essere una soluzione a breve termine, l'aereo a idrogeno costituisce invece una risposta per azzerare le emissioni di carbonio nel settore dell'aviazione su un piano temporale più ampio.

Tra i SAF per l'aviazione i più sviluppati sono i biocarburanti ricavati da biomasse e rifiuti, i biocarburanti avanzati sintetizzati da materie prime solide, e i sin-carburanti, ossia carburanti sintetizzati a partire da H₂ e CO₂. Il loro impiego non porta però all'azzeramento delle emissioni, poiché utilizzando i SAF la CO₂ non viene del tutto eliminata. Inoltre, è importante evidenziare che l'offerta dei SAF non è sufficiente a rispondere alla richiesta del trasporto aereo: essendo dipendenti dalle materie prime agricole, infatti, è difficile produrne in grandi quantità, per cui rispetto al prezzo del carburante di origine fossile, i SAF costano tre volte di più, facendo crescere conseguentemente l'incidenza del costo del carburante sui biglietti. Serve dunque una politica d'incentivazione che aiuti a sostenerne l'introduzione del SAF nel breve termine, focalizzando l'attenzione sull'idrogeno nel medio-lungo termine.

La relazione ReFuelEu adottata dal Parlamento Europeo ha infatti incluso l'idrogeno come carburante nella definizione di SAF: un passo avanti che segna la crescente importanza di questo combustibile nel mondo dell'aviazione.

Anche gli aeroporti, così come i porti, possono essere visti come sistemi in cui l'energia sarà prodotta, accumulata, distribuita e utilizzata in maniera efficiente.

Gli aeroporti si trasformano quindi in hub o hydrogen valley dove l'idrogeno, ancor prima di essere impiegato come propulsore per gli aerei, può alimentare una serie di servizi a terra riducendo così il loro impatto ambientale; tra questi: carrelli elevatori, mezzi per traino bagagli, bus navetta o rimorchiatori. Grazie a camion con cisterne ad alte prestazioni, l'H₂ liquido può essere poi trasportato direttamente sulla pista per il rifornimento dell'aeromobile.

Anche a bordo dell'aereo, l'idrogeno può essere utilizzato inizialmente per alimentare i servizi ausiliari quali i sistemi di volo, i sistemi di comunicazione nella cabina di pilotaggio, l'illuminazione, il riscaldamento e la refrigerazione.

Solo successivamente può diventare il carburante per la propulsione del velivolo attraverso la combustione diretta o alimentando una cella a combustibile.

Nonostante la sua bassa densità volumetrica rispetto al cherosene o ai SAF richieda aeromobili con serbatoi più grandi e modifiche strutturali alla catena di approvvigionamento energetico dell'aeroporto, l'idrogeno, essendo totalmente green, rappresenta una soluzione con elevati potenziali su cui vale la pena puntare nonostante la strada non sia semplice e le prospettive siano a medio-lungo termine [19].



Figura 4.30 – Fornitura globale di combustibili a basse emissioni nella NZE [2]

Per sostenere tali prospettive è necessario che vengano sviluppate, testate e adeguatamente dimostrate le tecnologie chiave, ovvero FC ad alta potenza (almeno 1,5 MW per la propulsione di piccoli aerei commerciali) nonché tecnologie chiave per i sistemi di stoccaggio (serbatoi a bordo) e di alimentazione.

L'uso di FCH nelle applicazioni aeronautiche è già in fase di test in progetti dimostrativi in diversi casi d'uso. Tuttavia, a causa delle sfide

uniche poste dall'aviazione (vale a dire richieste di energia estremamente elevate), i progetti fino ad oggi si concentrano su velivoli leggeri a guida autonoma (UAV-Unmanned Aerial Vehicle) e su aerei passeggeri di piccola scala (<5 passeggeri).

Tenuto conto che l'aeronautica è uno dei principali settori ad alta tecnologia dell'UE sul mercato globale, con aziende aeronautiche leader a livello mondiale (AIRBUS, SAFRAN, istituti di ricerca come DLR), l'Europa potrebbe svolgere un ruolo fondamentale nel guidare la trasformazione dell'aviazione per ridurre le emissioni.

Di seguito sono riportate le diverse tecnologie che potrebbero scendere in campo nell'utilizzo dell'idrogeno nella roadmap di decarbonizzazione:

- Cella a combustibile con stoccaggio liquido/gassoso per voli regionali
- Celle a combustibile ad alta potenza ($>1\text{MW}$) che utilizzano idrogeno liquido per la propulsione a corto raggio
- Turbine specifiche a idrogeno liquido per voli a corto-medio-lungo raggio
- Energia non propulsiva per i servizi di bordo

Dovrebbero pertanto essere stabiliti forti sinergie tra le tecnologie chiave e le infrastrutture, quali:

- Stoccaggio a bordo di idrogeno liquido
- Tecnologia delle celle a combustibile
- Ricerca sulla combustione di idrogeno a basso TRL (sinergia con il settore stazionario nello sviluppo di turbine)
- Infrastrutture aeroportuali e tecnologie/procedure di rifornimento

Infine, l'idrogeno può anche essere considerato come base per il combustibile liquido attraverso percorsi Power-to-Liquid.

Riferimenti on-line e bibliografici:

- [1] *Strategia Nazionale Idrogeno Linee Guida Preliminari*
- [2] *Net Zero by 2050 – A Roadmap for the Global Energy Sector – Revised version October 2021*
- [3] *Le emissioni dal trasporto stradale in Italia – ISPRA Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale*
- [4] https://www.ansa.it/canale_motori/notizie/analisi_commenti/2022/06/29/trasporto-merci-in-italia-cresce-la-percentuale-su-gomma_346ef747-817e-44b8-a29f-c85fd tcb946e.html
- [5] *18° Rapporto sulla mobilità degli italiani 30-11-2021*
- [6] Disponibile online: <https://www.jato.com/h1-2022-europe-by-segments/>
- [7] Disponibile online: <https://www.anfia.it/en/automobile-in-cifre-statistical-yearbook/italy-statistics/motor-vehicles-in-use>
- [8] Severin Hänggi, Philipp Elbert, Thomas Büttler, Urs Cabalzar, et al. *A review of synthetic fuels for passenger vehicles.* Energy Reports 5 (2019) 555–569.
<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.04.007>
- [9] Falfari, S.; Bianchi, G.M. *Concerns on Full Electric Mobility and Future Electricity Demand in Italy.* Energies 2023, 16, 1704.<https://doi.org/10.3390/en16041704>
- [10] *Scenari e prospettive dell'idrogeno verde in Emilia-Romagna - Transizione Energetica – Edizione Ottobre 2022 a cura di ART-ER Attrattività Ricerca Territorio*
- [11] *Fuel Cells Hydrogen Trucks – Heavy-Duty's High Performance Green Solution – December 2020 - FCH 2 JU*
- [12] *H2Review – The view on 2023*
- [13] *Strategic Research and Innovation Agenda- Final Draft October 2020 – Hydrogen Europe*
- [14] <https://www.rfi.it/it/rete/la-rete-oggi.html>
- [15] https://www.fnmgroup.it/h2iseo_hydrogen_valley/
- [16] <https://www.clarksons.net/wfr/>
- [17] <https://tractebel-engie.com/en/news/2019/400-mw-offshore-hydrogen-production-takes-system-to-new-levels>
- [18] *How hydrogen can help decarbonize the maritime sector - Policy paper, June 2021, Hydrogen Europe*
- [19] <https://www.AirLiquide.com>

5. Veicoli elettrici ed infrastrutture di ricarica

5.1 Tipi di veicoli elettrici

La principale alternativa alle motorizzazioni ICE tradizionali è costituita dai veicoli elettrici ibridi, ossia dotati sia di un motore termico che elettrico, o esclusivamente elettrici. Si possono distinguere le seguenti categorie:

1. veicolo ibrido MHEV e FHEV dotato di una batteria che si ricarica solo in fase di decelerazione o frenata (HEV - hybrid electric vehicle),
2. veicolo ibrido ricaricabile, alla stregua degli HEV, ma con la batteria direttamente caricabile alla presa (PHEV - plug-in hybrid electric vehicle),
3. veicoli elettrici a batteria (BEV - battery electric vehicle)
4. veicoli elettrici a celle a combustibile (FCEV o HFCEV - hydrogen fuel cell electric vehicle)

5.1.1 I veicoli ibridi

I veicoli ibridi sono dotati sia di un motore termico che di un motore elettrico.

Nel caso dei veicoli MHEV e FHEV il motore elettrico viene ricaricato dal motore a combustione interna e dalla frenata rigenerativa. Le prestazioni della batteria e del motore consentono di guidare in modalità elettrica per brevi percorsi. Questa tecnologia rappresenta un'opzione adatta per la transizione iniziale verso i BEV. Questo perché

l'infrastruttura di ricarica si sta diffondendo e la tecnologia di produzione è matura.

La tecnologia PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle), pur prevedendo la coesistenza di un motore a combustione interna e di un motore elettrico, consente di ricaricare la batteria sia internamente, sfruttando l'energia cinetica generata durante la marcia, in particolare nelle fasi di frenata, andatura costante in discesa e decelerazione, sia esternamente tramite una presa di corrente (plug-in), collegando il veicolo a un sistema di ricarica domestico o a una stazione di ricarica pubblica. Rispetto alle tecnologie MHEV (Mild Hybrid Electric Vehicle) e FHEV (Full Hybrid Electric Vehicle), un veicolo ibrido plug-in è in grado di raggiungere velocità superiori e percorrere distanze più lunghe utilizzando esclusivamente l'energia elettrica. Tuttavia, questa soluzione presenta alcune criticità, tra cui un incremento del peso dovuto al pacco batterie e la necessità di un adeguamento, seppur minimo, delle infrastrutture elettriche, che potrebbero subire un sovraccarico [1]. Questa tecnologia può essere collocata in una ipotetica seconda fase di transizione, caratterizzata dalla predominanza dei veicoli MHEV e FHEV nel parco auto circolante e da una produzione elettrica largamente basata su risorse sostenibili.

I veicoli ibridi MHEV e FHEV non consentono l'utilizzo di vettori energetici diversi dai combustibili impiegati nei tradizionali veicoli a motore termico (ICE). Per tale ragione, risulta opportuno promuoverne la diffusione sul mercato anche attraverso l'impiego, seppur limitato, di biocombustibili. Questi ultimi, nel breve termine, potrebbero essere ottenuti da rifiuti, come biogas o syngas prodotti rispettivamente dalla decomposizione organica di scarti con elevato contenuto di acqua e azoto, oppure con bassa umidità ed elevato contenuto di carbonio, in un'ottica di economia circolare (fonte: GSE).

5.1.2 I veicoli elettrici BEV

I veicoli BEV sono veicoli elettrici privi di motore a combustione interna. La propulsione è data da un motore elettrico che utilizza

l'energia accumulata nella batteria di trazione. Le batterie più utilizzate nei veicoli elettrici sono batterie agli ioni di litio o ai polimeri di litio. La ricarica viene effettuata tramite connessione alle apposite colonnine di varia potenza. Alcune di queste erogano corrente alternata, altre corrente continua. La ricarica è effettuata anche dal recupero di energia in frenata (freno rigenerativo), che trasforma l'energia dell'auto durante la frenata in energia che può aumentare l'autonomia del veicolo soprattutto in un contesto urbano. L'autonomia di un veicolo elettrico puro dipende principalmente dalla capacità della batteria di trazione.

L'utilizzo dei veicoli BEV è considerato attualmente la soluzione più rapida ed efficace per la decarbonizzazione, grazie all'abbattimento delle emissioni che comporta [2]. Gli aspetti principalmente limitanti di questa tecnologia sono rappresentati dal costo elevato, se rapportato al costo di un veicolo ICE di pari taglia, determinato dal costo elevato della batteria e dall'autonomia della batteria stessa. Si confida nel medio termine sul progresso tecnologico volto ad incrementarne la densità energetica (Wh/kg), l'affidabilità (numero di cicli di carica e scarica) e l'impatto ambientale (estrazione del Litio e del Cobalto). A tal proposito i costruttori di veicoli stanno sviluppando filoni di ricerca sulle celle al litio a elettrolita solido e l'eliminazione del Cobalto dalle stesse al fine di rendere più competitivi i BEV sul mercato [3]. Orangi et al., prevedono il raggiungimento della parità di costo tra BEV e ICEV nella seconda metà di questo decennio, a condizione di una capacità installata totale di 3500-4100 GWh/anno. I fattori che influenzano queste riduzioni dei costi si evolvono nel tempo, con un'importanza storica attribuita ai risparmi sui materiali dei catodi e un'importanza futura prevista per la minimizzazione dei tassi di scarto. Di pari passo, la ricerca si sta concentrando sulla riduzione della propagazione della fiamma ed il controllo stabile della reazione di Thermal Runaway (TR) [4].

Un ulteriore aspetto attualmente limitante è l'inadeguata presenza di punti di ricarica per questa tipologia di veicoli, sia in ambito privato che pubblico dovuta prevalentemente all'instabilità indotta nelle reti elettriche per via degli elevati assorbimenti localizzati difficilmente supportabili con le attuali infrastrutture. Non sono, poi, da trascurare alcuni aspetti legati alla sicurezza in caso d'incendio. La stabilità dei

pacchi batterie e l'interazione con il veicolo sono oggetti di ricerca e di studio. I principali studi concordano sul paragonare la produzione termica (Heat Release Rate) tra veicoli elettrici e veicoli alimentati da combustibili fossili (gasolio, benzina); mentre viene sottolineata la differenza in termini di rilasci di sostanze tossiche (HF, HCl, HCN...), prodotte durante l'evoluzione dell'incendio di tali sistemi [5–7].

5.1.3 I veicoli a idrogeno: FCEV e HICEV

Occorre distinguere due tipi di veicoli ad idrogeno, quelli in cui l'idrogeno viene utilizzato come combustibile interno, alla stregua di un motore termico (HICEV: Hydrogen Internal Combustion Engine Vehicle), e quelli, invece, in cui l'idrogeno viene utilizzato per alimentare una cella a combustibile al fine di produrre energia con cui alimentare il motore elettrico (FCEV e HFCEV Fuel Cell Electric Vehicle). HICEV utilizzano un motore termico per bruciare idrogeno, mentre FCEV sfruttano celle a combustibile per alimentare un motore elettrico. Il primo tipo è, quindi, costituito da veicoli dotati di un motore in grado di convertire l'energia chimica dell'idrogeno in energia meccanica. Tale soluzione, è scarsamente utilizzata, per motivi di costi e di difficoltà di approvvigionamento.

L'idrogeno, infatti, seppur molto abbondante in natura, necessita di processi di elettrolisi per essere separato dalle molecole di ossigeno con cui comunemente si lega e, pertanto, la sua disponibilità come carburante è legata a processi di produzione che richiedono l'utilizzo di un notevole quantitativo di energia. I costi elevati di tali processi e le necessarie valutazioni sulla fonte rinnovabile o meno dell'energia utilizzata, per l'elettrolisi, hanno fino ad oggi reso tale soluzione, seppur interessante dal punto di vista scientifico, di non immediata realizzazione [8]. Questo tipo di veicoli, pertanto, è studiato da decenni a livello prototipale ma non ha mai raggiunto la fase di commercializzazione.

Nel secondo caso, invece, si tratta di veicoli elettrici con celle combustibili (FCEV e HFCEV), dotati cioè di un motore elettrico e di una batteria di dimensioni molto ridotte rispetto a una BEV. La cella a combustibile è un dispositivo in grado di convertire l'idrogeno molecolare caricato con il rifornimento e l'ossigeno prelevato dall'aria, in elettricità. A differenza degli HICEV i rendimenti globali del sistema sono nettamente superiori e questa peculiarità li rende maggiormente attratti, senza contare che non implicando una combustione "termica" le emissioni vengono totalmente abbattute, con rilascio di calore e acqua (sottoprodotti). I tempi di ricarica sono paragonabili agli ICE, quindi più vantaggiosi dei BEV, senza contare l'indipendenza economica e geopolitica derivante dal non necessitare della presenza degli elementi costituenti le batterie al litio. Attualmente la limitazione principale risiede nella bassa efficienza nella produzione da risorse sostenibili e da problematiche inerenti allo stoccaggio (la bassa densità del gas si traduce in elevati ingombri e ridotta autonomia). Habib et al., hanno mostrato che il reforming del metano a vapore è il metodo di produzione più consolidato e conveniente, con un costo di 1,3-1,5 dollari/kg di H₂ e un'efficienza del 70-85%, ma genera CO₂. La gassificazione della biomassa costa 1,25-2,20 dollari/kg di H₂ e la pirolisi 1,77-2,05 dollari/kg di H₂, offrendo opzioni rinnovabili. Tuttavia, la biofotolisi ha attualmente costi elevati, pari a 1,42-2,13 dollari/kg di H₂, a causa dei bassi tassi di conversione che richiedono reattori di grandi dimensioni. La miscelazione di H₂/NH₃ potrebbe consentire una combustione priva di carbonio, favorendo la neutralità del carbonio, ma è fondamentale ridurre al minimo i NOx risultanti [8].

La ricerca sta tentando di risolvere questi aspetti sviluppando celle a combustibile in grado di utilizzare il metano o l'ammoniaca (SOFC per autotrazione) per produrre elettricità.

Attualmente vi sono pochissimi modelli di auto FCEV disponibili sul mercato (Toyota Mirai (JP10)

Toyota Mirai (JP10), Hyundai Nexo, Honda CR-V e:FCEV), con una presenza non rilevante in strada in Italia e non solo, anche per la ridottissima presenza di distributori di idrogeno sulla rete stradale

(aperti attualmente, ENI SpA Mobility – Mestre (VE)- SASA SpA – Bolzano; in previsione altri 34 stazioni di rifornimento).

La sostenibilità della produzione di idrogeno come carburante, inevitabilmente, incide sulla sostenibilità del veicolo a celle combustibili, che seppur non producendo direttamente emissioni, potrebbe impattare negativamente sull'ambiente qualora l'idrogeno che lo alimenta non derivasse da fonti sostenibili.

Lo sviluppo di tali tecnologie per poterne consentire un maggior impiego richiede, inoltre, un incremento del sistema di trasporto e distribuzione dell'idrogeno sul territorio nazionale.

5.2 Infrastrutture di ricarica

5.2.1 Infrastrutture di ricarica per l'idrogeno

La normativa di riferimento per la progettazione di impianti di ricarica per l'idrogeno è costituita dal Decreto Ministeriale del 23 Ottobre 2018: “*Regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione*” sottoscritto dai Ministeri dell’Interno e delle Infrastrutture e dei Trasporti.

Tale decreto, introducendo un approccio innovativo in cui le analisi di prospettiva sono supportate da un’adeguata analisi dei rischi, consente l’utilizzo di pressioni, oggi consuete, fino a 700 bar e garantisce un miglior allineamento con la norma tecnica ISO 19880.

Nell’ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, inoltre, è prevista una specifica finalità di investimento volta a incrementare l'idrogeno per il trasporto stradale. In particolare, la componente M2C2 all’investimento 3.3 prevede la “*sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale*” con uno stanziamento di risorse pari a 230 milioni di euro. La sperimentazione consiste nello sviluppo di 40 stazioni di rifornimento

di idrogeno per i veicoli leggeri e pesanti coerentemente con la direttiva 2014/94/UE e prevede l’aggiudicazione degli appalti pubblici entro il 31 marzo 2023. A tal proposito il MIT ha emanato il 1° luglio 2022 un decreto ministeriale sull’ attuazione della suddetta sperimentazione contenente le modalità di realizzazione dell’investimento stanziauto (pubblicato in GU n. 250 del 22.10.2022) a cui è seguito un D.D. nel novembre 2022 (n. 113 del 10/11/2022).

5.2.2 Infrastrutture di ricarica per l’elettrico

Lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici è regolamentato dalla Direttiva 2014/94/UE (anche detta DAFI, Alternative Fuel Infrastructure Directive), recepita a livello nazionale dal decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257. Tale quadro normativo è basato sul principio che lo sviluppo e l’esercizio delle infrastrutture di ricarica in luoghi pubblici accessibili dovrebbero essere ispirati ai principi di un mercato concorrenziale con accesso aperto a tutti i soggetti che possiedono e gestiscono punti di ricarica in luoghi aperti al pubblico.

In tale ottica, pertanto, per il proprietario di un veicolo elettrico risulta possibile effettuare la ricarica in qualsiasi punto “senza dover stipulare un contratto con il fornitore di energia elettrica o gli operatori di ricarica”, quindi con mezzi di pagamento ordinari. D’altra parte, i distributori di energia elettrica, hanno l’obbligo di cooperare su base non discriminatoria con qualsiasi operatore dei punti di ricarica accessibili al pubblico, e per gli operatori dei punti di ricarica accessibili al pubblico, è introdotta l’assunzione che sono considerati, ai fini dell’applicazione delle accise e quindi del servizio di misura dell’energia elettrica, come consumatori finali dell’energia elettrica utilizzata per la ricarica dei veicoli elettrici.

Inoltre, il decreto legislativo 257/2016 dispone che il Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica (PNIRE), previsto dall’articolo 17-septies, del decreto-legge 22 giugno

2012, n. 83 (convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134), costituisca la sezione relativa all'energia elettrica del Quadro strategico nazionale per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi nel settore dei trasporti e la realizzazione della relativa infrastruttura.

Si segnala inoltre che il decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77 convertito in Legge 29 luglio 2021, n. 108, stabilisce all'art. 32 – ter, prevede modifiche all'articolo 57 del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76 (convertito, con modificazioni, dalla legge 11 settembre 2020, n. 120), in merito all'installazione delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici ad accesso pubblico. In pratica l'installazione delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici ad accesso pubblico non è soggetta al rilascio del permesso di costruire ed è considerata attività di edilizia libera.

Anche per l'installazione di stazioni di ricarica destinate ai veicoli elettrici Il PNRR ha riservato uno stanziamento di 713 milioni di euro con la definizione della Missione 2, Componente 2, Investimento 4.3. Il MASE con due diversi decreti attuativi sta disciplinando le modalità di accesso ai finanziamenti finalizzati ad installare entro fine 2025 almeno 7.500 infrastrutture di ricarica super-rapida sulle strade extraurbane, escluse le autostrade, e 13.755 infrastrutture di ricarica veloci nelle città per un totale di circa 21 mila stazioni di ricarica.

L'investimento del PNRR è destinato a finanziare fino al 40% dei costi di realizzazione delle stazioni di ricarica, che dovranno essere distribuite secondo una base uniforme, dunque con un livello minimo di infrastrutture di ricarica per area privilegiando l'utilizzo di stazioni di servizio e aree di sosta esistenti. Sulle superstrade sono previste infrastrutture super veloci (da 175kW), per garantire ricariche in tempi brevi per itinerari di lunga percorrenza, privilegiando l'installazione presso stazioni di servizio esistenti e aree di parcheggio esistenti. Il decreto riguardante le colonnine nei centri urbani (da almeno 90kW), tiene, invece, conto nella definizione dei criteri dell'attuale parco circolante, della disponibilità di rimesse, parcheggi, box auto privati, della qualità dell'aria, dell'attuale penetrazione di auto elettriche, della vocazione turistica dei comuni.

Dovrebbe essere in via di definizione, il Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, che abroga la direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, considerato che è in via di definizione l'approvazione sia del Parlamento che del Consiglio Europeo.

La Commissione, infatti, ha svolto una valutazione ex post della direttiva sopra citata, riscontrando che la stessa non collima con gli obiettivi europei al 2030; in particolare, la Commissione ha riscontrato carenze in merito:

- alla pianificazione finalizzata alla realizzazione delle infrastrutture da parte degli Stati membri;
- all'interoperabilità;
- alla carenza di informazioni trasparenti per i consumatori e di sistemi di pagamento comuni,

costituendo un ostacolo alla crescita necessaria del mercato dei veicoli, delle navi e, in futuro, degli aeromobili a basse emissioni e a zero emissioni.

La proposta è coerente con le altre iniziative politiche del pacchetto Fit for 55 ed integra in particolare:

- i. i regolamenti che fissano livelli di prestazione in materia di emissioni di CO₂ delle autovetture nuove e dei veicoli commerciali leggeri nuovi, nonché dei veicoli pesanti;
- ii. la proposta legislativa per la definizione di nuovi livelli di prestazione in materia di emissioni di CO₂ eq delle autovetture nuove e dei veicoli commerciali leggeri nuovi dopo il 2020, anch'essa parte del pacchetto Fit For 55 .

Il regolamento è altresì sinergico con la revisione della direttiva sulla promozione dell'energia da fonti rinnovabili (Direttiva (UE) 2018/2001), la proposta di regolamento del Parlamento europeo e del

Consiglio per assicurare la parità di condizioni ai fini di un trasporto aereo sostenibile (iniziativa RefuelEU Aviation - COM(2021) 561, Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sulla garanzia di condizioni di parità per un trasporto aereo sostenibile) e la proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sull'uso di combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nel trasporto marittimo (iniziativa FuelEU Maritime - COM(2021) 562, Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sull'uso di combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nel trasporto marittimo), che stabiliscono obblighi per l'offerta e la domanda di carburanti rinnovabili e a basse emissioni di carbonio per il trasporto. Ognuno di questi strumenti promuove un aumento dell'offerta o della domanda di combustibili alternativi sostenibili in uno o più modi di trasporto.

Per l'infrastruttura di ricarica elettrica per i veicoli leggeri garantiscono una copertura minima di punti di ricarica accessibili al pubblico per i veicoli leggeri sulla rete stradale del loro territorio. A tale fine, gli Stati membri provvedono affinché nell'ambito della rete centrale e globale TEN-T, per ciascun senso di marcia, siano realizzati gruppi di stazioni di ricarica accessibili al pubblico per i veicoli leggeri e pesanti a una distanza massima di 60 km tra loro, rispettivamente entro il 2025 e il 2030.

Il succitato Regolamento prevede che gli Stati membri adottino le misure necessarie affinché entro il 1° gennaio 2030:

- a) i porti marittimi della rete centrale TEN-T e della rete globale TEN-T in cui il numero medio annuo di scali effettuati negli ultimi tre anni da navi portacontainer adibite alla navigazione marittima di stazza lorda superiore a 5.000 tonnellate è superiore a 50 dispongano di potenza di uscita da terra sufficiente a soddisfare almeno il 90 % di tale domanda;
- b) i porti marittimi della rete centrale TEN-T e della rete globale TEN-T in cui il numero medio annuo di scali effettuati negli ultimi tre anni da navi ro-ro da passeggeri e unità veloci da

- passeggeri adibite alla navigazione marittima di stazza lorda superiore a 5 000 tonnellate è superiore a 40 dispongano di potenza di uscita da terra sufficiente a soddisfare almeno il 90 % di tale domanda;
- c) i porti marittimi della rete centrale TEN-T e della rete globale TEN-T in cui il numero medio annuo di scali effettuati negli ultimi tre anni da navi passeggeri diverse da navi ro-ro da passeggeri e unità veloci da passeggeri di stazza lorda superiore a 5 000 tonnellate è superiore a 25 dispongano di potenza di uscita da terra sufficiente a soddisfare almeno il 90 % di tale domanda.

Gli Stati membri provvedono, inoltre, affinché i gestori aeroportuali di tutti gli aeroporti della rete centrale TEN-T e della rete globale TEN-T assicurino la fornitura di elettricità agli aeromobili in stazionamento:

- a) entro il 1° gennaio 2025, presso tutti i gate utilizzati per operazioni di trasporto aereo commerciale;
- b) entro il 1° gennaio 2030, presso tutte le postazioni remote utilizzate per operazioni di trasporto aereo commerciale.

Infine, il Regolamento prevede che entro il 1° gennaio 2024, ciascuno Stato membro elabori e trasmetta alla Commissione un progetto di quadro strategico nazionale per lo sviluppo del mercato per quanto riguarda i combustibili alternativi nel settore dei trasporti e la realizzazione della relativa infrastruttura.

5.2.3 Caratteristiche delle infrastrutture di ricarica elettrica

Le infrastrutture di ricarica si distinguono in quelle:

- a ricarica “lenta” (3kVA), da installare nei luoghi ove il veicolo sosta per periodi di tempo prolungati (ad esempio casa, luogo di lavoro)

- a ricarica rapida da installare nei luoghi di sosta breve (stazioni di rifornimento).

Il sistema di ricarica per veicoli a trazione prevalentemente (PHEV) o esclusivamente elettrica (BEV) può essere di diversi tipi, ma le scelte tecnologiche principali sono sostanzialmente due [9].

La prima riguarda la collocazione del convertitore,

- a bordo del veicolo (alimentazione in c.a.)
- fisso, nella stazione o colonnina di ricarica omologata (alimentazione in c.c.)

rispettivamente definiti “modo di ricarica 3” e “modo di ricarica 4”, gli unici consentiti in spazi aperti al pubblico.

I modi di ricarica “1” e “2” sono relativi alla ricarica da comuni prese domestiche e industriali).

Il secondo aspetto riguarda il tipo di conversione finale, direttamente AC/DC o DC/DC con precedente conversione AC/DC, soluzione finora utilizzata solo nel caso di mezzi per il trasporto pubblico locale con ricarica veloce e distribuita alle fermate.

Per quel che riguarda la normativa sui sistemi di connessione e le modalità di ricarica, la IEC-61851 è uno standard internazionale elaborato dalla Commissione Elettrotecnica Internazionale (IEC) che disciplina le modalità di ricarica per veicoli elettrici ed è la norma di riferimento per le aree di ricarica.

L'attuale impianto normativo inerente i veicoli elettrici e la infrastruttura di ricarica risulta composto come segue:

- IEC 61851 - Stazioni di ricarica per veicoli elettrici,
- IEC 62196 - Connettori di ricarica,
- IEC 60364 - Norme di installazione,
- IEC 61439-2: Standard di prodotto per apparecchiature assemblate di protezione di manovra per bassa tensione (quadri BT),
- Norme sui sistemi di comunicazione tra veicolo e infrastruttura e tra infrastruttura e rete elettrica,
- Norme sulla sicurezza elettrica dei sistemi di ricarica.

Modalità di ricarica

Per quel che riguarda le modalità di ricarica, la normativa (IEC-61851) prevede 4 modalità:

- “Modo 1” - Ricarica lenta o in ambiente domestico: è ammessa solo in ambienti privati. Il collegamento dell’auto elettrica alla rete di distribuzione dell’edificio avviene attraverso semplici prese domestiche monofase o trifase, con conduttori di terra e di alimentazione (Figura 5.1)
 - Monofase: limite a 230 VAC, 16 A (tempo di ricarica≈ 6÷8h),
 - Trifase: limite a 380 VAC, 16 A (tempo di ricarica≈ 2÷3h).

La ricarica è effettuata tramite una presa a 230 V di tipo comune e corrente fino a 16 A. La presa può essere di formato domestico (ad esempio Schuko) oppure industriale. Non sono previsti sistemi di protezione specifici, né di dialogo fra il veicolo elettrico e la struttura fissa (è necessario che la presa sia protetta a monte da un interruttore differenziale almeno di tipo A, avente corrente differenziale nominale di 30 mA). Il modo di ricarica 1 è utilizzato per le ricariche lente, per lo

più di scooter e minivettture ed è in disuso per le automobili. In Italia è in uso solo in ambito privato.

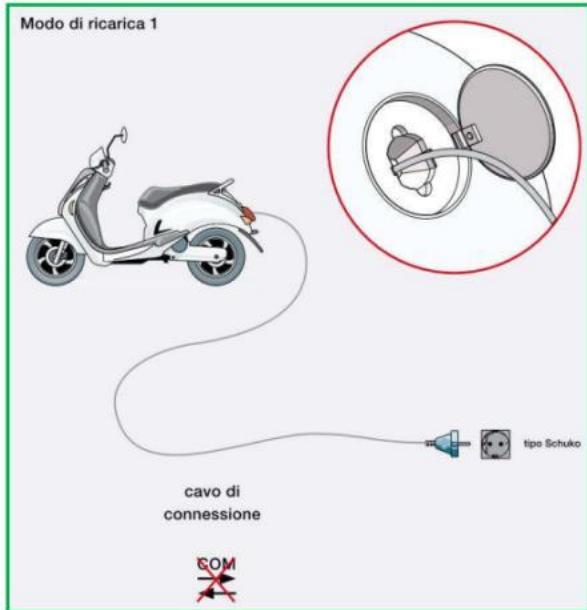


Figura 5.1 - modo di ricarica [10]

“Modo 2” - Ricarica lenta in ambiente privato: sul cavo di alimentazione del veicolo è presente un dispositivo denominato Control Box (Sistema di sicurezza PWM) che garantisce la sicurezza delle operazioni durante la ricarica. In aggiunta a quanto previsto dal “modo 1”, i connettori sono dotati della funzione di controllo pilota, un interruttore di corrente differenziale (prevenzione shock elettrici), un modulo di controllo.

- Monofase: limite a 230 VAC, 32 A (tempo di ricarica \approx 3÷4h),

- Trifase: limite a 380 VAC, 16 A (tempo di ricarica \approx 2÷3h).

Anche il modo 2 consiste nell'alimentazione del veicolo tramite prese e spine di tipo comune 230/400 V (domestiche o industriali sino a 32 A) ma, a differenza del modo 1 ove si usa un semplice cavo passivo, per il modo 2 si utilizza un apposito cavo che include un dispositivo di protezione e controllo (In-Cable Control and Protection Device) conforme alla norma IEC/CEI EN 62752. Tale dispositivo dialoga con il veicolo e lo abilita alla ricarica. Il modo 2 è indicato soprattutto per la ricarica lenta, occasionale o di emergenza, quando non sia disponibile una stazione di ricarica modo 3. Nel caso comune di modo 2 con spina domestica (Schuko) la corrente è limitata a valori bassi (8-10 A) onde evitare pericolosi surriscaldamenti della presa. Come nel caso del modo 1, in Italia è utilizzato solo in ambito privato.

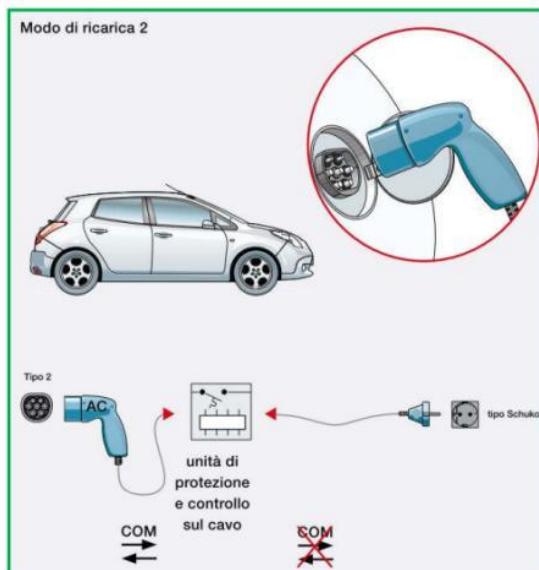


Figura 5.2 - modo di ricarica 2 [10]

“Modo 3” - Ricarica in ambiente domestico e pubblico: sarà con ogni probabilità il modo più diffuso per le aree di ricarica pubbliche, per le quali non a caso è stato già reso obbligatorio. Secondo la normativa, i connettori sono dotati di specifici *pins* per il controllo degli intervalli di corrente e tensione erogabili. La presa di erogazione è disabilitata in assenza di veicoli collegati, mentre il pin “pilota” della spina controlla il dispositivo di sicurezza per l’interruzione della corrente. È anche previsto un cavo dedicato alla comunicazione tra la stazione di ricarica e l’elettronica di bordo dell’auto. La presa di corrente è inoltre dotata, obbligatoriamente, di un sistema di chiusura a sportello che impedisce contatti accidentali:

- Tri-fase: 380VAC, 32 A (tempo di ricarica $\approx 1\div 2$ h),
- Tri-fase: 380VAC, 63 A (tempo di ricarica $\approx 20\div 30$ min).

Il modo 3 si riferisce all’alimentazione del veicolo in corrente alternata 230/400 V tramite stazioni di ricarica installate permanentemente e dotate di apposite prese o connettori specifici per la ricarica dei veicoli elettrici.

La stazione di ricarica effettua specifiche funzioni pilota di controllo del processo di ricarica e di protezione, che comprendono, oltre alla verifica costante della connessione delle masse del veicolo all’impianto di terra, la comunicazione tra la stazione di ricarica e il veicolo. Il sistema di comunicazione è universale e compatibile con tutti i veicoli elettrici (è il cosiddetto protocollo PWM definito nell’Allegato A della stessa IEC/CEI EN 61851-1).

Tramite il segnale PWM la stazione di ricarica comunica al veicolo la massima corrente disponibile tenendo conto della disponibilità della rete e della portata del cavo di connessione attraverso il Resistor Coding integrato nel cavo.

Il veicolo adegua la corrente prelevata all'indicazione del segnale della stazione di ricarica e comunica il proprio stato tramite un valore in tensione.

Il modo 3 è indicato per la ricarica pubblica e privata, lenta o veloce secondo le caratteristiche del veicolo. Nel modo di ricarica 3, il cavo di connessione è permanentemente fissato alla stazione di ricarica, oppure è staccabile (il cavo fissato permanentemente al veicolo si usa solo per alcuni veicoli leggeri). Tuttavia, nel caso di ricarica in modo 3 a elevata potenza (oltre 22 kW) il cavo è sempre fissato alla stazione di ricarica poiché il cavo staccabile sarebbe poco maneggevole.

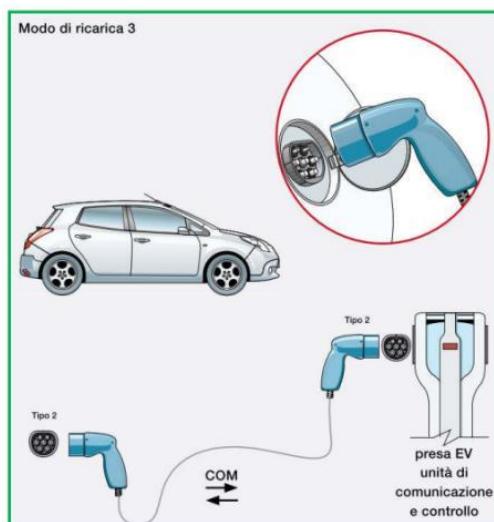


Figura 5.3 - modo di ricarica 3 [10]

”Modo 4”- Ricarica rapida: solo per ambienti pubblici. Con questo sistema è possibile ricaricare i veicoli in alcuni minuti, il carica batterie è esterno al veicolo.

- Corrente continua: 400÷500V, 100÷125 A ($tR \approx 20\div10$ min o meno).

Sempre a livello normativo (IEC 61851), in funzione del collegamento infrastruttura-veicolo, possono essere individuate almeno tre tipologie:

- Tipo A: il cavo è collegato stabilmente al veicolo, e va collegato alla rete,
- Tipo B: il cavo è scollegato sia dal veicolo che dal punto di ricarica,
- Tipo C: il cavo è solidale al punto di ricarica e va collegato al veicolo.

Nei modi 1, 2 e 3 il circuito carcabatteria è a bordo del veicolo stesso ed è alimentato direttamente dalla tensione alternata di rete di 230/400 V. Il modo 4 si riferisce all'alimentazione del veicolo tramite stazioni di ricarica conformi alla norma IEC/CEI EN 61851-23 che si connettono direttamente in corrente continua alle batterie del veicolo. Il modo 4 è il più indicato per le ricariche dai 20 ai 50 kW. Sono previste apposite funzioni pilota di controllo e di protezione che comprendono la comunicazione con il veicolo in modalità digitale secondo la norma IEC/CEI EN 61851-24. Il modo 4 è indicato per la ricarica pubblica e privata, soprattutto veloce.

Nel modo 4 il cavo è sempre fissato alla stazione di ricarica. A differenza del modo di ricarica 3, esistono più sistemi di ricarica in modo 4 che si differenziano non solo per il formato del connettore ma anche per il protocollo di comunicazione con il veicolo.



Figura 5.4 - modo di ricarica 4 [10]

Tipi di collegamento

La tecnologia che offre le maggiori garanzie per un impiego su ampia scala è la conduttriva con cavo di alimentazione, soprattutto grazie all'elevata efficienza energetica perseguitibile con questa soluzione: il rendimento di ricarica (lato infrastruttura) è oggi comunemente situato attorno ad un valore del 96%. La ricarica induttiva, senza cavo, è diffusa solo in ambito industriale.

Una distinzione operativa rilevante riguarda i tempi di ricarica, che possono essere classificati in ricarica rapida (circa 1 ora) o ultrarapida (inferiore a 1 ora) e ricarica lenta. Quest'ultima modalità, tipicamente utilizzata durante la notte o in aree di sosta come i parcheggi di interscambio, si avvale generalmente di convertitori AC/DC integrati a bordo del veicolo, alimentati in monofase alla tensione di rete. In tali circostanze, la potenza richiesta al sistema è limitata a pochi kilowatt, con conseguenti vantaggi in termini di peso e ingombro, che risultano relativamente contenuti.

Per la carica rapida o ultrarapida, è necessario un convertitore controllato AC/DC di potenza maggiore. Nel modo 3 si ricarica in c.a. e la potenza del caricabatteria di bordo deve avvicinarsi a quella della colonnina (ad esempio, la colonnina ENEL ‘Fast recharge’ da 43 kW, alimentazione al veicolo in trifase a 64 A).

Una soluzione tecnica di particolare interesse consiste nell'utilizzare, per la ricarica delle batterie, l'elettronica di potenza già presente a bordo del veicolo per l'azionamento. L'azionamento elettrico, infatti, è composto da una macchina elettrica e da un convertitore collocato tra la macchina elettrica e la batteria. Questo convertitore, essendo bidirezionale, permette di effettuare la frenata rigenerativa e, di conseguenza, può essere utilizzato come caricabatteria. Tale approccio consente una riduzione dei costi, ma presenta significative limitazioni legate al valore della tensione della batteria. Quest'ultima deve mantenersi al di sopra di un valore minimo per evitare l'insorgenza di disturbi sulla rete elettrica durante la fase di ricarica.

In alternativa si ipotizza direttamente il cambio del pacco batterie dell'autoveicolo, ad esempio la Renault ha proposto un sistema automatizzato del cambio del pacco batterie, chiamato QuickDrop®, che permette di effettuare l'operazione in circa tre minuti, utilizzabile sui veicoli elettrici di seconda generazione (2015-2020). Questo sistema presentava alcuni aspetti critici. In particolare, necessita di una standardizzazione molto spinta del pacco batterie, sia dal punto di vista delle dimensioni sia per quanto riguarda la tensione nominale e le capacità.

Riferimenti on-line e bibliografici:

- InPratica 6415 - Infrastrutture per combustibili alternativi - ricarica veicoli elettrici. Biagetti, Coli, Dalla Chiara. – Egaf edizioni
- [1] A. Gharehghani, M. Rabiei, S. Mehranfar, S. Saeedipour, A. Mahmoudzadeh Andwari, A. García, C.M. Reche, Progress in battery thermal management systems technologies for electric vehicles, Renewable and Sustainable Energy Reviews 202 (2024) 114654. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114654>.
- [2] R. Reddy, L. Almeida, P.M. Santos, H. Kurunathan, E. Tovar, Energy savings and emissions reduction of BEVs at an isolated complex intersection, Transportation Research Part D: Transport and Environment 136 (2024) 104403. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2024.104403>.
- [3] S. Orangi, N. Manjong, D.P. Clos, L. Usai, O.S. Burheim, A.H. Strømman, Historical and prospective lithium-ion battery cost trajectories from a bottom-up production modeling perspective, Journal of Energy Storage 76 (2024) 109800. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109800>.
- [4] S. Shahid, M. Agelin-Chaab, A review of thermal runaway prevention and mitigation strategies for lithium-ion batteries, Energy Conversion and Management: X 16 (2022) 100310. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2022.100310>.
- [5] A. Lecocq, M. Bertana, B. Truchot, G. Marlair, Comparison of the fire consequences of an electric vehicle and an internal combustion engine vehicle, in: 2. International Conference on Fires In Vehicles - FIVE 2012, SP Technical Research Institute of Sweden. Boras, Chicago, United States, 2012: pp. 183–194. <https://hal-ineris.archives-ouvertes.fr/ineris-00973680> (accessed March 16, 2022).
- [6] B. Truchot, F. Fouillen, S. Collet, An experimental evaluation of toxic gas emissions from vehicle fires, Fire Safety Journal 97 (2018) 111–118. <https://doi.org/10.1016/j.firesaf.2017.12.002>.

- [7] C. Willmann, A. Mos, B. Truchot, ADDITIONAL RISKS FOR USERS - CONSOLIDATED RESULTS. Presented at the Webinar on New Energy Carriers in - PIARC, ITA COSUF, KPTRoad Tunnels, online., (2021).
- [8] M.A. Habib, G.A.Q. Abdulrahman, A.B.S. Alquaity, N.A.A. Qasem, Hydrogen combustion, production, and applications: A review, Alexandria Engineering Journal 100 (2024) 182–207.
<https://doi.org/10.1016/j.aej.2024.05.030>.
- [9] InPratica 6415 - Infrastrutture per combustibili alternativi - ricarica veicoli elettrici. Biagetti, Coli, Dalla Chiara. – Egaf edizioni
- [10]<https://www.cpmis.it/cms-contents/uploads/modi-di-ricarica.pdf>

6. Fonti e vettori energetici nel settore dei trasporti per la transizione ecologica

6.1 Idrogeno

6.1.1 *Tecnologie di produzione e ricadute sugli obiettivi di decarbonizzazione*

La produzione mondiale di idrogeno nel 2023 ammontava a circa 97 Mton: di queste, circa il 15% è idrogeno derivante da altri processi produttivi (non finalizzati alla produzione diretta dell'idrogeno stesso), principalmente da raffinerie, ed è spesso riutilizzato direttamente per altri processi interni. Il gas naturale è la principale fonte per la produzione: infatti, nel 2023 circa il 65% dell'idrogeno è stato prodotto da gas naturale; a seguire è stato utilizzato il carbone (pressappoco il 20% della produzione totale), principalmente in Cina, e, marginalmente, il petrolio e l'energia elettrica, da cui sono state prodotte meno di 100 kt di idrogeno. La forte dipendenza da gas naturale e carbone e l'assenza di sistemi di cattura della CO₂ nei processi produttivi che li coinvolgono, si traducono in emissioni significative: in media vengono emesse circa 10 t_{CO₂}/t_{H₂} nel caso del gas naturale, 12 t_{CO₂}/t_{H₂} per prodotti derivanti dal petrolio e 19 t_{CO₂}/t_{H₂} dal carbone [1].

Le principali materie prime utilizzate per la produzione di idrogeno sono il gas naturale, il carbone, l'acqua e la biomassa, mentre i principali processi di produzione possono essere di tipo termochimico, fotochimico, biochimico o elettrochimico. I diversi combustibili e fonti energetiche possono essere usati in maniera diretta o indiretta per la produzione di idrogeno. L'uso diretto può avvenire tramite vari processi termochimici dove idrocarburi, alcoli, biogas, biomasse o biocombustibili in generale sono usati per produrre idrogeno. Invece, il processo indiretto prevede l'uso di energia elettrica, rinnovabile o meno, per scindere la molecola dell'acqua e ottenere idrogeno.

È stata introdotta a livello internazionale una classificazione dell'idrogeno che usa i colori per distinguere tra le diverse modalità di produzione e, indirettamente, tra i vari livelli di emissione [2]. A tali colori si farà spesso riferimento nel seguito.

6.1.1.1 Idrogeno da carbone (idrogeno nero)

La produzione di idrogeno dal carbone avviene tramite il processo di **gassificazione**: il carbone secco viene polverizzato e inserito nel gassificatore dove reagisce con l'ossigeno e il vapor d'acqua dando luogo a un *syngas* (synthetic gas) costituito principalmente da monossido di carbonio e idrogeno, ma anche metano e anidride carbonica. La gassificazione, nel complesso, risulta avere un'efficienza del 74÷85%. Globalmente sono in funzione almeno 111 impianti di gassificazione a carbone, di cui più dell'80% in Cina, dove vengono usati principalmente per produrre fertilizzanti e prodotti chimici. La CHN Energy, la più grande compagnia energetica della Cina, è anche la compagnia che produce più idrogeno al mondo. I suoi 80 gassificatori a carbone possono produrre circa 8 Mton di idrogeno all'anno. Da menzionare il progetto pilota “Hydrogen Energy Supply Chain” (HESC), che rappresenta la prima filiera integrata internazionale di idrogeno al mondo: tra Australia e Giappone è stata creata una catena di approvvigionamento di idrogeno. Il progetto prevede la produzione di idrogeno nella Latrobe Valley in Australia tramite gassificazione di carbone e biomassa e la sua successiva liquefazione per consentirne il trasporto fino in Giappone, dove viene stoccati in forma liquida per essere utilizzato per scopi principalmente energetici.

La produzione di idrogeno nero comporta l'emissione di circa 19 ton_{CO₂}/ton_{H₂}. Inoltre, il rapporto idrogeno prodotto/carbone alimentato è relativamente basso (circa 5.2 kg di carbone per kg d'idrogeno prodotto) e l'idrogeno ottenuto presenta molte impurità derivanti dal carbone (composti

solforati e azotati), per cui risulta difficile utilizzarlo nelle fuel cell, che richiedono alti livelli di purezza. Può però essere sfruttato in turbine a gas, raffinerie e caldaie industriali.

6.1.1.2 Idrogeno da gas naturale (*idrogeno grigio*)

Il gas naturale è, tra i combustibili fossili, quello che rilascia meno anidride carbonica durante la produzione di idrogeno. Quest'ultima può avvenire tramite tre processi:

- lo *steam reforming* (SMR), in cui si usa l'acqua come ossidante e fonte di idrogeno;
- l'ossidazione parziale, in cui l'ossidante è l'ossigeno derivato dall'aria;
- il reforming autotermico (ATR), che è una combinazione dei due processi precedenti.

Lo **steam methane reforming** o **steam reforming (SMR)** è il sistema di produzione più usato. Il gas naturale, inizialmente trattato con l'idrogeno per rimuovere i composti dello zolfo, viene miscelato con il vapor d'acqua ad alta temperatura per produrre principalmente idrogeno e monossido di carbonio. Quest'ultimo è successivamente convertito in anidride carbonica tramite una reazione di water-gas-shift che consente di massimizzare la produzione di idrogeno mediante reazione con una ulteriore molecola di vapor d'acqua. Infine, l'idrogeno viene purificato dal monossido di carbonio e dall'anidride carbonica in vari modi: adsorbimento, separazione con membrana, distillazione criogenica e metanazione sono i più diffusi [3, 4].

La reazione tra metano e acqua che porta ad ottenere monossido di carbonio e idrogeno richiede grandi quantità di calore (206 kJ/mol_{CH4}), invece la reazione di water-gas-shift è esotermica. Le temperature tipicamente richieste per il processo sono comprese tra 450 e 925°C. Il gas naturale nello SMR è sia un combustibile sia una materia prima: tipicamente il 30÷40% viene usato per generare il calore di processo, mentre il resto è scisso in idrogeno e CO₂. Gli attuali impianti vanno dai 50 ai 1000 MW e hanno un'efficienza del 60÷85% [5].

Attraverso lo *steam reforming* del gas naturale si producono annualmente circa 32 milioni di tonnellate di idrogeno (80 milioni di kg al giorno) [6]. Il reforming del metano rimarrà la tecnologia più diffusa sul breve

termine per via della sua favorevole economicità e per l'alto numero di impianti ad oggi operativi. Il rapporto idrogeno prodotto/metano alimentato è di circa 3,6 kg di metano per kg di idrogeno.

L'ossidazione parziale, al contrario, è esotermica e rilascia una minor quantità di anidride carbonica. La quantità di idrogeno prodotto è però inferiore, a parità di gas naturale alimentato, rispetto allo *steam reforming*: per ogni mole di gas naturale si ottiene il 25% in meno di idrogeno. La quantità di ossigeno è inferiore a quella stecchiometrica e regolata in modo tale da: garantire la massima resa in idrogeno e monossido di carbonio, controllare la quantità adeguata di metano e anidride carbonica residui, minimizzare la formazione di fuliggine. L'ossigeno necessario può essere fornito da un impianto di separazione dell'aria oppure può essere usata direttamente l'aria al posto dell'ossigeno, ma in tal caso l'idrogeno prodotto andrebbe poi purificato anche dall'azoto e dagli altri gas. Il principale problema dell'ossidazione parziale è l'elevata temperatura, che porta alla formazione di fuliggine e comporta un rapporto H₂/CO inferiore rispetto allo SMR.

Il reforming autotermico (ATR) è una combinazione dello *steam reforming* e dell'ossidazione parziale in cui il primo sfrutta il calore prodotto dall'ossidazione. Le emissioni di CO₂ sono molto inferiori (circa 3,91 kg_{CO2eq}/kg_{H2}) rispetto a quelle di altri processi.

6.1.1.3 Idrogeno da gas naturale con cattura della CO₂ (*idrogeno blu*)

Il termine CCUS (Carbon Capture Utilization and Storage) fa riferimento a una serie di tecnologie che prevedono la cattura della CO₂ generata nei processi di produzione di idrogeno (come prodotto di reazione oppure nei fumi di combustione) e il riutilizzo di questa in varie applicazioni (CCU - Carbon Capture and Utilization) oppure il suo stoccaggio in depositi naturali sotterranei (formazioni acquifere o giacimenti esauriti di gas e petrolio) dove verrà immagazzinata dalla roccia (CCS - Carbon Capture and Storage). Lo *steam reforming* e il reforming autotermico sono i processi ideali a cui applicare questa tecnologia per via dell'elevata concentrazione di CO₂ nei prodotti di

reazione. Tipicamente il sequestro della CO₂ richiede diversi passaggi, tra cui la cattura, la compressione, il trasporto e il pompaggio della CO₂. Attualmente, la capacità di cattura della CO₂ è dell'ordine di 45 Mton_{CO2eq}/anno, per un totale di 35 impianti. È stato stimato che per il 2030 e il 2050 ci saranno rispettivamente circa 850 e 3400 progetti di CCS, tali da permettere la cattura di 10 Gt di CO₂ all'anno da diversi settori. Oltre all'accumulo (CCS), la CO₂ catturata può anche essere utilizzata (CCU) per la produzione di sostanze chimiche e combustibili, ad esempio per produrre metanolo e monossido di carbonio.

Le attuali tecnologie per la CCU richiedono una CO₂ altamente pura e opportunamente pressurizzata per poter essere poi utilizzata.

L'anidride carbonica può anche essere usata, insieme all'idrogeno, come reagente per produrre *e-fuels* (combustibili sintetici la cui produzione avviene tramite l'utilizzo di elettricità prodotta esclusivamente da fonti rinnovabili).

6.1.1.4 Idrogeno da elettrolisi (idrogeno verde e idrogeno rosa)

L'idrogeno prodotto tramite **elettrolisi** può essere classificato in vari colori, a seconda della fonte di energia utilizzata per alimentare il processo:

- Idrogeno verde: viene prodotto tramite elettrolisi alimentata da energia rinnovabile, come quella solare o eolica.
- Idrogeno rosa: viene prodotto tramite elettrolisi alimentata da energia nucleare.

L'idrogeno rosa non ha emissioni dirette di carbonio, ma comporta altri impatti ambientali critici legati a emissioni di radiazioni, gestione dei rifiuti e rischio di incidenti. Per quanto riguarda le emissioni di CO₂ associate alla produzione di idrogeno rosa, sono riportati in letteratura valori molto bassi, pari a 0,3÷0,6 kg_{CO2eq}/kg_{H2} [7].

L'idrogeno rosa potrebbe rappresentare una tecnologia economicamente sostenibile, stabile ed efficiente in termini di costi, con un prezzo che varia tra 3,8 e 7 USD/kg_{H2}. Il costo di produzione

dipende principalmente dall'investimento iniziale necessario per la costruzione della centrale nucleare. Poiché le centrali nucleari sono impianti costosi e richiedono tempi di costruzione molto lunghi, il costo dell'idrogeno rosa potrebbe essere influenzato da questi fattori. Tuttavia, in Paesi dove l'energia nucleare è già in uso, come Francia, Canada, Stati Uniti e Cina, l'idrogeno rosa potrebbe risultare più economico rispetto all'idrogeno verde [7].

In vista dell'attesa diminuzione del prezzo dell'energia rinnovabile, in particolare solare ed eolico, sta crescendo l'interesse verso l'idrogeno verde. Nel 2023, la capacità di elettrolisi installata ha raggiunto 1,4 GW (quasi il doppio rispetto all'anno precedente). Da stime IEA, la capacità installata a fine 2024 (dati ancora non esattamente riscontrabili) raggiungerebbe 5 GW, prevalentemente in Cina (circa il 75%) e in Europa (circa il 15%). Al momento, gli elettrolizzatori vengono usati in poche applicazioni industriali.

L'elettrolisi è un processo elettrochimico in cui la corrente continua va a scindere la molecola d'acqua in idrogeno e ossigeno. L'efficienza degli elettrolizzatori varia dal 60% all'84% a seconda del tipo di tecnologia e del fattore di carico. Ad oggi esistono quattro tecnologie principali di elettrolisi ed elettrolizzatori: l'elettrolisi alcalina, la membrana a scambio protonico (PEM), gli elettrolizzatori ad ossidi solidi (SOEC) e gli elettrolizzatori AEM (a membrana a scambio anionico). Simili alle fuel cell, gli elettrolizzatori sono formati da un anodo e un catodo, tra i quali è posto un elettrolita.

Nelle Tabelle 6.1 e 6.2 sono riportate caratteristiche tecno-economiche ed efficienze delle differenti tecnologie di elettrolizzatori.

	Elettrolizzatore alcalino			Elettrolizzatore PEM			Elettrolizzatore SOEC		
Parametro	Oggi	2030	Lungo termine	Oggi	2030	Lungo termine	Oggi	2030	Lungo termine
Efficienza elettrica (%, LHV)	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74	74-81	77-84	77-90
Pressione operativa (bar)	1-30			30-80			1		
Temperatura operativa (°C)	60-80			50-80			650-1.000		
Vita dello stack (ore operative x1000)	60-90	90-100	100-150	30-90	60-90	100-150	10-30	40-60	75-100
Range di carico (%, relativo al carico nominale)	10-110			0-160			20-100		
Impronta dell'impianto (m ² /kW _e)	0.095			0.048					

Tabella 6.1

Caratteristiche tecnico-economiche delle differenti tecnologie di elettrolizzatori [8].

Parametro	Unità	Alcalino	PEM	SOEC
Consumo energetico (stack)	kWh _e / kg _{H2}	47-66	47-66	35-50
Consumo energetico (sistema)	kWh _e / kg _{H2}	50-80	50-80	40-60
Efficienza (sistema)	%	50-80	50-70	75-95
Capacità media	Nm ³ / h	1-500	1-500	1Modulo: 63 Nm ³ /h
Taglia media dello stack	kWh _e	1000-2500	1000-2500	1-52 - Modulo: 225 kW

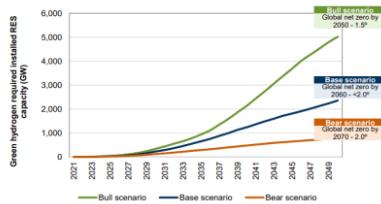
Tabella 6.2

Efficienze e caratteristiche delle differenti tecnologie di elettrolizzatori [9].

Nel 2030, sulla base degli annunci, la capacità totale di elettrolizzatori installata potrebbe raggiungere i 230 GW, mentre se si contassero anche i progetti più recenti si potrebbe arrivare a 520 GW, di cui l'Europa coprirebbe più di un quarto di questa capacità e l'Australia il 15% [10].

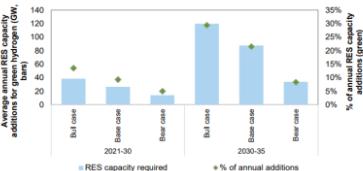
Tenendo conto di queste tre tipologie di elettrolizzatori e del loro possibile aumento in termini di efficienza nei prossimi anni, la Goldman Sachs Global Investment Research ha calcolato che la produzione di idrogeno verde da elettrolisi potrebbe richiedere al 2050 circa 15000 TWh di energia rinnovabile, ovvero circa il 57% della domanda globale di energia del 2020. In termini più recenti, invece, per il 2030-2035 è stato stimato che per la produzione di idrogeno sarà necessario $\frac{1}{3}$ della capacità totale delle fonti rinnovabili (Figura 6.1).

Exhibit 113: Assuming a 40/60 blue/green hydrogen split and an average load factor of 30%, we estimate that the required installed renewable capacity for green hydrogen production would be close to 5,000 GW by 2050 ('bull').
Green hydrogen required installed RES capacity (GW)



Source: Goldman Sachs Global Investment Research

Exhibit 114: ..with the average annual capacity additions in 2021-30 and 2030-35 required for green hydrogen representing c.5%-15%/8%-30% of the total global average RES capacity additions in those periods, respectively
Average annual RES capacity additions required for green hydrogen and % of total global average RES capacity additions



Source: Goldman Sachs Global Investment Research

Figura 6.1

Valutazione della potenza da rinnovabili da installare per la produzione di idrogeno verde negli anni dal 2021 al 2050.

La produzione di idrogeno non necessita solo di energia, ma anche di acqua [11]. Secondo l'International Renewable Energy Agency (IRENA) [12], per produrre, tramite elettrolisi, 1 kg di H₂ si consumano 17÷22 kg di acqua. La produzione da gas naturale con CCUS richiede circa 13-18 kg_{H2O}/kg_{H2} mentre quella da carbone arriva a 40÷85 kg_{H2O}/kg_{H2}, a seconda di quanta ne viene usata per l'estrazione del carbone. La disponibilità d'acqua potrebbe diventare un problema nelle zone affette da stress idrico. Usare l'acqua di mare potrebbe essere una soluzione, tenendo in considerazione che la desalinizzazione dell'acqua per osmosi inversa richiede, comunque, un consumo di energia elettrica. L'uso diretto dell'acqua di mare invece comporta corrosione e produzione di cloro. Tuttavia, da un punto di vista globale, la disponibilità di acqua per supportare la produzione di idrogeno verde non dovrebbe diventare un fattore limitante, specialmente se questo andrà a sostituire l'elevato consumo d'acqua ed energia dei processi di estrazione dei combustibili fossili.

6.1.1.5 Idrogeno naturale (idrogeno bianco)

L'idrogeno bianco, recentemente scoperto, afferisce ad un concetto emergente che si riferisce all'idrogeno presente naturalmente nel sottosuolo, formato senza intervento umano. A differenza dell'idrogeno prodotto industrialmente (come l'idrogeno grigio, verde o rosa), l'idrogeno bianco è il risultato di processi geologici naturali. Esistono diverse teorie sulla sua formazione, tra cui la decomposizione della materia organica, la **serpentinizzazione** (idratazione di minerali ricchi di ferro) e la **radiolisi** (scissione delle molecole d'acqua causata dal decadimento radioattivo di uranio o torio).

Questa forma di idrogeno potrebbe essere una risorsa naturale a basse emissioni di carbonio, ed è stato recentemente oggetto di attenzione per le sue potenzialità in un contesto di transizione energetica. Secondo gli studi, l'idrogeno bianco potrebbe trovarsi in giacimenti sotterranei, in particolare in aree geologiche dove si trovano rocce ignee come ultrabasiti e granitoidi, che favoriscono i processi di formazione dell'idrogeno.

L'idrogeno bianco è ancora in fase di studio, ma potrebbe aprire nuove opportunità per estrarre idrogeno in modo più sostenibile e meno impattante per l'ambiente. Alcuni ricercatori ritengono che questa forma di idrogeno possa essere un'importante risorsa per la produzione di energia a basse emissioni di carbonio in futuro, soprattutto in regioni geologiche favorevoli [13].

6.1.1.6 Idrogeno per la decarbonizzazione

Nell'ottica del raggiungimento dell'obiettivo di zero emissioni e della riduzione del consumo di fonti fossili, i soli idrogeno verde e rosa dovrebbero essere presi in considerazione. Rispetto all'idrogeno verde,

è da evidenziare che un kWh rinnovabile può essere utilizzato solo una volta, o come fornitura per soddisfare la domanda di energia elettrica o in alternativa per produrre idrogeno tramite un elettrolizzatore. Tenendo conto dell'attuale share di rinnovabili (circa 40%) a copertura del fabbisogno di energia elettrica in Italia, l'uso a cui le rinnovabili dovrebbero essere prioritariamente destinate è la decarbonizzazione del mix di produzione di energia elettrica. Fino a quando ciò non sarà raggiunto, è facile comprendere che rimarrà poca elettricità da energia rinnovabile in surplus e disponibile per la produzione di idrogeno verde [14]. Tutto ciò a meno di non considerare, invece, la produzione di idrogeno verde come una strategia di accumulo su medio-lungo termine (da settimanale a stagionale) del surplus da rinnovabile non programmabile, evitando potenziale sovraproduzione rispetto ai fabbisogni della rete (problema che aumenterà al crescere della penetrazione di solare ed eolico), poiché di fatto rende l'energia elettrica accumulabile a lungo termine e trasportabile per lunga distanza.

Una strategia sull'idrogeno deve pertanto iniziare considerando anche l'idrogeno blu, per l'inevitabile mancanza di volumi sostanziali di idrogeno verde nel prossimo futuro, nonché per la maggiore competitività economica rispetto all'idrogeno verde. Aspettare che la capacità di energia rinnovabile diventi disponibile per la produzione di idrogeno verde non è un'opzione praticabile se si vuole costruire un'economia dell'idrogeno. Produrre ora solo idrogeno verde invece di utilizzare le rinnovabili per coprire la domanda di elettricità ritarderebbe inutilmente la decarbonizzazione e intaccherebbe inutilmente il bilancio del carbonio. Più velocemente vengono implementate fonti rinnovabili o nucleari per la produzione di energia elettrica, prima arriverà il momento in cui l'elettricità a basso impatto carbonico sarà disponibile anche per la produzione di idrogeno verde o rosa. Queste considerazioni emergono tenuto conto degli obiettivi di decarbonizzazione imposti dalle direttive comunitarie per rispettare l'impegno dell'accordo di Parigi di mantenere l'aumento della temperatura ben al di sotto dei 2°C e intraprendere sforzi per mantenerlo al di sotto di 1,5°C.

6.1.2 Utilizzo dell'idrogeno nei trasporti

Due sono le ragioni principali alla base delle crescenti aspettative rispetto all'uso dell'idrogeno nel settore dei trasporti:

- la necessità di trovare soluzioni all'eccesso di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, per loro natura fluttuanti e non collegabili alla profilazione della richiesta di potenza della rete elettrica, nei limiti succitati di priorità nella decarbonizzazione primaria del settore elettrico e della bassa efficienza della catena di conversione energetica e di stoccaggio;
- La limitata capacità dei sistemi a propulsione elettrica a batteria di fornire soluzioni nei veicoli di grandi dimensioni e con grandi autonomie di percorrenza.

Nell'ambito del pacchetto Fit for 55, la revisione della Direttiva Rinnovabili (c.d. RED III) prevede due target specifici per l'H2 rinnovabile ed *e-fuel* derivati (RFNBO³) nei consumi finali del settore industria e trasporti. In particolare, per i trasporti esiste un sotto-target combinato per l'utilizzo di biocarburanti avanzati e RFNBO dell'1%⁴ nel 2025 e del 5,5% nel 2030 (di cui almeno l'1% RFNBO). Gli Stati Membri sono chiamati a recepire tale normativa entro maggio 2025. Inoltre, per le infrastrutture, l'AFIR (Alternative Fuel Infrastructure Regulation) impone la costruzione di una stazione di rifornimento di idrogeno gassoso (HRS) ogni 200 km sulla rete centrale TEN-T entro la fine del 2030, capace di erogare fino a 1 t/giorno, nonché di una HRS in ogni nodo urbano. Entro la fine del 2027, gli Stati Membri

³ La direttiva RED III definisce la categoria dei “Renewable Fuel of Non-Biological Origin (RFNBO), in cui rientra l'idrogeno elettrolitico prodotto da energia elettrica rinnovabile (esclusa quella da biomasse).

⁴ Sono conteggiati per la quota dell'1% solo i RFNBO per cui la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivante dal loro uso sia pari almeno al 70%

dovranno preparare un piano di diffusione delle stazioni di rifornimento idrogeno. Il piano REpowerEU prevede un incremento di obiettivi rispetto al Fit for 55 ipotizzando un target (non vincolante) di 10 milioni di tonnellate di produzione interna di idrogeno rinnovabile entro il 2030, di cui una parte sarà dedicata al settore dei trasporti. Relativamente all'Italia, nel PNIEC 2024, gli obiettivi al 2030 sono stati rideterminati. In particolare, nel 2030 è previsto un consumo di idrogeno RFNBO pari a circa 250 kt, di cui 137 kt per i trasporti (per questo settore, il target in termini percentuali è il doppio rispetto al minimo indicato nella RED III). La Strategia Nazionale Idrogeno, pubblicata a novembre 2024, conferma tali valori.

L'attuale infrastruttura di distribuzione è ancora limitata a diversi progetti pilota. In questa prima fase di sviluppo, è più facile abilitare l'infrastruttura per le flotte di FCV, come gli autobus e diversi tipi di veicoli di consegna e di servizio, che hanno profili di missione predeterminati e possono utilizzare una posizione centrale per eseguire il rifornimento. Per raggiungere questo obiettivo è importante ottenere miglioramenti incrementalii della tecnologia in termini di efficienza energetica, di costi e di tempi di rifornimento (si pensi alle tecnologie high flow per i rifornimenti dei mezzi pesanti a 700 bar) ma anche sviluppare norme e regolamenti comuni in materia di sicurezza e manutenzione, nonché definire una modularizzazione di componenti tecnici per ridurre velocemente i costi dell'intera infrastruttura.

Il ruolo futuro dell'idrogeno e delle applicazioni delle celle a combustibile nel settore dei trasporti dipende molto dal quadro politico e dagli obiettivi futuri. Tuttavia, le politiche attuate, gli investimenti, così come gli obiettivi futuri differiscono ancora in modo significativo da Paese a Paese e non sono omogenee. Si rileva che il sostegno politico per i veicoli a idrogeno e celle a combustibile, nonché per il supporto alla creazione dell'infrastruttura corrispondente, è guidato principalmente da diverse priorità nazionali come la qualità dell'aria, il cambiamento climatico, l'energia, la sicurezza, ecc. [15]. Nel settore dei trasporti, le autorità di regolamentazione devono delineare un quadro chiaro ed una tabella di marcia credibile, sviluppando politiche per mobilità a emissioni zero con relativo finanziamento e meccanismi di garanzia per sbloccare gli investimenti in infrastrutture di rifornimento.

Tale tabella di marcia verso la copertura di base in tutta l'UE fornirebbe il segnale alle case automobilistiche ed ai loro fornitori di espandere la produzione di FCEV, con conseguenti riduzioni significative di costi ed una maggiore scelta di tecnologie per i consumatori. Pertanto, parallelamente allo sviluppo dell'infrastruttura di rifornimento, l'industria dovrebbe investire nello sviluppo del prodotto ed iniziare a offrire una gamma più ampia di FCEV nei segmenti più adatti alla tecnologia: camion, autobus, furgoni, e veicoli passeggeri più grandi. Qui, l'industria dovrebbe cooperare al di là delle tradizionali barriere del settore ed offrire soluzioni, raggruppare infrastrutture, attrezzature e manutenzione. I regolatori dovrebbero considerare che in assenza di incentivi sarà difficile sviluppare questo vettore.

Esiste un ampio portafoglio di politiche che supportano indirettamente l'uso di idrogeno e FCV, ad esempio lo standard per le emissioni di CO₂ delle auto nuove ed il divieto di veicoli ICE (**cfr Fit for 55**). Lo sviluppo dell'idrogeno nell'ambito trasporti è rallentato dalla mancanza di regolamenti coordinati e di standard tecnologici che guiderebbero le economie di scala, riducendo i rischi dell'investimento. La stessa Commissione europea riconosce che la diffusione sul mercato di veicoli alternativi ed il lancio dell'infrastruttura sono fondamentalmente collegati e che i suoi indirizzi normativi per autovetture e furgoni non collegano in modo chiaro e forte la disponibilità di infrastrutture di ricarica e di rifornimento agli obiettivi dichiarati di riduzione della CO₂.

6.1.3 Sistemi di accumulo on-board

È opportuno premettere che per le applicazioni nel settore dei trasporti si ricercano sistemi propulsivi e vettori energetici combustibili con i più alti valori di densità di energia - sia gravimetrica sia volumetrica - per ridurre i pesi e gli ingombri del sistema, alla ricerca della massimizzazione della autonomia di percorrenza (missione), dei volumi utili (numero passeggeri o volume del carico) e/o in generale del carico pagante. Gli idrocarburi liquidi (ad esempio benzina e gasolio) sono attualmente i carburanti più diffusi, unitamente ai sistemi di propulsione che essi alimentano nel trasporto di superficie, proprio

grazie ai loro alti valori di densità di energia, sia gravimetrica sia volumetrica (tipici valori sono vicini 42÷43 MJ/kg e a 35 MJ/l).

Nel caso dell'impiego di idrogeno, la presentazione dei relativi sistemi di stoccaggio non può non essere introdotta dalla presentazione delle caratteristiche principali dell'idrogeno stesso. In Tabella 6.3 sono riportate le proprietà fisiche mentre in Tabella 6.4 sono riportate a confronto le energie chimiche per unità di volume di benzina, gasolio ed idrogeno, allo stato fisico dello stoccaggio, per far comprendere le differenze nell'accumulo a bordo veicolo.

L'idrogeno puro, in condizioni standard, presenta un'eccellente energia specifica (120 MJ/kg), ma presenta una bassissima densità volumetrica di energia (circa 0,01 MJ/l), ossia circa un terzo di quella del gas naturale. Se, invece, si considera, l'idrogeno criogenico allo stato liquido, la sua densità volumetrica di energia è decisamente maggiore (circa 8,5 MJ/l), sebbene resti comunque circa un quarto di quella della benzina (35 MJ/l).

Proprietà	Idrogeno	Metano
Densità (fase gassosa)	0,089 kg/m ³ (0°C; 1 bar)	0,717 kg/m ³ (0°C; 1 bar)
Densità (fase liquida)	70,79 kg/m ³ (-253°C; 1 bar)	422 kg/m ³ (-162°C)
Punto di ebollizione	-252,76°C (1 bar)	-161,5°C (1 bar)
Energia per unità di massa (LHV)	120,1 MJ/kg	50,0 MJ/kg
Densità energetica (in condizioni ambiente)	0,01 MJ/l	0,036 MJ/l
Densità energetica (liquefatto)	8,5 MJ/l	22 MJ/l

Velocità di fiamma	150 – 350 cm/s	40 cm/s
Range di accensione	4-77% in aria in volume	5 - 15% in aria in volume
Temperatura di autoaccensione	585°C	537°C

Tabella 6.3

Proprietà fisiche dell'idrogeno

COMBUSTIBILE	FASE	LHV [kWh/l]
Benzina	Liquida	9,6
Gasolio	Liquida	10,7
	Gassosa*	
Idrogeno		1,5

* compresso a 700bar

Tabella 6.4

Potere calorifico inferiore (energia chimica per unità di volume) - Confronto fra diversi combustibili.

Fatta questa necessaria premessa, per lo stoccaggio dell'idrogeno si possono considerare due principali sistemi concorrenti nell'impiego nel settore del trasporto, al fine di consentire una adeguata autonomia di percorrenza:

- a) lo stoccaggio in forma gassosa ad alta pressione (350 bar o 700 bar solitamente);
- b) lo stoccaggio criogenico in fase liquida [16].

Con riferimento alla modalità di **stoccaggio dell'idrogeno in forma gassosa compressa**, questa rappresenta la tecnologia più consolidata. L'elevata pressione di stoccaggio (350 o 700 bar, solitamente) richiede

un serbatoio estremamente robusto e questo vincolo progettuale limita la forma del serbatoio ad un cilindro, rendendone più difficile l'integrazione nell'architettura dei veicoli. Per fornire qualche dato, si può prendere come riferimento l'autovettura Toyota Mirai. Lo stoccaggio dell'idrogeno in forma gassosa a 700 bar consente di immagazzinarne 5,6 kg in un serbatoio di 142 litri con una densità energetica gravimetrica effettiva (combustibile più serbatoio) pari a 6.84 MJ/kg (o circa 5,6 % in peso) ed una densità energetica volumetrica effettiva pari a 4.9 MJ/l. Va inoltre rimarcato che il costo energetico di compressione dell'idrogeno fino a 700 bar è circa pari al 4.1% in peso e che il costo energetico di raffreddamento (necessario per non surriscaldarlo con la compressione) è dell'ordine del 3.0% in peso. Pertanto, complessivamente, il costo di compressione e di raffreddamento di 1 kg di idrogeno rappresenta una quota parte significativa del suo contenuto energetico che viene ad essere sottratto alla propulsione. Da quanto sopra, risultano evidenti i limiti che accompagnano lo stoccaggio di idrogeno, almeno in forma gassosa compressa e legati al serbatoio sia per il suo elevato peso e il suo elevato ingombro, sia anche per il suo costo. Quest'ultimo è dovuto ai materiali (fibre di carbonio) impiegati per la realizzazione, i quali sono scelti al fine di ottenere il più alto rapporto fra capacità di resistenza meccanica e peso.

Un'altra forma di accumulo di idrogeno a bordo dei veicoli prevede lo **stoccaggio in forma liquida**. Il requisito di base per lo stoccaggio dell'idrogeno liquido (LH_2) è di portarne la temperatura a -253°C , [17, 18]. Il serbatoio deve essere opportunamente isolato per ridurre al minimo gli scambi di calore [19] dall'ambiente all'idrogeno liquido per garantire il mantenimento della temperatura di -253°C . Poiché i serbatoi criogenici non sono progettati per resistere all'alta pressione, devono essere dotati di una valvola di sfato che possa intervenire per garantire la sicurezza. Lo stoccaggio di idrogeno liquido rappresenta una opzione da considerare perché consente di movimentare maggiori quantità di idrogeno (a parità di volume) rispetto all'alternativa gassosa, ma presenta problematiche durante il trasporto dovute alla necessità di mantenere temperature criogeniche e costi/consumi associati alla liquefazione del gas e all'ebollizione dell'idrogeno liquido.

Per completezza si segnala che esistono altri metodi basati sullo stoccaggio di idrogeno sulla superficie dei solidi (per adsorbimento) o all'interno dei solidi (per assorbimento). Lo stoccaggio dell'idrogeno nei solidi può potenzialmente consentire di immagazzinare maggiori quantità di idrogeno in volumi minori a bassa pressione e a temperature vicine alla temperatura ambiente, ma ancora non trova applicazioni industriali e la ricerca per renderli attrattivi è tuttora in corso. In Figura 6.2 si riporta una panoramica di tali metodi e le potenziali caratteristiche in termini di densità energetica.

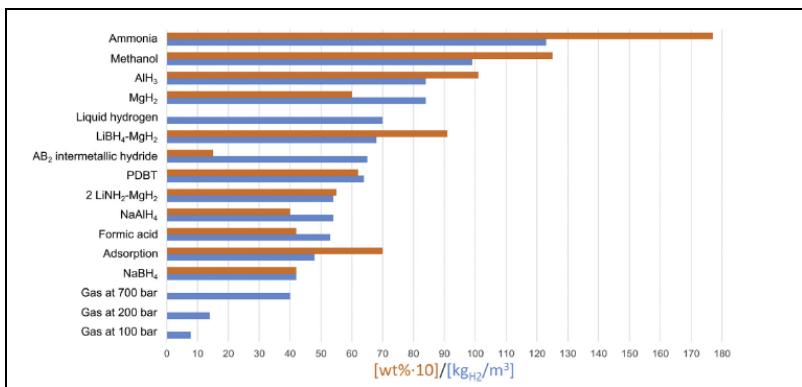


Figura 6.2

Metodi di stoccaggio e comparazione in termini di densità energetica gravimetrica (rosso) e volumetrica (blu) [20].

6.1.4 Compatibilità con il sistema infrastrutturale esistente

Trasporto e distribuzione.

L'idrogeno è un gas più facilmente infiammabile del metano, con fiamma sostanzialmente invisibile, molto più leggero dell'aria e, come precedentemente discusso, con bassa densità energetica in volume.

Con riferimento al suo dispacciamento e trasporto, sia puro che in miscela, va segnalato che la riconversione totale o parziale delle linee di

distribuzione del gas sono opzioni in fase di studio e di analisi, sebbene la capacità di trasporto energetico di un gasdotto si riduca solo del 10÷20% quando si utilizza idrogeno con la stessa caduta di pressione per effetto dei valori simili dell'indice di Wobbe fra i due vettori energetici [21]. In particolare, è generalmente accettato che i dispositivi che trattano gas naturale, compresi i gasdotti e le condutture, siano sicuri con un contenuto di idrogeno miscelato con gas naturale non superiore 10÷15%, al netto di più restrittive impostazioni normative. È altresì consolidato che la miscelazione con l'idrogeno aumenta i rischi di fragilimento dei materiali che costituiscono le linee di trasporto e distribuzione, così come tutta la relativa componentistica. Inoltre, sebbene alcune applicazioni, come caldaie e motori a combustione, utilizzino miscele di idrogeno con altri combustibili, per molte altre applicazioni il trasporto di idrogeno miscelato con gas naturale sarà efficace nella decarbonizzazione solo se, su scala industriale, l'idrogeno verrà separato dal gas naturale all'uscita delle condotte con costi molto più bassi rispetto a quelli attuali, tutt'altro che sostenibili [21].

Questo aspetto apre a considerazioni legate ai tempi effettivi di implementazione dell'infrastruttura di trasporto dell'idrogeno, ai quali si sommano i tempi legati alla realizzazione di strutture di rifornimento dell'idrogeno come gas compresso ad alta pressione.

Stazioni di Rifornimento (HRS)

Per garantire un trasporto e stoccaggio efficienti, l'idrogeno deve essere compresso a pressioni elevate. Durante il trasporto, l'idrogeno viene solitamente compresso in un intervallo compreso tra i 200 e i 500 bar. Nelle stazioni di rifornimento, invece, l'idrogeno può essere compresso fino a 1.000 bar. Infatti, per il rifornimento dei veicoli, i cui serbatoi operano generalmente a 350 bar o 700 bar, è necessario che l'infrastruttura di rifornimento possa operare a pressioni superiori: per esempio, per riempire un serbatoio a 350 bar, è richiesta una pressione minima di 450 bar. Inoltre, è fondamentale garantire che l'idrogeno sia adeguatamente isolato da potenziali fonti di ignizione per preservare la sicurezza [22÷24].

Per questa ragione, una stazione di rifornimento a idrogeno deve identificare chiaramente la modalità di approvvigionamento già durante la sua progettazione, sia per l'idrogeno in forma liquida, che gassosa, sia che la produzione sia in loco o nelle vicinanze. Sotto molti aspetti, la realizzazione di una infrastruttura di produzione, trasporto e distribuzione di idrogeno richiede un modo di pensare differente da quello che è stato adottato per i carburanti tradizionali, integrando molto di più la progettazione dell'intera filiera e adottando adeguati processi di pianificazione e gestione.

Di conseguenza, per poter essere distribuito e rifornire i mezzi di trasporto alimentati a idrogeno, è necessario creare un sistema infrastrutturale dedicato che non può sfruttare il sistema di distribuzione del metano né quello degli altri carburanti liquidi o liquefatti, come benzina, gasolio e gpl.

In maggior dettaglio, esistono diversi modelli distributivi da poter adottare:

- 1 **Tubazione:** l'idrogeno puro al 100% per utilizzo in autotrazione non ha attualmente i volumi di domanda necessari a giustificare l'investimento in una rete capillare di distribuzione tramite nuove condotte, mentre la possibilità di convertire condotte già esistenti per il trasporto di gas naturale è un tema tecnologico ancora in discussione;
- 2 **Gassoso compresso:** l'idrogeno viene prodotto in un sito e consegnato in più siti di consumo secondo il modello di distribuzione "*Hub and spoke*" tipico dei depositi di carburante. Esso però non risulta immediatamente replicabile per l'idrogeno su larga scala, per via della bassa densità dell'idrogeno trasportato ed il conseguente numero di carri bombolai che possono essere messi in strada per la distribuzione capillare alle stazioni di rifornimento. Le distanze che si possono raggiungere con un carro bombolaio che trasporta il prodotto gassoso, a condizioni economicamente ed

energeticamente vantaggiose, si aggirano intorno ai 150÷200 km, per piccoli volumi di trasporto. Sono allo studio materiali, tecnologie e soluzioni per aumentare la quantità di idrogeno trasportato all'interno del singolo trailer. Notizie di mercato parlano di incrementare la quantità trasportata dai circa 350 kg, che sono le taglie più diffuse nelle infrastrutture di distribuzione in UE, fino a 1.3 tonnellate di idrogeno gassoso. Resta da valutare il reale costo, i rischi e il vantaggio operativo di un sistema di distribuzione con tali quantità e pressioni nei carri bombolai (oltre 500 bar) e le autorizzazioni ADR necessarie a tale trasporto;

- 3 **Liquido Criogenico:** le considerazioni sopra citate vengono meno per l'idrogeno liquido, dato che esso replica il modello di distribuzione del GNL. In questo caso il modello distributivo parte da grandi infrastrutture di produzione associate a grandi impianti di liquefazione dell'idrogeno a temperature criogeniche. Il trasporto in forma liquida aumenta la quantità di idrogeno trasportata per singolo trailer, ma diminuisce l'efficienza complessiva del sistema, dato che la liquefazione è molto energivora.
- 4 **Idrogeno legato a molecole organiche (LOHC) o adsorbito su materiali solidi (es. Idruri):** esistono alternative tecnologiche al trasporto liquido o gassoso, ma sono attualmente a livello sperimentale o a livello di sperimentazione pilota.

Resta dunque inteso che il riutilizzo delle infrastrutture produttive e distributive esistenti non è immediatamente compatibile con le caratteristiche intrinseche dell'idrogeno.

In assenza di condotte dedicate la modalità di distribuzione più consolidata è in forma gassosa a 200 bar in bombole o in semirimorchi dotati di bombole ancorate ad essi (carri bombolai).

Una modalità differente, sia per i volumi in gioco che per la taglia degli impianti è quella dell'idrogeno in forma liquefatta e criogenica a -253 °C circa, più costosa e soggetta a perdite per evaporazione. In Europa risultano attivi solamente 3 impianti di liquefazione di idrogeno, localizzati tra Francia, Germania e Olanda, che producono meno di 20 tonnellate al giorno di idrogeno liquido. Al momento l'uso di idrogeno liquido per la distribuzione negli impianti per la mobilità è molto limitato. La principale funzione dell'idrogeno liquido è per applicazioni industriali, aerospaziali, di ricerca.

C'è però interesse allo sviluppo di nuovi impianti di produzione e liquefazione, anche sul territorio nazionale, per poter raggiungere i fattori di scala necessari ad adottare un modello distributivo alternativo, più simile a quello che è il modello distributivo del GNL. Il vantaggio di liquefare l'idrogeno a tali temperature estreme risiede nel fatto che si riduce il suo volume di circa 900 volte rispetto al gas a condizioni atmosferiche, ma d'altro canto si aumenta considerabilmente la spesa energetica per poter liquefare il prodotto. Infatti, gli impianti attualmente in esercizio consumano circa un terzo dell'energia contenuta nell'idrogeno che viene liquefatto.

Adottare la soluzione dell'idrogeno liquefatto però non implica direttamente l'utilizzo come tale nei serbatoi degli autoveicoli, ma si passerebbe comunque ad evaporare e comprimere il gas all'interno delle stazioni di servizio, per poter utilizzare le tecnologie validate di stoccaggio gassoso sui serbatoi dei mezzi di trasporto.

Risulterebbe comunque molto difficile mantenere la temperatura criogenica all'interno dei serbatoi dei veicoli leggeri. Sono comunque in sviluppo sistemi di stoccaggio dell'idrogeno liquido *onboard* per mezzi pesanti, imitando quello che è il modello del GNL per mezzi pesanti, come sta effettuando la Daimler.

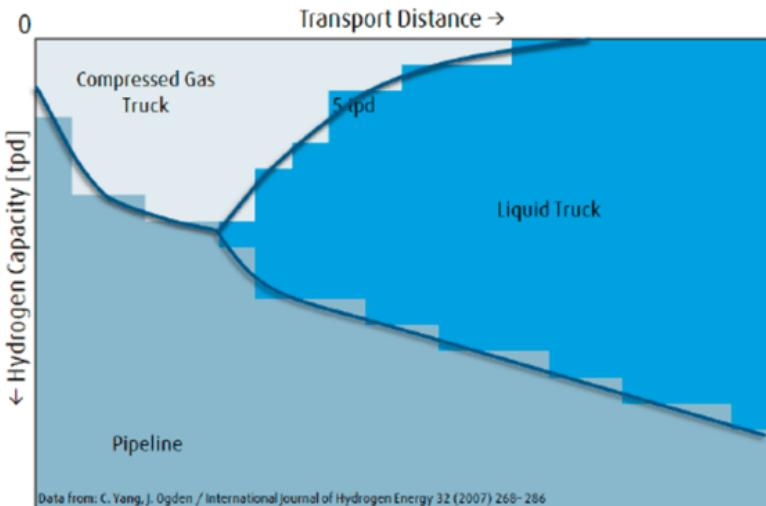


Figura 6.3

Area di opportunità del sistema di trasporto dell'idrogeno [25].

La scelta della tecnologia di trasporto di un progetto o di un distretto di produzione e consumo di idrogeno è dunque funzione dei volumi di idrogeno in gioco, della domanda di idrogeno e della sua regolarità e della distanza alla quale si deve trasportare il prodotto. In Figura 6.3 è riportato un grafico che indica le aree di opportunità del sistema di trasporto dell'idrogeno.

Come si nota, il trasporto in forma compressa occupa l'area dedicata a trasporti di breve raggio e piccola quantità, mentre per quantità maggiori e distanze relativamente elevate si preferisce la forma liquida, cambiando il modello produttivo e di erogazione. Infine, per quantità molto elevate la soluzione ottimale rimane il gasdotto.

Pertanto, al momento il modello infrastrutturale che potrebbe essere adottato per lo sviluppo della mobilità a idrogeno prevederebbe delle zone di produzione localizzate in siti centrali rispetto ad aree ristrette di consumo ed utilizzo, le cosiddette *hydrogen valley*. In questo modo la prossimità di zona di produzione e zona di consumo permette la costituzione di una filiera corta e senza eccessive penalizzazioni da parte della catena distributiva.

Configurazione di una HRS

Una stazione di rifornimento a idrogeno, dunque, è un impianto dedicato alla ricezione, allo stoccaggio, alla compressione e all'erogazione dell'idrogeno per autotrazione con adeguata purezza, stabilità da norme tecniche. Come detto precedentemente, la produzione in situ può essere prevista o meno, in funzione della domanda di idrogeno, della disponibilità di approvvigionamento e del modello distributivo adottato. Una HRS è composta da:

- *Low Pressure Storage:* a valle della produzione, l'idrogeno viene immagazzinato in serbatoi a bassa pressione, attualmente tra 50 e 200 bar. L'idrogeno ha densità molto bassa ed ha un comportamento non ideale ad alta pressione. Ciò vuol dire che incrementando la pressione di un dato valore, si ottiene un incremento di densità decrescente all'aumentare della pressione, diminuendo l'efficacia degli stocaggi ad alta pressione.

Compressore:

- L'idrogeno dal serbatoio di stoccaggio a bassa pressione viene trasferito, tramite un compressore, al serbatoio di stoccaggio ad alta pressione. La compressione dell'idrogeno è necessaria per superare la differenza di pressione tra lo stoccaggio (fino a 200 bar) e il rifornimento (fino a 700 bar).

Poiché la cella a combustibile nel veicolo funziona con idrogeno puro, è importante che durante la compressione non si verifichi alcuna contaminazione con i lubrificanti del compressore.

Serbatoi di stoccaggio dell'idrogeno (Medium e High Pressure) e modalità di rifornimento:

- *Medium & High Pressure Storage*: per il rifornimento del veicolo del cliente vengono utilizzati serbatoi di stoccaggio con stadi di pressione rispettivamente da 450 a 500 bar e da 900 a 1.000 bar. Il rifornimento avviene generalmente per caduta di pressione dai serbatoi, che vengono gestiti in sezione per poter garantire una adeguata velocità di rifornimento e una rampa lineare di pressione all'interno del serbatoio del veicolo. Ciò significa che l'idrogeno può essere trasferito dal serbatoio di stoccaggio fisso nel serbatoio di stoccaggio del veicolo mediante la semplice apertura di una valvola fino a che la pressione finale nel veicolo viene raggiunta e senza usare direttamente un compressore nella fase di erogazione [26].

Per i mezzi a 350 bar lo stoccaggio in media pressione si aggira intorno ai 450÷500 bar, mentre per il rifornimento delle autovetture lo stoccaggio arriva anche a 1000 bar. Si deve tenere in considerazione che una quota di idrogeno rimane indisponibile perché necessaria a mantenere la pressione all'interno degli stoccaggi che deve essere al di sopra della pressione finale nel veicolo in ogni momento del processo di rifornimento. Ciò vuol dire che per poter garantire una determinata capacità di rifornimento giornaliera, è necessario prevedere una capacità di stoccaggio maggiore rispetto a quella richiesta per il rifornimento effettivo, con un incremento compreso tra 2 e 3 volte a seconda delle performance necessarie.

- *Rifornimento con booster*: gli stoccaggi in questo caso sono in media pressione e il rifornimento è garantito da compressori booster a valle di essi. Soluzione non molto adottata per via della elevata capacità refrigerante del sistema di rifornimento.

Sistema di preraffreddamento (precooling):

- Il preraffreddamento è necessario per rimanere entro i limiti (sovrapressione/surriscaldamento) del sistema di stoccaggio del carburante del veicolo. Difatti, l'idrogeno ha la caratteristica di

riscaldarsi quando viene espanso, per effetto del segno del coefficiente di Joule-Thompson a temperature vicine a quelle ambientali. Pertanto, per il rifornimento a **700 bar**, l'idrogeno viene generalmente preraffreddato a - 40 ° C (secondo SAE J2601⁵). Anche per rifornimenti a 350 bar ad elevate velocità (>60 g/s) può essere necessario adottare un preraffreddamento prima dell'erogazione. Sono possibili temperature di preraffreddamento più elevate, ma possono portare a tempi di rifornimento più lunghi e consumi energetici maggiori. Questo limita le velocità e le frequenze di rifornimento di veicoli in rapida successione (back to back) per elevate domande di idrogeno.

Dispenser:

- L'erogatore include l'ugello di rifornimento, che eroga l'idrogeno compresso nel serbatoio a pressione del veicolo. È progettato per la pressione del serbatoio dell'idrogeno del veicolo, ovvero 350 o 700 bar. Al momento della redazione del presente documento (2025) in Italia non risultano agli autori del presente studio erogatori con omologazione metrica fiscale approvata. Due soli impianti di rifornimento aperti al pubblico sono attivi in Italia al momento della scrittura del presente documento:
 - l'impianto gestito da IIT opera con una deroga speciale della provincia autonoma di Bolzano;
 - l'impianto di Mestre gestito da Eni e prodotto da Linde.

Adeguare le omologazioni metriche fiscali degli erogatori che verranno immessi sul mercato è dunque uno degli aspetti da implementare nel contesto di adeguamento amministrativo/normativo per la diffusione dell'idrogeno.

⁵ Il protocollo di rifornimento SAE J2601, che copre il rifornimento di veicoli a idrogeno, mira a garantire che il serbatoio di idrogeno di un veicolo non si riscaldi oltre gli 85 ° C anche durante il rifornimento rapido.

Confronto nell'investimento strutturale per l'alimentazione di veicoli elettrici ed alimentati ad idrogeno (FCEV)

Nella Figura 6.4 [27], viene rappresentato il confronto dell'investimento cumulativo per le infrastrutture di alimentazione per veicoli BEV e FCEV alimentati ad idrogeno: se la penetrazione dei veicoli aumentasse fino a 20 milioni (ossia se circa la metà dell'attuale parco circolante in Italia fosse costituito da un solo tipo di questi due propulsori), un sistema infrastrutturale di ricarica delle batterie costerebbe circa 51 miliardi di euro, il che la renderebbe più costosa del sistema infrastrutturale per l'idrogeno (a pari numero di veicoli da alimentare), che ammonterebbe invece a circa 40 miliardi di euro. Il punto di pareggio si raggiunge a circa 15 milioni di vetture: al di sotto, la realizzazione di un'infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici costerebbe di meno.

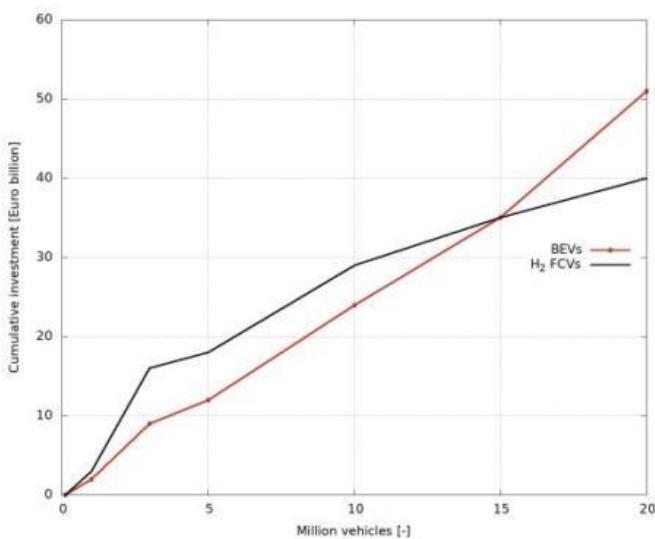


Figura 6.4

Confronto dell'investimento per le infrastrutture di approvvigionamento [27].

6.1.5 Effetti significativi sull'ambiente

La transizione energetica in atto rappresenta un paradigma attraverso il quale si stanno implementando numerose strategie in grado di soddisfare i fabbisogni energetici nel rispetto dell'ambiente: riducendo le emissioni, incrementando le efficienze e ricorrendo sempre più alle fonti energetiche rinnovabili.

Tra le principali azioni introdotte per raggiungere i target relativi alla riduzione delle emissioni di CO₂ al 2030 (-55%) e al 2050 (totale azzeramento) emerge l'utilizzo sempre più significativo dell'idrogeno all'interno di tutti i settori energetici (industrie, trasporti ed edifici).

Il crescente ricorso all'idrogeno nasce dal principale vantaggio che esso non emette CO₂ quando è bruciato in un motore endotermico o utilizzato come combustibile in una cella a combustibile.

L'unico “prodotto di scarto”, nel caso di utilizzo con celle a combustibile, è acqua. I benefici ambientali legati all'idrogeno sono molteplici e sono sinteticamente riportati di seguito:

- Non emette CO₂ o fattori inquinanti;
- Può essere prodotto da rinnovabili;
- Può essere stoccatto per lungo tempo in modo affidabile, sicuro e conveniente;
- Può essere utilizzato come vettore energetico per il processo di decarbonizzazione;
- Può essere impiegato nella mobilità sostenibile, attraverso l'utilizzo di celle a combustibile o nei motori endotermici (come *e-fuels*);
- Favorisce il “Sector coupling”, ovvero l'integrazione tra il settore elettrico e quello del gas consentendo una maggiore flessibilità per il sistema energetico nel suo complesso.

Il GWP (Global Warming Potential) è una misura di quanto una sostanza contribuisca al riscaldamento globale in un determinato periodo di tempo, rispetto al contributo dell'anidride carbonica. Ad

esempio, il GWP del metano su un orizzonte temporale di 100 anni è circa 30 volte superiore a quello dell'anidride carbonica. Calcolare il GWP dell'idrogeno è difficile, poiché non assorbe direttamente la radiazione infrarossa. Tuttavia, l'idrogeno ha un'influenza sulla chimica della troposfera e della stratosfera.

Diverse ricerche⁶ hanno calcolato che il GWP dell'idrogeno su un orizzonte temporale di 100 anni è di 11 ± 5 , più del doppio delle stime precedenti. Pertanto, è opportuno ridurre quanto possibile le perdite di idrogeno in atmosfera durante la produzione, lo stoccaggio, il trasporto e l'utilizzo, per evitare di ridurre i benefici descritti sopra.

6.2 Ammoniaca

6.2.1 *Tecnologie di produzione e ricadute sugli obiettivi di decarbonizzazione*

I carburanti e le tecnologie verdi a zero emissioni dovranno iniziare a essere utilizzati su vasta scala nel prossimo decennio per raggiungere la completa decarbonizzazione del settore del trasporto entro il 2050. Ad esempio, il settore del trasporto marittimo è la linfa vitale del commercio globale, rappresentandone circa l'80%, con un'ulteriore crescita prevista. Ma allo stesso tempo, esso rappresenta anche circa il 2,2% delle emissioni totali di CO₂, una quantità che, se non controllata, potrebbe continuare ad aumentare entro il 2050. In generale, le emissioni dei trasporti sono cresciute in tutto il mondo a un tasso medio annuo di quasi l'1,7% dal 1990 al 2021, più velocemente di qualsiasi altro settore di utilizzo finale. Per raggiungere lo scenario di emissioni nette zero entro il 2050, le emissioni di CO₂ del settore devono diminuire di circa il 3% all'anno fino al 2030. Quest'ambizioso obiettivo può essere raggiunto solo utilizzando le risorse e l'energia in modo più efficiente e implementando l'intera gamma di energie e tecnologie a zero e a basse emissioni di carbonio a nostra disposizione.

⁶ Ad esempio: N. Warwick, P. Griffiths, J. Keeble, A. Archibald, J. Pyle and K. Shine, *Atmospheric implications of increased hydrogen use*, Department of Business, Energy and Industrial Strategy (London, UK), 2022.

Un ruolo importante, per il processo di decarbonizzazione, soprattutto nel medio e breve termine, lo giocherà l'integrazione delle fonti rinnovabili con i sistemi tradizionali per la produzione di vettori energetici e combustibili alternativi. Bisogna tuttavia precisare che i combustibili derivati dal petrolio, soprattutto quelli liquidi (ad esempio il gasolio), possiedono proprietà quasi ideali per le applicazioni di trasporto, tra cui l'alta densità energetica, la facilità di gestione, la scalabilità e il basso costo.

Soluzioni alternative che potrebbero ridurre o eliminare le emissioni di gas serra includono batterie, biocarburanti e carburanti sintetici a zero emissioni, ma ciascuna di queste alternative comporta complessità aggiuntive rispetto ai carburanti derivati dal petrolio. Inoltre, il loro utilizzo è strettamente legato alla particolare applicazione di trasporto e alla scalabilità. Ad esempio, l'elettrificazione dei trasporti con le batterie è diventata una soluzione praticabile ma solo per applicazioni compatibili con le limitazioni di autonomia e i tempi di ricarica. Questa tecnologia, a causa della limitata densità energetica, difficilmente potrà gestire il trasporto di lunga durata di tipo aereo, militare, navale o il trasporto di merci su strada. Anche per i veicoli leggeri di largo consumo, in particolare per le autovetture di grandi dimensioni, l'accesso limitato alle infrastrutture di ricarica e/o i tempi di ricarica elevati rappresentano un'ulteriore limitazione. I biocarburanti possono essere un'alternativa all'utilizzo delle batterie, in quanto riproducono la maggior parte delle proprietà desiderabili dei combustibili a base di petrolio.

Quindi, i carburanti a zero emissioni di carbonio, prodotti utilizzando le fonti rinnovabili, sono necessari per il trasporto sostenibile per superare i limiti di autonomia e di ricarica delle batterie. A riguardo, l'idrogeno verde ha suscitato grande interesse, per applicazioni nel settore del trasporto, grazie all'efficienza ed alle prestazioni delle celle a combustibile polimeriche alimentate a idrogeno (PEMFC). Tuttavia, le problematiche tecniche ed economiche relative alla distribuzione ed allo stoccaggio ad alta pressione di un gas a bassa densità non sono ancora state superate. Un approccio alternativo all'infrastruttura di distribuzione e accumulo dell'idrogeno nei trasporti è l'utilizzo di

molecole ricche in idrogeno a base di carbonio o azoto che successivamente possono essere deidrogenate o usate tal quali.

Tra queste, l'ammoniaca verde è considerata tra le più promettenti per giocare un ruolo fondamentale nella transizione ecologica. L'ammoniaca, infatti, è un vettore energetico il cui uso è privo di emissioni di carbonio che permetterebbe di immagazzinare grandi quantità di elettricità rinnovabile. Inoltre, l'ammoniaca è anche facilmente distribuibile rispetto ad altri vettori energetici verdi poiché può utilizzare le infrastrutture esistenti, una normativa ben definita e una storia di sicurezza costruita negli ultimi anni.

Si stima che la produzione globale di ammoniaca dovrebbe registrare una crescita moderata nei prossimi anni, passando da 239,40 Mtpa nel 2022 a 293,52 Mtpa nel 2027.⁷

Nel corso dell'ultimo secolo, il processo di produzione dell'ammoniaca è stato continuamente ottimizzato, riducendo progressivamente l'apporto energetico minimo da oltre 60 GJ/t_{NH₃} a metà degli anni 1950 all'attuale BAT (Best Available Technique) con fabbisogno energetico

⁷ La tecnologia di sintesi commerciale è caratterizzata da uno schema impiantistico complesso che tiene conto di numerosi processi. La parte iniziale del processo riguarda la produzione di idrogeno da gas naturale mediante il processo di Steam Reforming (SR), oltre ai reattori tradizionali di reforming e di Water Gas Shift (WGS), sono necessari diversi processi di purificazione dei gas prodotti per evitare avvelenamenti del catalizzatore di sintesi a causa di impurezze come CO, CO₂ e H₂S. La parte successiva dell'impianto è costituita dall'unità di miscelazione e compressione, dal sistema di reattori di sintesi, da una serie di scambiatori di calore e raffreddatori, da un separatore, da un'unità di riciclo dei gas di sintesi e un'unità di accumulo dell'ammoniaca prodotta. In particolare, la sezione di reazione è caratterizzata da diversi reattori collegati in serie. Questa configurazione consente di affrontare in maniera efficiente le severe condizioni della reazione di sintesi. Ad esempio, alta temperatura di ingresso per ottenere un'elevata velocità di reazione e, contemporaneamente, bassa temperatura di uscita per ottenere un'elevata conversione di equilibrio. Inoltre, una conversione dei reagenti elevata dovrebbe essere ottenuta nonostante i vincoli dovuti alla conversione all'equilibrio. Questa configurazione richiede un'attenta gestione del calore nel sistema del reattore, in particolare tra i flussi di ingresso e di uscita utilizzando scambiatori e un sistema di riciclo. Complessivamente, il processo è caratterizzato da un elevato consumo energetico.

di $27,4 \div 31,8 \text{ GJ} / t_{\text{NH}_3}$. Tali sviluppi rappresentano un aumento dell'efficienza energetica complessiva dal 36% all'attuale 62÷65%. È necessario anche considerare l'attuale impatto ambientale di un impianto di sintesi dell'ammoniaca. Un moderno impianto emette infatti $1,5 \div 1,6 \text{ tCO}_2\text{-eq}/t_{\text{NH}_3}$, rendendo la produzione globale di ammoniaca responsabile dell'1,2% delle emissioni antropiche di CO₂. Questo valore aumenterebbe ulteriormente se si includono le emissioni di CO₂ associate all'estrazione e al trasporto del gas naturale. Anche il carbone, l'olio combustibile pesante e la nafta possono essere utilizzati per produrre l'idrogeno necessario per il processo di sintesi ma hanno emissioni più elevate di anidride carbonica (tra 2,5 e 3,8 tCO₂-eq/t_{NH₃}) rispetto al gas naturale.

Come già riportato, l'ammoniaca prodotta con tecnologie tradizionali e combustibili fossili viene etichettata come "Brown NH₃". Una produzione di ammoniaca "low-carbon" (Blue NH₃) con sistemi tradizionali può essere possibile solo se si applicano tecnologie CCS (Carbon Capture and Storage) di cattura e accumulo della CO₂ prodotta durante la fase di produzione di idrogeno dallo SR (Blue H₂). Il reforming del metano produce CO₂ in una forma concentrata, adatta alla cattura e allo stoccaggio.

In generale, l'introduzione dello step CCS comporta un aumento del consumo di gas naturale e un conseguente aumento dei costi operativi. Tuttavia, il costo finale dell'ammoniaca prodotta è anche influenzato da eventuali tasse relative alla CO₂ prodotta.

Diversi schemi impiantistici e diverse tecnologie di purificazione/separazione sono stati proposti. Le tecnologie Kellogg Braun & Root (KBR) e Linde Ammonia Concept (LAC) sono quelle convenzionali mentre il Gas Switching Reforming (GSR) è una tecnologia alternativa di nuova concezione.

L'impianto KBR ha un consumo specifico equivalente di 28,5 GJ/ton di NH₃, con un tasso di cattura della CO₂ dell'82,8% ed emissioni specifiche di $0,28 \text{ t}_{\text{CO}_2}/t_{\text{NH}_3}$, mentre l'impianto LAC è caratterizzato da un'efficienza maggiore, ovvero consumo specifico minore, pari a 27,7 GJ/t_{NH₃}, al costo di un rapporto di cattura della CO₂ più basso (76,3%).

e di emissioni specifiche più elevate ($0,36 \text{ t}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{NH}_3}$). Il concetto GSR consente di ottenere un consumo energetico equivalente ancora più basso, pari a 26,2 GJ/ton NH₃ (il 13% è dovuto al costo dell'elettricità), catturando al contempo il 94,4% della CO₂ prodotta, con emissioni specifiche minime di $0,07 \text{ t}_{\text{CO}_2}/\text{t}_{\text{NH}_3}$.

L'emissione di CO₂ può essere totalmente abbattuta in impianti che producono ammoniaca verde (Green NH₃), caratterizzati dall'impiego di elettrolizzatori a bassa temperatura (alcalini o PEM) che producono H₂ a 30 bar dalla scissione dell'acqua utilizzando energia elettrica rinnovabile con un'efficienza prevista per il 2050 del 70% (LHV) derivata dagli obiettivi europei. L'azoto è ottenuto direttamente dall'aria mediante un'unità di separazione.

Tuttavia, l'ammoniaca verde richiede 31 GJ di energia elettrica per ogni tonnellata di ammoniaca prodotta.

6.2.2 Trasporto, usi, prestazioni e criticità

L'attuale rete di trasporto e stoccaggio dell'ammoniaca è caratterizzata da un'elevata maturità e capillare distribuzione a causa del suo impiego come materia prima per i fertilizzanti inorganici. Tuttavia, tutto il sistema del trasporto non è sostenibile essendo interamente basato sull'utilizzo di combustibili fossili, principalmente tramite navi, camion e treni. Principalmente l'ammoniaca viene trasportata via mare in varie regioni del mondo utilizzando navi specifiche o navi per il GPL (gas di petrolio liquefatto) che sono in grado di liquefare e trasportare l'ammoniaca mediante pressurizzazione o raffreddamento. Secondo un rapporto del produttore svedese di attrezzature di bordo, ALFA Laval, la quantità di ammoniaca trasportata via mare nel 2019 è stata di 17,5 milioni di tonnellate in tutto il mondo, trasportata da 71 navi in quantità compresa tra 2.500 e 40.000 tonnellate. Per il trasporto marittimo esistono numerose e ben stabilite rotte di spedizione internazionali. Inoltre, c'è una rete completa di porti in tutto il mondo che gestiscono l'ammoniaca su larga scala. Esistono terminali speciali per l'ammoniaca in 38 porti che esportano ammoniaca e in 88 porti che importano ammoniaca, compresi sei porti che esportano e importano ammoniaca (Figura 6.5). Molti terminali sono parti di impianti di ammoniaca/fertilizzanti situati sulla costa o sulle rive di fiumi. Ad

esempio, ci sono numerosi porti in Medio Oriente, in Asia meridionale, nel mare baltico, nel nord-ovest europeo, nel Mediterraneo, nel bacino dei Caraibi, in Nord America, in Asia, in Oceania, in Sud America e in Sud Africa [28].

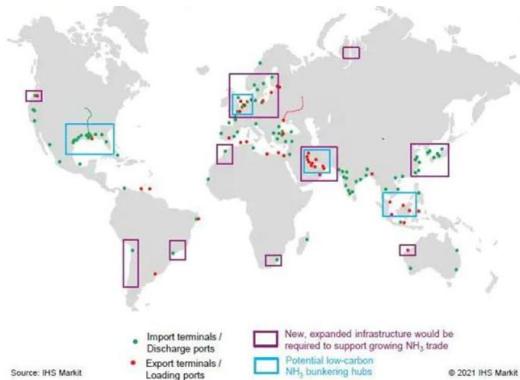


Figura 6.5

Infrastrutture globali per l'ammoniaca: Terminali marittimi [28].

Questa esistente e fitta rete di infrastrutture portuali e di trasporto potrebbe promuovere il trasporto su larga scala dell'ammoniaca come vettore di energia. Infatti, i più grandi impianti di stoccaggio di ammoniaca refrigerata sono spesso situati nei porti dove l'ammoniaca viene prodotta e poi spedita a livello internazionale.

Per dare un'idea delle dimensioni in gioco, la Qatar Fertiliser Company per lo stoccaggio di ammoniaca ha due serbatoi refrigerati da 50.000 tonnellate che hanno un'impronta complessiva di circa 160m per 90m. Le navi cisterna, quindi, sono utilizzate per trasportare grandi quantità di ammoniaca su lunghe distanze, ad esempio dai paesi produttori di petrolio ai paesi importatori di fertilizzanti. Il trasporto marittimo di ammoniaca presenta alcune criticità che richiedono un'attenzione particolare per la sicurezza e la protezione dell'ambiente. L'Ammoniaca è infatti un gas altamente tossico e infiammabile che può causare seri danni all'ambiente se non viene trasportato e gestito in modo sicuro. Per garantire la sicurezza durante il trasporto marittimo, le navi devono soddisfare standard rigorosi in materia di sicurezza, costruzione ed equipaggiamento. Inoltre, le navi devono essere guidate da equipaggi

altamente qualificati che sono addestrati a gestire situazioni di emergenza. Queste precauzioni vengono utilizzate anche per i trasporti su strada e su rotaia. Su strada l'ammoniaca viene trasportata in camion cisterna in piccole quantità per brevi distanze, come ad esempio dalle raffinerie o dalle centrali di produzione alle fabbriche o ai depositi di stoccaggio. I treni cisterna, invece, possono trasportare grandi quantità di ammoniaca su lunghe distanze, ad esempio dalle raffinerie del petrolio alle fabbriche di fertilizzanti in tutto il Paese. Il trasporto non avviene solo su strada, treno e via mare, ma anche tramite condutture. Negli USA, ad esempio, l'ammoniaca viene trasportata (circa 2 milioni di tonnellate all'anno) per 3.000 miglia, all'interno di tubi in acciaio al carbonio da 6÷8 pollici che collegano 11 Stati dotati di relative stazioni di pompaggio.

L'ammoniaca è anche un componente importante dell'energia pulita e rappresenta un'opzione credibile come combustibile a zero emissioni di carbonio. L'ammoniaca ha il vantaggio, rispetto alla benzina e al gasolio, di ridurre o eliminare le emissioni di CO₂, CO, idrocarburi e fuliggine. Inoltre, l'ammoniaca possiede un numero di ottani più elevato rispetto alla benzina (110÷130 per l'NH₃, 87÷94 per la benzina). Tuttavia, uno dei maggiori ostacoli all'adozione dell'ammoniaca come combustibile è la sua bassa densità energetica rispetto a combustibili tradizionali come il gasolio. Si stima che l'energia specifica e la densità energetica dell'ammoniaca e del suo sistema di alimentazione siano pari a 10,3 MJ/kg e 9,6 MJ/l valori inferiori a quelli dei combustibili tradizionali anche se superiori rispetto all'idrogeno liquido o gassoso a pressione (700bar) ed ai vari tipi di batterie esistenti. Per un accumulo di energia equivalente, un veicolo alimentato ad ammoniaca avrebbe bisogno di un serbatoio di circa 2,5 volte il volume di quello di un veicolo a benzina o di 3 volte quello di un veicolo diesel. Bisogna anche precisare che l'ammoniaca ha un'elevata temperatura di autoaccensione, una bassa velocità di fiamma e infiammabilità limitata. Inoltre, per l'autoaccensione, richiede una compressione e una temperatura elevate, che portano anche ad una elevata produzione di NO_x. Una soluzione al problema dell'accensione è quella di miscelare un secondo carburante con l'ammoniaca. Sono stati studiati diversi approcci e miscele (NH₃-benzina, NH₃-diesel e NH₃-H₂) su scala di laboratorio o prototipale per utilizzare l'ammoniaca come combustibile in motori a combustione interna (ICE). Tra tutti, l'utilizzo dell'idrogeno consente un abbattimento completo delle emissioni di CO₂, CO e idrocarburi non combusti.

L'idrogeno, che può essere immagazzinato o prodotto a bordo tramite il cracking dell'ammoniaca, può essere facilmente mescolato con l'ammoniaca. In alternativa, si può usare una fiamma pilota per avviare e controllare la combustione nel cilindro. Quest'ultima sembra essere la soluzione più semplice per avere il controllo completo del processo. I motori a doppio carburante (“dual fuel”) con fiamma pilota sono ben collaudati nel settore navale e offrono molti vantaggi: soluzione affidabile, flessibilità nell’uso del carburante (possono funzionare con carburanti conformi) e una transizione rapida al carburante primario in caso di problemi con il secondario. Inoltre, i produttori offrono la possibilità di migliorare i motori esistenti con questa tecnologia, rendendo la conversione all’ammoniaca possibile per le navi già in funzione. Tuttavia, l’uso dell’idrogeno in miscela con l’ammoniaca in motori *dual fuel* non risolve il problema delle emissioni di NO_x (500÷5300 ppm). Sono necessari ulteriori sforzi per ottenere una mitigazione di questa tipologia di emissioni assieme a prestazioni, potenza e funzionamento del motore accettabili per un uso su larga scala. Per quanto riguarda l’utilizzo dell’ammoniaca nel settore dell’aviazione la bassa densità energetica e la bassa energia specifica la rendono poco adatta a questo tipo di applicazione.

Per quanto riguarda un utilizzo più sostenibile del vettore energetico ammoniaca le celle a combustibile (“Fuel Cell”) sono considerate il dispositivo più efficiente per estrarne l’energia con un impatto ambientale basso o nullo. L’ammoniaca può essere utilizzata per fornire idrogeno alle varie tipologie di celle a combustibile.

I sistemi a celle a combustibile sono interessanti dal punto di vista delle emissioni perché l’acqua (e l’N₂ quando si usa il combustibile NH₃) è in genere l’unica emissione che si produce. Esistono diverse categorie di celle a combustibile a base di ammoniaca.⁸

⁸ Le celle a combustibile alcaline (MAFC, “Molten Alkaline ammonia Fuel Cell”), le SOFC-H, “celle a combustibile ad ossidi solidi a base di elettroliti conduttori di protoni”, e le SOFC-O, “celle a combustibile ad ossidi solidi a base di elettroliti conduttori di anioni di ossigeno”, le AAEFC, “celle a combustibile ad elettroliti alcalini”, e le MFC, “celle a combustibile microbiche”.

Inoltre, l'idrogeno prodotto dalla decomposizione dell'ammoniaca (separato dall'azoto) può essere usato per alimentare celle a combustibile.

Le SOFC che funzionano a temperature elevate (500÷1000 °C) possono essere alimentate direttamente con ammoniaca. A tali temperature, il cracking dell'ammoniaca e la produzione di energia sono consolidati. Il costo di queste FC è relativamente basso, poiché non è necessaria un'unità di cracking dell'ammoniaca separata. L'elevata temperatura di funzionamento richiede un tempo di avvio delle celle più lungo rispetto alle FC con funzionamento a bassa temperatura, il che rende questa tecnologia meno fattibile per l'uso in applicazioni per veicoli e trasporti in cui i clienti si aspettano di poter accendere i loro veicoli e guidare immediatamente. Per questo motivo, le SOFC vengono prese in considerazione per applicazioni su veicoli, in genere, solo per fornire energia ausiliaria (non per la propulsione) su camion di grandi dimensioni.

Le FC di tipo alcalino con membrana a scambio anionico (AEMFC) lavorano a temperature comprese tra 200 e 450 °C. Il funzionamento a bassa temperatura (<200 °C) è di maggiore interesse per i veicoli, grazie al ridotto tempo di avviamento.

In futuro, la richiesta di ammoniaca aumenterà in tutto il mondo. Secondo uno studio dell'AIE, la domanda di ammoniaca sarà quasi triplicata entro il 2050 rispetto ai livelli del 2020, ma dovrà essere associata ad una produzione con meno emissioni. Inoltre, una popolazione mondiale sempre più numerosa porterà ad una crescita della domanda di ammoniaca, in un periodo in cui i governi di tutto il mondo hanno dichiarato che le emissioni del sistema energetico devono andare verso lo zero netto. In questo scenario in cui all'attuale domanda di fertilizzanti si aggiunge la prospettiva futura di utilizzo dell'ammoniaca nelle applicazioni energetiche; i maggiori sforzi si dovranno concentrare sulla ricerca di processi di sintesi dell'ammoniaca sostenibili. Attualmente, l'utilizzo dell'ammoniaca nel settore energetico si aggira intorno all'1% su scala globale, per cui l'introduzione

dell'ammoniaca nelle industrie legate all'energia richiede rapidi miglioramenti.

6.2.3 Sistemi di accumulo on-board

L'ammoniaca viene stoccati solitamente in speciali serbatoi in acciaio isotermici (fino a 30.000 tonnellate) e in serbatoi a pressione sferici (1.000÷2.000 tonnellate). Per questioni legate alla sicurezza le cisterne devono rispettare alcune importanti caratteristiche tecniche. Per evitare perdite, le cisterne devono essere mantenute a una temperatura inferiore al punto di ebollizione dell'ammoniaca (-33°C). Le cisterne devono anche essere in grado di resistere alle sollecitazioni meccaniche e alla corrosione causata dall'ammoniaca. Inoltre, l'ammoniaca è un gas compressibile e la sua pressione può aumentare rapidamente se la temperatura sale. Le cisterne, quindi, devono essere progettate per resistere a questo aumento di pressione e avere valvole di sicurezza adeguate. Questa tipologia di serbatoi di stoccaggio è molto comune e collaudata ed è un punto di vantaggio rispetto allo stoccaggio e al trasporto di idrogeno. D'altra parte, si può ricavare idrogeno dal cracking dell'ammoniaca dopo opportuna purificazione. L'ammoniaca, infatti, è una delle molecole contenenti, in proporzione al suo peso totale, la maggior quantità di idrogeno (17,8% in peso associato ad una densità volumetrica di 121 kg H₂/m³ a 10 bar) ancora utilizzabile come combustibile (perché non legato all'ossigeno). Quindi, l'elevata densità energetica (~ 3 kWh/litro), le normative vigenti, l'esistente infrastruttura di trasporto e stoccaggio e la capacità di immagazzinare idrogeno (accumulo chimico), collocano, potenzialmente, l'ammoniaca al centro di un nuovo sistema di soluzione integrata di stoccaggio e distribuzione di energia rinnovabile.

6.2.4 Compatibilità con il sistema infrastrutturale esistente

L'ammoniaca è compatibile con una vasta gamma di infrastrutture esistenti, ma ci sono alcune considerazioni da tenere in conto per garantire la sicurezza e l'efficienza del trasporto e del suo utilizzo. Il sistema di trasporto deve essere progettato per resistere alle alte pressioni e alle temperature estreme dell'ammoniaca. Ad esempio, le tubazioni e i serbatoi utilizzati per il trasporto dell'ammoniaca devono essere costruiti in materiali resistenti, come l'acciaio inossidabile o il rame, per evitare la corrosione. Inoltre, le infrastrutture di stoccaggio dell'ammoniaca devono essere progettate per garantire la sicurezza e la stabilità della sostanza. Ad esempio, i serbatoi di stoccaggio devono essere dotati di sistemi di raffreddamento per evitare surriscaldamenti e di sistemi di ventilazione per evitare la concentrazione di gas tossici.

6.2.5 Effetti significativi sull'ambiente

La produzione di ammoniaca verde, ovvero l'ammoniaca prodotta utilizzando fonti rinnovabili di energia, come l'energia eolica o solare, può avere effetti significativi positivi sull'ambiente rispetto alla produzione di ammoniaca tradizionale, che utilizza fonti di energia non rinnovabili come il carbone o il gas naturale. Attualmente la produzione di ammoniaca da combustibili fossili rappresenta circa il 2.2% delle emissioni totali di CO₂.

La produzione di ammoniaca verde può ridurre le emissioni di CO_{2eq} e contribuire a mitigare il cambiamento climatico, può anche contribuire alla creazione di un sistema energetico più pulito e sostenibile, in quanto è possibile utilizzarla come combustibile per la produzione di elettricità e idrogeno, e può essere integrata con l'agricoltura, in quanto può essere utilizzata come fertilizzante, aiutando a ridurre l'uso di fertilizzanti chimici e contribuendo alla conservazione del suolo.

In generale, la produzione di ammoniaca verde può avere un impatto significativo sull'ambiente, contribuendo alla riduzione delle emissioni di gas serra, migliorando la qualità dell'aria, e creando un sistema energetico più pulito e sostenibile.

Tuttavia, l'ammoniaca è una sostanza chimica altamente tossica e ha un impatto negativo sull'ambiente se viene rilasciata in quantità elevate. Può contaminare l'acqua e il suolo, influendo sulla fauna e la flora. L'ammoniaca liberata nell'aria può causare problemi respiratori e irritazioni agli occhi.

I fenomeni coinvolti nel ciclo atmosferico dell'ammoniaca sono di natura complessa. L'ammoniaca rilasciata da fonti antropiche e naturali partecipa alle reazioni atmosferiche (ad esempio la conversione da gas a particelle, PM_{2,5}), viene trasportata dai venti e ritorna in superficie attraverso processi di deposizione umida e secca, causando effetti negativi sull'ambiente e maggiori rischi per la salute pubblica. Ad esempio, un effetto importante dell'inquinamento da ammoniaca è l'impatto dell'accumulo di azoto sulla diversità e sulla composizione delle specie vegetali all'interno degli habitat interessati. L'inquinamento da ammoniaca ha anche un impatto sulla composizione delle specie attraverso acidificazione del suolo.

6.2.6 Bilancio energetico-economico

Il bilancio energetico-economico della produzione di ammoniaca dipende da diversi fattori, come la disponibilità di fonti di energia a basso costo e la disponibilità di materie prime a prezzi accessibili. In un recente studio sono stati confrontati dal punto di vista tecnico-economico i quattro processi per la produzione di ammoniaca blu e verde precedentemente descritti. Secondo lo studio, l'impianto GSR raggiunge un consumo energetico equivalente più basso rispetto agli altri schemi studiati, pari a 26,2 GJ/t_{NH₃} (il 13% del quale rappresenta il consumo di elettricità). I processi KBR, LAC e NH₃-Verde sono caratterizzati rispettivamente dai seguenti consumi energetici equivalenti: 28,5 GJ/t_{NH₃}, 27,7 GJ/t_{NH₃} e 31 GJ/t_{NH₃}. Da un punto di vista economico, il processo KBR raggiunge un costo di produzione

dell'ammoniaca (Levelized Cost Of Ammonia, LCOA) di 385,9 €/t_{NH₃}. Se, invece, l'impianto è progettato senza la cattura e lo storage della CO₂ (CCS), il costo sale a 479 €/t_{NH₃} (con un aumento del 19,4%) con una tassa della CO₂ di circa 100 €/t. Il sistema LAC è caratterizzato da un costo di produzione simile a quello del KBR (385,1 €/t_{NH₃}), mentre per lo schema GSR il costo scende a 332,1 €/t_{NH₃} (-13,9%). Le variazioni del prezzo del gas naturale e della tassa sulla CO₂ hanno un effetto maggiore sull'LCOA. Gli autori del suddetto studio, utilizzando ipotesi di costo applicabili al 2050, hanno stimato che la produzione di ammoniaca verde completamente ottimizzata da energia eolica e solare con elettrolizzatori e stoccaggio di energia può raggiungere costi sostanzialmente più elevati rispetto alle alternative di NH₃ blu: 772,1, 569,3 e 484,7 euro/tonnellata rispettivamente nella Germania settentrionale, nella Spagna meridionale e in Arabia Saudita. Inoltre, l'LCOA della produzione di NH₃ blu in Arabia Saudita si riduce a 192,7 €/ton con il processo GSR grazie ai costi energetici molto più bassi. In generale, il costo dell'NH₃ verde e blu è molto sensibile alla localizzazione dell'impianto e, dato che l'ammoniaca è relativamente semplice da trasportare e stoccare, la produzione dovrebbe essere concentrata nelle regioni con l'energia di ingresso più economica. In particolare, per l'ammoniaca verde, le sfide principali da superare sono legate ai costi dell'energia che costituiscono circa l'85% del costo finale.

Il processo di produzione dell'NH₃ verde (Figura 6.6) è suddiviso in tre sezioni:

- generazione di H₂ tramite un elettrolizzatore PEM da 1 MW;
- unità di separazione dell'aria;
- sintesi, condensazione e riciclo di NH₃,

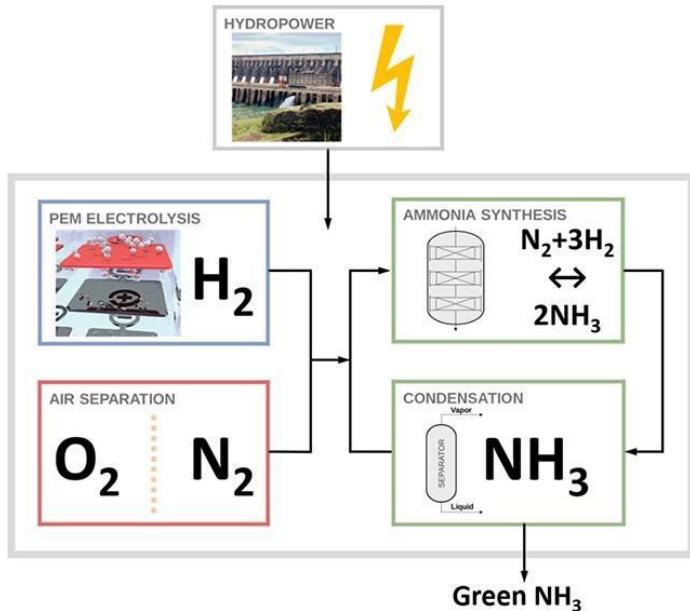


Figura 6.

Schema a blocchi dell'impianto di sintesi di ammoniaca verde [29]

Gli autori dello studio ipotizzano che l'impianto sia installato a Bergen, in Norvegia, e che l'energia elettrica necessaria sia fornita da una centrale idroelettrica. Il consumo di energia è stato calcolato in base ai fabbisogni energetici del sistema. I risultati indicano un consumo energetico totale del sistema pari a 10,98 kWh/kg_{NH₃}, con un'efficienza energetica di circa il 45%. L'88,5% del consumo di energia è dovuto alla produzione di idrogeno per via elettrolitica, mentre le sezioni di separazione dell'azoto e di sintesi/condensazione/riciclo di NH₃, sono rispettivamente responsabili del 1,3 e del 10,2 % del consumo totale. Per quanto riguarda, invece, l'aspetto economico lo studio mostra che i costi di produzione dell'ammoniaca sono legati per l'82% ai costi totali di produzione dell'H₂ verde, mentre i costi di investimento e i costi di produzione e manutenzione (O&M) incidono rispettivamente per il 17 e l'1%. Quindi, l'analisi dimostra come il costo dell'energia rinnovabile necessaria per alimentare l'elettrolizzatore incide maggiormente sui costi finali dell'ammoniaca; di conseguenza, un basso costo

dell'elettricità è un requisito fondamentale per la produzione sostenibile di NH₃ verde (Figura 6.7a-b). Gli autori hanno ipotizzato tre scenari possibili (Figura 6.7b): molto ottimistico, ottimistico e scenario di base, considerando anche il costo dell'NH₃ convenzionale e la corrispondente penalizzazione legata alla gestione della CO₂.

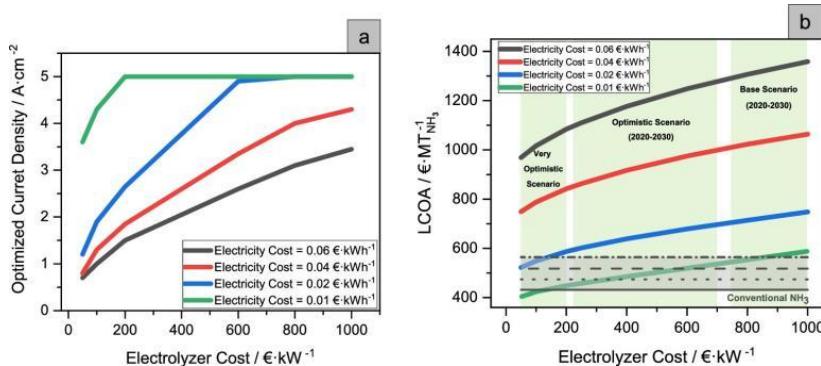


Figura 6.7

- (a) Densità di corrente ottimizzata in funzione dei costi dell'elettrolizzatore e dell'elettricità.
 (b) LCOA per diversi scenari di costi dell'elettrolizzatore e dell'elettricità e confronto con i costi dell'ammoniaca convenzionale, incluse le tasse sulla CO₂ [29].

I risultati indicano che se i costi dell'elettricità si riducono a valori pari a 0,01 €/kWh, allora l'NH₃ verde sarà competitiva rispetto all'NH₃ convenzionale a condizione, però, che i costi dell'elettrolizzatore siano inferiori a 900 €/kW e venga applicata la tassa massima sulla CO₂ (126 €/Mt_{NH₃}). Tuttavia, va sottolineato che il costo convenzionale dell'NH₃ sfrutta i vantaggi dell'economia di scala. In realtà, un tipico impianto tradizionale basato sullo SR del metano su larga scala produce circa 1500 Mt/giorno di ammoniaca, mentre un impianto di NH₃ verde da 30 MW produce circa 83 Mt/giorno, 18 volte meno. In particolare, più grande è la scala di produzione, più bassi saranno i costi medi. Inoltre, con l'aumento delle dimensioni della produzione, è possibile ridurre il consumo energetico.

6.2.7 Rischi

Rispetto all'idrogeno, l'ammoniaca presenta meno complicazioni tecniche a causa della sua temperatura di ebollizione non criogenica, del suo limite di esplosione superiore e delle sue caratteristiche di accumulo di energia (sotto forma di legami chimici) superiori. È meno infiammabile di altri combustibili; quindi, presenta un rischio inferiore di incendio. A concentrazioni elevate, però, può essere tossica per gli esseri umani e per gli animali, causando irritazione delle vie respiratorie e danni agli occhi. Inoltre, può causare inquinamento dell'acqua e dell'aria se non viene gestita e immagazzinata in modo sicuro. L'ammoniaca è una sostanza versatile e utile, ma richiede una gestione e un'utilizzazione responsabili per evitare problemi di salute e ambientali. In particolare, mentre il trasporto di NH₃ su larga scala dagli impianti di produzione commerciale agli impianti di stoccaggio è ben definito, l'utilizzo di NH₃ come combustibile nei veicoli per il trasporto di persone introduce nuovi rischi e costi che vanno affrontati. A riguardo, uno studio del Risø National Laboratory, ha identificato tre aree di rischio: la sicurezza del veicolo stesso (durante la guida regolare e in caso di collisione), la sicurezza della stazione di rifornimento e la sicurezza del trasporto su strada dell'ammoniaca alle stazioni di rifornimento. Le conclusioni riportano che, utilizzando sistemi di sicurezza appropriati per i veicoli, implementando regolamenti per la manutenzione sicura dei veicoli a NH₃, trasportando l'NH₃ alle stazioni di rifornimento come liquido refrigerato e implementando zone di sicurezza tra le stazioni di rifornimento e le aree pubbliche e/o residenziali, il rischio dell'uso dell'NH₃ come carburante per il trasporto potrebbe essere ridotto a livelli paragonabili ai carburanti convenzionali (benzina o GPL).

6.2 Biocarburanti (bioetanolo, biometano, biodiesel, HVO)

6.3.1 Ricadute sugli obiettivi di decarbonizzazione

I biocarburanti costituiscono una soluzione importante di decarbonizzazione dei trasporti perché sono vettori energetici sostenibili prodotti a partire da materie prime in grado di rigenerarsi e riprodursi in breve tempo, come gli scarti e i residui dell'attività agricola e forestale e relative lavorazioni (incluse sostanze vegetali e animali) o come la parte biodegradabile dei rifiuti.

Il contributo ambientale dei biocarburanti prodotti a partire da biomasse vegetali è legato all'origine biologica della materia prima: la CO₂ è assorbita dall'atmosfera durante la crescita dei vegetali consentendo ai biocarburanti di ridurre di oltre il 65% le emissioni di CO₂ nel ciclo di vita, se confrontate a quelle generate da un combustibile fossile. Nel caso di impiego di biomasse ottenute dalla filiera di scarti e residui di processi industriali o agricolo-alimentari il risparmio emissivo può essere superiore all'80% in considerazione del fatto che le emissioni di CO₂ relative alla coltivazione della biomassa sono attribuibili al processo principale e non ai biocarburanti ottenuti dagli scarti degli stessi.

I biocarburanti, in particolare quelli che possono essere utilizzati in purezza rappresentano un'alternativa rinnovabile ai carburanti tradizionali per il settore dei trasporti per le motorizzazioni omologate, con la capacità di ottenere benefici ambientali e socioeconomici come la riduzione delle emissioni di CO₂, la generazione di occupazione e la sicurezza energetica [30].⁹

Anche la strategia al 2050 presentata da FuelsEurope, associazione di categoria dei raffinatori a livello EU, delinea un percorso virtuoso che descrive come i carburanti liquidi a basso tenore di carbonio, tra cui i

⁹ I biocarburanti di tipo drop-in sono definiti dallo IEA (International Energy Agency) come “bioidrocarburi liquidi funzionalmente equivalenti ai combustibili petroliferi e pienamente compatibili con le infrastrutture petrolifere esistenti”.

biocarburanti, potranno permettere al settore dei trasporti di contribuire all'obiettivo di neutralità carbonica all'orizzonte 2050.

Per il settore dei trasporti, la già citata Direttiva RED III sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili impone, a scelta degli Stati membri, obblighi di riduzione dell'intensità carbonica pari almeno al 14,5% (rispetto a un benchmark di riferimento pari a 94 g_{CO₂}/MJ) entro il 2030 o una quota di energia rinnovabile nel consumo finale di energia nel settore dei trasporti pari ad almeno il 29% entro il 2030. In entrambi i casi, è previsto un sotto-obiettivo minimo in termini di utilizzo di biocarburanti c.d. "avanzati" (prodotti da materie prime derivanti dalla rigenerazione di rifiuti, residui e sottoprodotti di processi industriali non utilizzabili nella filiera alimentare umana o animale) e di RFNBO¹⁰ (*Renewable Fuels of Non-Biological Origin*) del 5,5% al 2030, di cui l'1% minimo di RFNBO (come anche indicato nel paragrafo dedicato all'idrogeno). Inoltre, è posto l'obbligo, per gli Stati Membri con porti marittimi, di adoperarsi per garantire che a partire dal 2030 la quota di RFNBO sulla quantità totale di energia fornita al settore del trasporto marittimo sia almeno pari all'1,2 %.

La quantificazione delle emissioni di CO₂ nel ciclo di vita riconosciuta dalla Direttiva RED si basa sull'analisi delle emissioni secondo un approccio *Well-to-Wheel*. In pratica, si stima l'emissività di ogni fase della produzione, a partire dall'estrazione del greggio e dalla coltivazione delle biomasse, sino al consumo per combustione all'interno dei motori, passando per le fasi di trasporto e raffinazione.

Come si può evincere dal report di IRENA "Biogas for road vehicles" (Figura 6.8) le performance di riduzione delle emissioni GHG dei biocarburanti rappresentano un'importante leva di decarbonizzazione anche considerando l'efficienza del veicolo a combustione, inferiore rispetto ad un veicolo a propulsione elettrica. Le emissioni specifiche

¹⁰ L'energia dei RFNBO è conteggiata ai fini della quota di energia rinnovabile degli obblighi posti dalla direttiva solo se la riduzione delle emissioni di gas serra derivante dal loro uso è pari almeno al 70%

rappresentate nella Figura 6.8 evidenziano potenziali di riduzione nell'ordine del 60÷80% per il biometano, a seconda della materia prima impiegata per la produzione. Anche biocarburanti liquidi come HVO (Hydrogenated Vegetable Oil), la cui emissività è stimata conservativamente sulla base del *saving* minimo previsto nella RED per gli impianti di produzione biofuels avviati a partire dal 2021, consentono una riduzione emissiva analoga, soprattutto se prodotti a partire da materie prime costituite da scarti, rifiuti e residui.

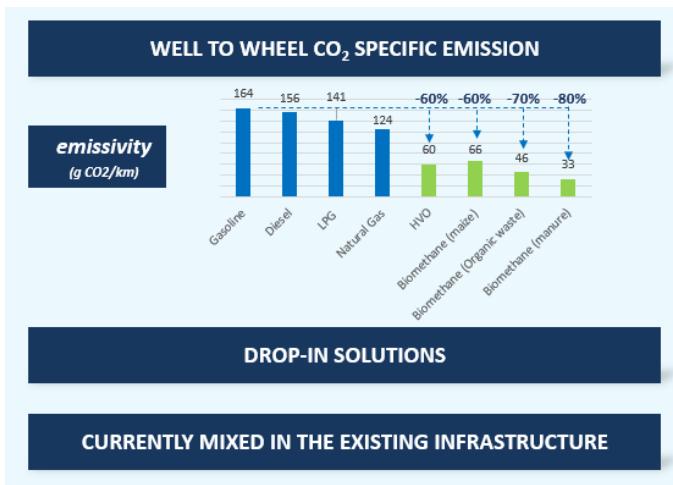


Figura 6.8

*Confronto emissività specifica di automobili con diverse alimentazioni [31].*¹¹

A distanza di alcuni anni dall'introduzione dell'obbligo di miscelazione introdotto dalla RED è possibile affermare che tale regolamentazione ha consentito la creazione di un mercato continentale dei biocarburanti strutturato e con un ampio numero di produttori e grossisti con un

¹¹ Emissività HVO: il valore di emissività chilometrica di HVO è un'elaborazione e considera un HVO il cui impatto emissivo unitario per unità energetica (espresso come $\text{gCO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{fuel}}$) nel ciclo di vita in termini di emissioni GHG determini un risparmio del 65% rispetto ad un riferimento fossile, indicato nella RED II col valore di 94 $\text{gCO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{fuel}}$. La Direttiva impone che, per i nuovi impianti avviati a partire dal 2021, sia rispettato un risparmio minimo del 65% di emissioni rispetto al riferimento fossile per i biocarburanti al fine di essere idonei a soddisfare gli obblighi di immissione in consumo della Direttiva stessa.

livello di domanda elevato ed un prezzo che, supportato dai meccanismi sanzionatori previsti in caso di mancato adempimento, ha raggiunto, secondo i calcoli dell'IEA, un valore compreso tra 2 e 5 volte quello del corrispondente combustibile fossile.

Solo in presenza di questo particolare scenario normativo gli operatori sono in grado di giustificare gli investimenti necessari alla realizzazione delle unità di produzione di tali biocarburanti ed a remunerare i costi di produzione che risultano significativamente superiori rispetto a quelli dei carburanti fossili per via dei costi di acquisto delle biomasse. La filiera di approvvigionamento delle materie prime necessarie alla produzione dei biocarburanti risulta infatti piuttosto articolata sia dal punto di vista geografico che delle dimensioni.

Più in generale, la sostenibilità economica (ed ambientale) della filiera delle materie prime include molteplici fattori quali: la disponibilità e collocazione geografica, l'impatto ambientale della coltivazione, la resa in bio-olio del *feedstock*, la competizione nell'utilizzo del suolo con altre coltivazioni agricole nel caso di utilizzo diretto di biomasse di origine vegetale, i costi di trasporto dai luoghi di produzione a quelli di trasformazione e consumo.

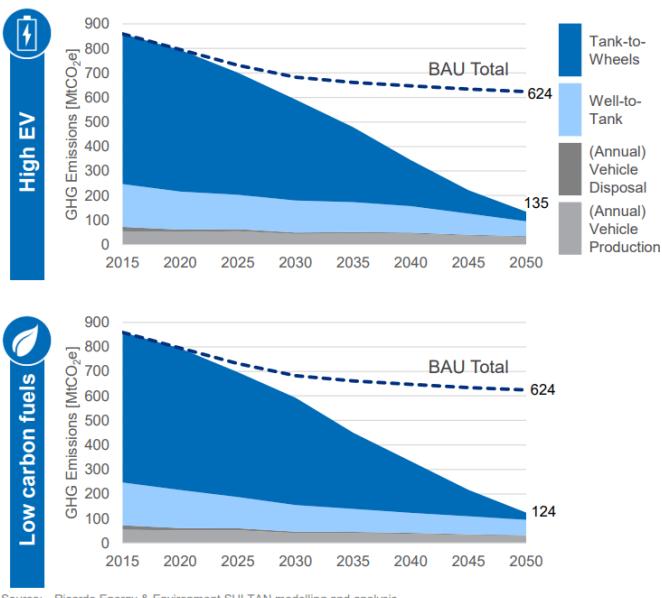
6.3.2 Veicoli alimentati a biocarburanti vs veicoli elettrici: contributo alle emissioni

Il pacchetto Fit for 55 per la decarbonizzazione del settore dei trasporti include un obiettivo “zero emissioni di scarico” dal 2035 in poi per gli autoveicoli leggeri e gli autobus urbani: in pratica, ciò riduce le soluzioni tecniche per questi veicoli stradali ai soli veicoli elettrici a batteria (BEV) e ai veicoli elettrici a celle a combustibile (FCEV). Queste tecnologie saranno tra i più importanti contributori per la neutralità del carbonio nel trasporto su strada, ma saranno altresì necessarie tecnologie aggiuntive in termini di funzionalità, costo del sistema e sostenibilità. L'approccio alla ricerca dovrebbe continuare a considerare le diverse tecnologie in una prospettiva del ciclo di vita, pur mantenendo l'obiettivo generale della neutralità del carbonio.

Lo sviluppo dei biocarburanti, infatti, può contribuire in maniera significativa alla riduzione delle emissioni di gas serra nel settore dei trasporti, nonostante una differenziazione circa il livello di abbattimento della CO₂ a seconda della materia prima utilizzata. I biocarburanti avanzati, ad esempio, possono raggiungere percentuali di riduzione delle emissioni *Well-To-Wheel* anche prossime al 100% nel caso di impiego di rifiuti e sottoprodotti. Indicativamente, la produzione di 1Mton/anno di biocarburanti avanzati può consentire un risparmio di CO₂ compreso tra 2 e 3 Mt/anno [32].

Un'analisi condotta nel 2018 da Concawe sul futuro del trasporto stradale leggero nell'UE considera in chiave comparativa da un lato lo scenario di completa elettrificazione del parco auto e dall'altro quello di un diffuso utilizzo dei combustibili a bassa intensità di carbonio (LCF) combinato con veicoli elettrici. Lo studio, condotto secondo un approccio LCA¹², mostra come al 2050 le riduzioni delle emissioni totali di gas a effetto serra rispetto al valore del 2015 siano approssimativamente equivalenti per entrambi gli scenari (Figura 6.9) [33].

¹² Il campo di applicazione dell'analisi LCA comprende le emissioni di GHG con approccio WTW derivanti dalla produzione e dall'uso di carburante e le emissioni totali incorporate nel veicolo, a cui si aggiungono le emissioni derivanti dalla fase di produzione e smaltimento del veicolo.



Source: Ricardo Energy & Environment SULTAN modelling and analysis

Figura 6.9

Emissioni totali di gas serra dal 2015 al 2050 [33].

Uno studio successivo commissionato da FuelsEurope a studio *Gear up* nel 2021 [34] prende in considerazione l'assorbimento di veicoli elettrici a batteria nel mercato delle autovetture da una prospettiva del consumatore, sulla base del costo totale di proprietà. L'analisi mostra che, a parità di condizioni, sia un veicolo elettrico che un veicolo con un motore a combustione interna alimentato con carburanti rinnovabili al 100% forniscono le stesse prestazioni equivalenti di riduzione di CO₂, a costi simili. I risultati combinati della maggiore efficienza dei nuovi veicoli con motore a combustione interna (motori Euro 6) e dei carburanti rinnovabili nel mix avranno un impatto maggiore. Con riferimento ai possibili strumenti per il raggiungimento dell'obiettivo europeo di riduzione di CO₂ nel settore del trasporto stradale, il legislatore ha finora manifestato una netta preferenza per soluzioni basate sull'elettrificazione; prospettiva che richiede di considerare, oltre ad adeguati strumenti di policy (per esempio, la sostenibilità fiscale degli incentivi), anche fattori quali la sicurezza e il costo di

approvvigionamento delle materie prime per la produzione delle batterie.

I biocarburanti possono rappresentare una possibile soluzione per l'abbattimento delle emissioni di CO₂ dei trasporti senza vincoli di rinnovo del parco circolante esistente, senza necessità di adeguamento delle infrastrutture per la loro distribuzione ed utilizzo. Per il trasporto marittimo, aereo e pesante su strada, la densità energetica dei combustibili liquidi rappresenta un vantaggio fondamentale che sarà difficilmente sostituibile anche considerato il miglioramento a livello tecnologico delle batterie. Per queste modalità di trasporto, il requisito fondamentale è quello di immagazzinare la quantità massima di energia a bordo nel minor volume e peso possibile. La tecnologia delle batterie dovrà ottenere una riduzione di peso di almeno 10 volte [35] per diventare un valido sostituto dei carburanti liquidi nei mezzi di trasporto diversi dalle sole autovetture e dai veicoli commerciali leggeri. È pertanto improbabile che un'unica opzione garantisca una mobilità a basse emissioni in tutti i segmenti di trasporto.

Data la dimensione della sfida, mantenere la neutralità tecnologica sarà in sostanza fondamentale. La diffusione dell'elettrico può essere già oggi sostenuta e affiancata da soluzioni complementari come i biocarburanti. Ciò comporterebbe una diminuzione delle emissioni più veloce, con effetti immediati, in quanto consentirebbe la decarbonizzazione del parco macchine esistente.

È bene, inoltre, ricordare che gli assetti produttivi delle bioraffinerie non possono vedere una domanda limitata ai soli carburanti destinati a compatti diversi da quello stradale. Pertanto, è fondamentale promuovere una visione integrata dei prodotti destinati a tutti i modi del trasporto, non escludendo una valorizzazione dei biocarburanti anche negli LDV e HDV a combustione interna. Una visione che non tenga conto di questa prospettiva rischierebbe ad esempio di non trovare risposte di produzione SAF (*sustainable aviation fuel*) adeguate alla traiettoria di crescita prevista dal Regolamento ReFuelEU Aviation, soprattutto post 2030.

6.3.3 Processi Produttivi per conversione delle biomasse

Le strade per operare trasformazioni delle biomasse “grezze” che entrano in raffineria ed ottenere biocombustibili e prodotti biochimici passano attraverso differenti modalità di conversione.

I processi di trasformazione delle biomasse possono essere suddivisi in 4 gruppi (vedi Figura 6.10):

- conversioni di tipo termochimico,
- conversioni di tipo biologico,
- conversioni catalizzate,
- conversioni di tipo fisico.

Le trasformazioni termochimiche rappresentano tutti quei processi che sfruttano le elevate temperature per accelerare la velocità di conversione delle biomasse o dei rifiuti, producendo delle miscele di prodotti valorizzabili come combustibili.

Le trasformazioni biologiche rappresentano processi metabolici che producono cambiamenti chimici nei substrati organici attraverso l’azione di enzimi e/o di microorganismi.

Le trasformazioni catalizzate sono processi che, mediante l’utilizzo di un catalizzatore omogeneo o eterogeneo convertono la materia prima, trasformandola nel prodotto desiderato.

Da ultimo, la conversione fisica consiste nella lavorazione meccanica delle biomasse di partenza per ottenere un prodotto più facile da trasportare ed utilizzare o aumentarne la densità energetica per unità di volume o di peso.

Le filiere incluse in queste grandi classi di conversione sono alquanto numerose e si possono combinare in diverso modo per formare percorsi ben più complessi di quelli rappresentati nel semplice schema di Figura 6.10.

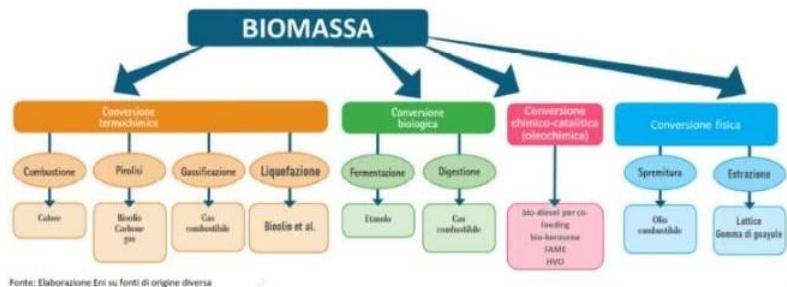


Figura 6.10

Processi di trasformazione delle biomasse.

È questa una delle difficoltà del settore che, come abbiamo già avuto modo di notare, richiede una elevata capacità di interdisciplinarità e una visione olistica dell'intero sistema della bioenergia, della biochimica e dei molteplici mercati di sbocco per poter scegliere, combinare tra loro e gestire al meglio i processi e le varie bio-produzioni ottenibili a partire dalle biomasse. A titolo di esempio rappresentativo della complessità del reticolo possibile di filiere, nella Figura 6.11 è riprodotto un possibile diagramma di flusso di prodotti bio [36].

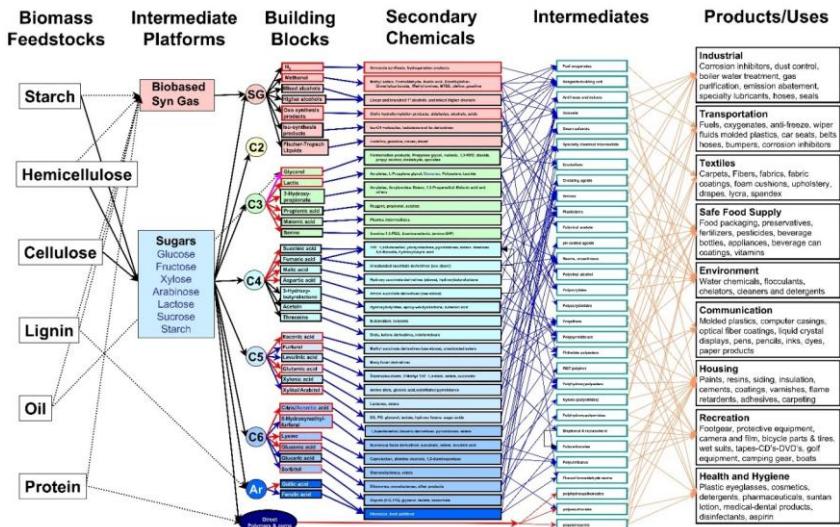


Figura 6.11

Diagramma di flusso prodotti bio [36].

6.3.4 Prodotti

6.3.4.1 Bioetanol

Il Bioetanolo è un biocarburante con caratteristiche simili alla benzina, con la quale può essere miscelato in varie percentuali e può venir utilizzato in veicoli equipaggiati con motori a ciclo Otto (alimentati normalmente con benzina convenzionale).

L'etanolo è utilizzato da diversi decenni come carburante, sia da solo che in miscela con la benzina a differenti percentuali. Tutti i veicoli, anche i più obsoleti, possono essere alimentati senza rischi con una miscela al 5% in volume di etanolo (E5), mentre a partire dal 01/01/2018 (direttiva 2009/30/CE) tutti i nuovi veicoli sono abilitati all'utilizzo di miscela al 10% in volume di etanolo (E10). Veicoli compatibili con percentuali maggiori (tecnologia Flex) sono utilizzati prevalentemente in America Latina, dove possono circolare con percentuali variabili fino all'85% di etanolo nel carburante (E85).

Viene prodotto dalla fermentazione di zuccheri semplici o complessi (amidi) provenienti da coltivazione dedicate quali canna da zucchero, mais o frumento, patate.

La canna da zucchero ed il mais sono le materie prime maggiormente impiegate per la produzione di bioetanolo grazie a storici accordi agricoli rispettivamente in Brasile e negli Stati Uniti. In Europa, il bioetanolo è prodotto utilizzando prevalentemente frumento, orzo e barbabietole da zucchero. I principali poli europei di produzione sono in Spagna, Germania, Svezia e Francia. È utile sottolineare che, sebbene il bioetanolo possa essere prodotto con successo nei climi temperati, i climi tropicali sono più adatti per garantire un'alta produttività, come ad esempio in Brasile con la canna da zucchero.

Il trasporto avviene con autocisterne. Come gli altri combustibili convenzionali, non si riscontrano particolari criticità poiché tali mezzi vengono controllati regolarmente e non vi sono particolari rischi e/o esigenze di riconversioni.

In deposito, qualora venisse miscelato con la benzina, si additiva l'etanolo nella parte finale della catena logistica, direttamente in linea prima del trasferimento in autobotte. La benzina viene appositamente preparata per la successiva fase di miscelazione con l'etanolo: il semilavorato della benzina (RBOB - Reformulated Gasoline Blendstock for Oxygenate Blending) viene tenuto separato sino all'ultimo per evitare problemi di idrofilia.

In termini di prestazioni, il bioetanolo ha caratteristiche leggermente diverse rispetto alla benzina commerciale (Tabella 6.5); avendo nella formula chimica un atomo di ossigeno il suo rapporto stechiometrico con l'aria è sensibilmente differente, 9 contro 14,6 della benzina. Ha un calore latente di vaporizzazione maggiore della benzina, che potrebbe dare dei miglioramenti in termini di riempimento volumetrico del motore. Inoltre, ha un numero di ottano più alto che consente di ottenere valori maggiori del rapporto di compressione dei motori da cui deriva, almeno in teoria, un maggiore rendimento termico.

Proprietà	Benzina	Etanolo
Formula chimica	$C_{7.76}H_{13.1}$	C_2H_5OH
Rapporto stechiometrico	14,6	9
Potere calorifico [MJ/kg]	43,1	27
Tenore termico [MJ/kg miscela]	2,76	2,70
Calore di vaporizzazione [kJ/kg]	400	841
Numero di ottano	96	113

Tabella 6.5

Proprietà della benzina commerciale e dell'etanolo [37].

È possibile, con l'etanolo, alimentare sia i motori a combustione interna, sia i veicoli a Fuel Cell (Figura 6.12).



(a)

(b)

Figura 6.12

Veicolo a Fuel Cell alimentato ad etanolo (a) e veicolo ICE a bioetanolo E85 (b).

L'utilizzo come carburante miscelato con la benzina comporta elementi di difficoltà lungo la catena di trasporto, stoccaggio ed utilizzo nei motori:

- L'etanolo ha proprietà solventi ed è aggressivo sui materiali; questo richiede l'adozione di materiali resistenti alla

corrosione per evitare una rapida degradazione degli stessi. Nel caso di una prima immissione in circuiti esistenti, potrebbero essere esaltati i problemi dell'accumulo di residui metallici, che richiederebbe operazioni di filtraggio.

- L'etanolo ha una forte affinità con l'acqua e per tale ragione deve essere operata un'adeguata azione di controllo e gestione. Infatti, la presenza di acqua nel carburante e la sua stratificazione può variare le proprietà della benzina alla pompa ponendola "fuori limiti", sia dal punto di vista del numero di ottano che della volatilità.
- La volatilità dell'etanolo è molto diversa da quella della benzina e quindi anche la sua curva di distillazione. Alle più basse percentuali di etanolo, la tensione di vapore subisce grandi variazioni e quindi il mix di diverse benzine può mettere fuori norma la benzina a partire proprio dai valori di volatilità. Sarebbe perciò opportuno, che l'immissione nel mercato di benzina E10 avvenisse contemporaneamente in tutte le stazioni, per non incorrere in casi ove possa esserci una benzina fuori norma all'interno dei serbatoi dei veicoli.

Lo stoccaggio a bordo dei veicoli, per miscele con benzina a bassa percentuale, non ha particolari problematiche. Per percentuali più elevate, fino all'85%, o anche come unico carburante, le criticità sono quelle di un carburante che ha una forte miscelabilità con l'acqua e le proprietà solventi dello stesso. Tuttavia, sono problematiche note e già risolte nei veicoli compatibili con l'E85.

Per le criticità relative alla catena logistica possiamo rilevare che:

- In deposito si additiva l'etanolo nella parte finale della catena logistica, direttamente in linea prima del trasferimento in autobotte. Il semilavorato della benzina (RBOB - Reformulated Gasoline Blendstock for Oxygenate Blending) viene tenuto separato per evitare problemi di idrofilia.
- Dal punto di vista del trasporto in autocisterna, non si riscontrano particolari criticità poiché tali mezzi vengono

controllati regolarmente e non vi sono particolari rischi e/o esigenze di riconversioni.

- Dal punto di vista della stazione di rifornimento, la criticità è costituita dall'idrofilia: si rende necessario un collaudo delle stazioni, soprattutto quelle più dorate (che possono avere anche 50 anni) per la verifica, ad esempio, della tenuta dei serbatoi. Tuttavia, la maggior parte delle stazioni è già pronta per l'uso di benzine E10 anche se una parte di esse può aver bisogno di piccoli interventi (dell'ordine del migliaio di euro) e solo una parte minoritaria richiederà interventi più radicali (anche di 50.000 euro) per la messa in esercizio con le miscele di benzina etanolo.

Trattandosi comunque di tecnologie mature, non ci sono ostacoli particolarmente complessi da sormontare che possano impedire l'uso di questo carburante.

Per il bioetanolo, alcuni studi [38] dimostrano che le emissioni di CO₂ si riducono del 20 % ÷ 40 % (dati basati sulla coltivazione di grano). Il bioetanolo ottenuto dalla barbabietola da zucchero porterebbe ad una diminuzione del 40 % ÷ 55 %, mentre in Brasile, dove la canna da zucchero è la materia prima più diffusa, la riduzione è circa del 80 % ÷ 90 %.

Per quanto riguarda le emissioni nocive di NO_x, CO ed HC, si può osservare un lieve aumento degli ossidi di azoto, comunque controllabili con i comuni dispositivi di abbattimento delle emissioni a bordo dei veicoli.

Essendo richieste differenti tipologie di lavorazione, il bilancio energetico-economico non è favorevole rispetto alla benzina commerciale, con il risultato di un costo maggiore.

I rischi sono sicuramente associati alla natura infiammabile del combustibile, mentre la sua idrofilia può costituire un problema in caso di dispersione in ambiente.

Essendo un solvente, l'etanolo ha anche capacità corrosive.

6.3.4.2 Biometano

Il biometano è un biogas che ha subito un processo di raffinazione, o upgrading, per arrivare ad una concentrazione di metano del 95%, che lo rende assimilabile al gas naturale.

Il biogas è prodotto dalla degradazione biologica della biomassa in assenza di ossigeno nel processo di digestione anaerobica (DA). La quantità e la qualità del biogas prodotto (percentuale di metano contenuta) dipendono sia dalla biomassa di partenza che dalla tecnologia utilizzata. La DA può avvenire in ambiente controllato (digestore anaerobico) con una produzione di biogas con percentuale di metano attorno al 55 % ÷ 65 %, o avere luogo nelle discariche, risultando in una percentuale di metano intorno al 45 %.

Le principali materie prime utilizzabili nel processo di DA sono:

- Reflui fognari;
- Reflui zootecnici;
- Rifiuti alimentari di origine commerciale o domestica (FORSU);
- Rifiuti da giardinaggio e gestione del verde;
- Produzioni agricole dedicate.

Il trasporto del biometano non è differente da quello del gas naturale: può essere trasportato in bombole o immesso nella rete. L'utilizzo nei veicoli non comporta alcun tipo di modifica ed ha le stesse caratteristiche del metano. Avendo un maggior grado di purezza, il biometano risulta migliore rispetto al gas naturale, determinando un vantaggio in termini di minor degrado del veicolo. Non ci sono criticità ulteriori rispetto al gas naturale.

Il biometano è immagazzinato all'interno del veicolo di norma in forma gassosa a 200 bar, esattamente allo stesso modo del metano, tramite bombole di acciaio oppure carbonio, in grado di resistere a tale

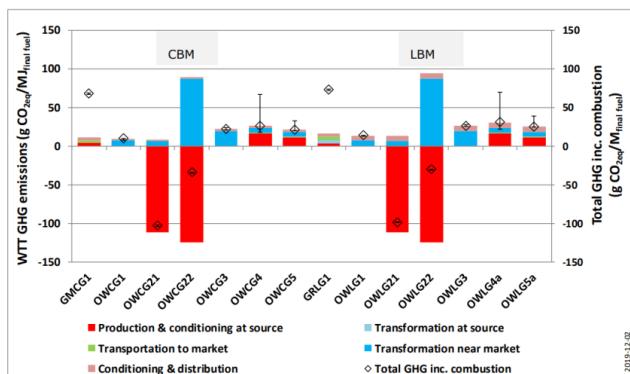
pressione. Può essere immagazzinato anche in forma liquida come il GNL.

Nella sua composizione chimica molecolare, il biometano (come il metano) è l'idrocarburo con il minor numero di atomi di carbonio (1 solo atomo) e dalla sua combustione si formerà il minor numero di molecole di anidride carbonica.

La sua natura biologica può portare a riduzioni delle emissioni climalteranti anche dell'80% rispetto al metano per autotrazione. Tuttavia, il metano è un gas climalterante ($25 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{t}_{\text{CH}_4}$) e la perdita di gas in atmosfera risulta molto critica.

Le emissioni Tank to Wheel risultano perfettamente sovrapponibili rispetto a quelle di un veicolo alimentato a metano.

La Figura 6.13 illustra l'impatto della produzione di biometano attraverso le varie modalità.



Code	Final fuel	Description
OWCG₁	CBM	Upgraded biogas from municipal organic waste as CBM. Closed digestate storage.
OWCG21/2		Upgraded biogas from wet manure as CBM. Digestate storage closed (21) or open (22)
OWCG₃		Upgraded biogas from sewage sludge as CBM. Closed digestate storage
OWCG₄		Upgraded biogas from maize (whole plant) as CBM. Closed digestate storage.
OWCG₅		Upgraded biogas from double cropping (barley/maize) as CBM. Closed digestate storage.
OWL_{G1}	LBM	Upgraded biogas from municipal organic waste as LBM. Closed digestate storage.
OWL_{G21/2}		Upgraded biogas from wet manure as LBM. Digestate storage closed (21) or open (22)
OWLG₃		Upgraded biogas from sewage sludge as liquefied biomethane (LBM). Closed digestate storage
OWL_{G4}		Upgraded biogas from maize (whole plant) as LBM. Closed digestate.
OWL_{G5}		Upgraded biogas from double cropping (barley/maize) as LBM. Closed digestate storage.

Figura 6.13

Confronto tra le emissioni Well to Tank di CO₂ del metano (GMCG1) e del biometano in forma gassosa (CBM) e liquida (LBM) secondo le varie modalità di produzione (fonte JRC) [39].

Il confronto dell'energia necessaria per la produzione del biometano rispetto a quella per il gas naturale, riferita al mix europeo, è riportato nella Figura 6.14.

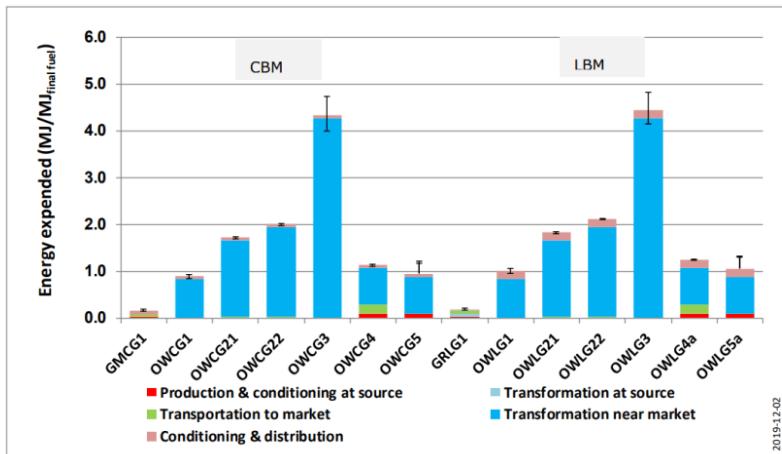


Figura 6.14

Confronto tra l'energia necessaria per la produzione di metano (GMCG1) e biometano in forma gassosa (CBM) e liquida (LBM) secondo le diverse modalità di produzione [39].

Si può notare che, in termini energetici, la spesa è maggiore rispetto al suo equivalente fossile ed il costo risente di tale aggravio: esso è di circa 50 €/MWh (quotazione del 02/2025 del Dutch TTF Natural Gas Futures).

I rischi relativi al biometano sono esattamente gli stessi del gas naturale, essendo per la quasi totalità metano. È un combustibile gassoso più leggero dell'aria e in caso di perdite all'aperto si disperde rapidamente in atmosfera, non costituendo rischi particolari.

6.3.4.3 Biodiesel per co-processing HDS (HydroDesulfurization)

Il *co-processing* o *co-feeding* consiste nella contemporanea alimentazione e trasformazione di materie prime biologiche ed intermedi petroliferi negli impianti tradizionali presenti all'interno di una raffineria. Nel processo sono coinvolte reazioni di cracking ed idrogenazione con altre tipologie di materie prime rinnovabili come oli vegetali in combinazione con intermedi petroliferi.

Il fine è quello di ottenere combustibili finiti con una quota al proprio interno di componente rinnovabile, che viene riconosciuta ai fini degli obblighi bio di immissione al consumo per soddisfare la normativa europea in tema di biocarburanti. Co-processare delle materie prime di carattere bio e fossili porta alla formazione di prodotti finali con le stesse proprietà chimiche. Quali prodotti si ottengano e la quota bio risultante dalla lavorazione dei processi possono essere variabili. Per quanto riguarda i tipi di prodotti dipende dal punto di inserzione dell'elemento biogenico. Se si schematizza il complesso di raffineria, si possono ottenere un ventaglio di prodotti che presentano in uscita una quota risultante bio.

Il co-processing ha recentemente ricevuto un'attenzione particolare, sia dal punto di vista normativo che da parte delle società produttrici di carburanti come metodo di decarbonizzazione dei propri prodotti nel breve termine. Infatti, il co-processing potrebbe permettere, sfruttando infrastrutture esistenti come le raffinerie e gli impianti logistici, di incrementare la disponibilità di biocarburanti.

Il co-processing è una pratica industriale consolidata soprattutto per la produzione di gasoli mediante la co-alimentazione di oli vegetali presso gli impianti di desolforazione. Il prodotto risultante ha una quota bio riconosciuta in relazione alla resa del processo ed al tipo di alimentazione dell'impianto. Rimane il rispetto delle modalità di monitoraggio delle rese (test del Carbonio 14 «quadrimestrale» o «ad evento») richieste dal Regolamento delegato dell'UE 2023/1640 per il successivo riconoscimento della quota bio per il raggiungimento dei target previsi dalla RED.

Il co-processing per gasoli viene portato avanti come pratica industriale da diverse compagnie europee come BP in Inghilterra, Preem in Svezia,

Neste in Finlandia ed è largamente utilizzato in Spagna con Repsol e CEPSA.

Un ultimo aspetto relativo alla pratica del co-processing riguarda la produzione di quote bio di kerosene per *jet fuel*.

A novembre del 2019 è stata introdotta la possibilità normativa di produrre quote bio di *jet fuel* mediante co-processing agli impianti di desolforazione del kerosene presenti in una raffineria tradizionale, fino ad un massimo del 5% in volume in ingresso all'impianto.

6.3.4.4 Fatty Acid Methyl Ester (FAME)

Il FAME è un carburante bio sostitutivo del diesel che viene prodotto mediante la reazione di transesterificazione dei trigliceridi. Le materie prime di partenza, quindi, sono rappresentate dagli stessi oli vegetali e residui che costituiscono la filiera di produzione dell'HVO.

La reazione di produzione è esotermica ed il processo produttivo è relativamente semplice, permettendo anche la costruzione di impianti di piccola taglia decentralizzati e adiacenti al punto di generazione delle materie prime.

La temperatura di reazione varia a seconda del processo di transesterificazione e produzione del biodiesel:

- a. Per piccoli impianti (1000÷3000 ton/anno) il processo è discontinuo e avviene generalmente a temperatura ambiente con tempi di reazione di circa 8 ore.
- b. Per impianti di media taglia (20÷25 kt/anno) il processo può essere condotto sia in continuo che in discontinuo. Generalmente la reazione viene condotta a temperature di 70 °C
- c. per impianti di grande taglia in continuo (> 25 kt/anno) il processo viene condotto a circa 200 °C e 50 bar di pressione, in modo da spingere la cinetica di reazione.

Il FAME risulta avere generalmente un costo inferiore dell'HVO nonostante venga prodotto dalle stesse materie prime di partenza, essenzialmente per tre motivi:

- L'utilizzo di metanolo come reagente rispetto all'idrogeno: la quotazione del metanolo fossile è uguale a quella del petrolio e può essere acquistato sul mercato a differenza dell'idrogeno che deve essere prodotto nel luogo di utilizzo, con investimenti importanti per la sua produzione come, per esempio, per la costruzione di uno *steam methane reformer*.
- Le condizioni di reazione presentano una minore temperatura e pressione di esercizio rispetto ai processi di idrogenazione.
- La generazione di un co-prodotto come la glicerina che ha un suo mercato nei settori dell'industria alimentare e cosmetica o può essere utilizzata come substrato per la produzione di biometano.

Il FAME però presenta anche delle criticità che ne limitano l'applicabilità nei carburanti: se miscelato, non può superare la percentuale del 7%, se è puro richiede modifiche ai motori.

Il FAME, a differenza dell'HVO, contiene ancora ossigeno al suo interno e da questo ne deriva la scarsa stabilità all'ossidazione con formazione di morchie.

6.3.4.5 HVO/SAF

La capacità operativa di bioraffinazione, espressa in termini di produzione e non di capacità di lavorazione, al 2022 è di circa 9,5 Mt/anno [40], concentrata per oltre il 75% in Nord America ed Europa. A fronte di previsioni di domanda crescente di HVO/SAF, gli operatori del settore stanno avviando nuovi investimenti in impianti di idrogenazione e annunciando nuovi progetti.

La capacità oggi in costruzione, una volta entrata in funzione, più che raddoppierà la capacità di produzione di HVO/SAF al 2025, incrementandola a circa 24 Mton/anno. Oltre la metà della capacità in

costruzione è negli Stati Uniti, mercato ove i biocarburanti sono fortemente incentivati sia a livello federale (programma Renewable Fuel Standard), sia a livello statale nella West Coast (in particolare California). Anche in Europa, mercato che presenta obiettivi di immissione al consumo sempre più sfidanti con il pacchetto FitFor55, la capacità è in forte crescita, guidata dagli investimenti degli operatori tradizionali come Eni sia nella produzione di biocarburanti HVO che di SAF; in Asia la capacità in costruzione è limitata per la maggior parte all'espansione dell'impianto di Singapore di Neste.

Le espansioni degli impianti già operativi costituiscono il 40% circa del totale della capacità in costruzione.

Numerosi altri impianti sono stati annunciati a livello mondiale. Escludendo i progetti più speculativi, è stata annunciata nuova capacità per ulteriori 7 Mton/anno che potrebbero entrare in funzione entro il 2030. Tra i principali nuovi operatori del settore si segnala la Shell, con i progetti di Palau Bukom in Asia e Pernis in Europa.

Riferimenti on-line e bibliografici:

1. Disponibile online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>
2. Disponibile online:
[https://www.researchgate.net/publication/357229921 A review on hydrogen production and utilization Challenges and opportunities](https://www.researchgate.net/publication/357229921_A_review_on_hydrogen_production_and_utilization_Challenges_and_opportunities)
3. Disponibile online:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890422011049?via%3Dihub>
4. Disponibile online:
https://dspace.lib.cranfield.ac.uk/bitstream/handle/1826/17886/developments_in_hydrogen_production-2022.pdf?sequence=1&isAllowed=y
5. Disponibile online: <https://www.sciencedirect.com/science/article>
6. Disponibile online:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2772656822000136>
7. Disponibile online: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117294>
8. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
9. https://www.cni.it/images/eventi/2022/CNI_19Ott2022_parte_1.pdf
10. Disponibile online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>
11. Disponibile online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>
12. Disponibile online: <https://www.irena.org/Publications/2023/Dec/Water-for-hydrogen-production>
13. Disponibile online: <https://globalenergyprize.org/en/2023/08/10/white-hydrogen-method-for-pinpointing-naturally-occurring-h2/>
14. Disponibile online: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/06/Blue-hydrogen-as-an-enabler-of-green-hydrogen-the-case-of-Germany-NG-159.pdf>
15. IEA Technology Collaboration Programme. Advanced fuel cells. Survey on the number of fuel cell vehicles, hydrogen refueling stations and targets. 2019
16. Sens, M., et al., Hydrogen Powertrains in Competition to Fossil Fuel based Internal Combustion Engines and Battery Electric Powertrains, 42nd International Vienna Motor Symposium 2021. Available online: https://www.iav.com/app/uploads/2021/04/210422_Paper_Vienna_IAV.pdf
17. Rossini, F.D. Report on International Practical Temperature Scale of 1968. *J. Chem. Thermodyn.* 1970, 2, 447–459.

18. Xu, W.; Li, Q.; Huang, M. Design and analysis of liquid hydrogen storage tank for high-altitude long-endurance remotely-operated aircraft. *Int. J. Hydrogen Energy* 2015, 40, 16578–16586. [CrossRef]
19. Babac, G.; Si, sman, A.; Çimen, T. Two-dimensional thermal analysis of liquid hydrogen tank insulation. *Int. J. Hydrogen Energy* 2009, 34, 6357–6363.
20. Andersson J., Grönkvist S. (2019). Large-scale storage of hydrogen. *International journal of hydrogen energy*, 44(23), 11901– 11919. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.063>
21. Dickel, R., Blue hydrogen as an enabler of green hydrogen: the case of Germany, The Oxford Institute for Energy Studies, 2020. Available online: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/06/Blue-hydrogen-as-an-enabler-of-green-hydrogen-the-case-of-Germany-NG-159.pdf>
22. Zúñiga-Saiz, P., Sánchez-Díaz, C. Design of a Hydrogen Refueling Station with Hydrogen Production by Electrolysis, Storage, and Dispensing for a Bus Fleet in the City of Valencia. *Int. J. Hydrogen Energy* 2025, 104, 651-664. [https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.387.](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.387)
23. <https://synerhy.com/en/2022/05/hydrogen-storage-and-transport-methods/>
24. Karayel, G.K., & Dincer, I. (2024). Hydrogen storage and refueling options: A performance evaluation. *Process Safety and Environmental Protection*, 191(Part B), 1847-1858. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2024.09.013>
25. Disponibile online: https://www.sintef.no/globalassets/project/hyper/presentations-day-1/day1_1430_decker_latest-global-trend-in-liquid-hydrogen-production_linde.pdf
26. Genovese, M.; Fragiacomo, P. Hydrogen Refueling Station: Overview of the Technological Status and Research Enhancement. *J. Energy Storage* 2023, 61, 106758. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106758>.
27. Martin Robinius, Jochen Linßen, Thomas Grube, Markus Reuß, Peter Stenzel, Konstantinos Syranidis, Patrick Kuckertz and Detlef Stoltzen. Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles. *Energie & Umwelt / Energy & Environment Band*. 2018. Volume 408, ISBN 978-3-95806-295-5. Available online: https://juser.fz-juelich.de/record/842477/files/Energie_Umwelt_408_NEU.pdf

28. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/ci/Info/0122/green-ammonia-maritime.html>
29. J. Sousa, et al., *Ind. Eng. Chem. Res.* 61, 2022, 14515–14530.
30. “DROP-IN” BIOFUELS: *The key role that co-processing will play in its production* – Documento dell’IEA Bioenergy: task 39: January 2019
31. IRENA, *Biogas for road vehicle*, 2018
32. Disponibile online: https://www.unem.it/wp-content/uploads/2022/11/Studio-Rie_unem-completo-2022.pdf
33. Disponibile online: <https://www.concawe.eu/publication/impact-analysis-of-mass-ev-adoption-and-low-carbon-intensity-fuels-scenarios/>
34. Disponibile online: <https://www.fueleurope.eu/publications/publications/low-carbon-mobility-with-renewable-fuels-affordability-and-accessibility-of-passenger-cars-for-eu-consumers>
35. Disponibile online: https://www.fueleurope.eu/publications/publications/vision_2050-a-pathway-for-the-evolution-of-the-refining-industry-and-liquid-fuels
36. Werpy, T.; Petersen, G. *Top Value Added Chemicals from Biomass: Volume I -- Results of Screening for Potential Candidates from Sugars and Synthesis Gas*; 2004; p. DOE/GO-102004-1992, 15008859;
37. *Internal Combustion Engine Fundamentals* / McGraw-Hill Education - Access Engineering (accessengineeringlibrary.com)
38. Manuale Bio-NETT 1 (cti2000.it)
39. JRC Publications Repository - JEC Well-to-Tank report v5 (europa.eu)
40. Disponibile online: https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2022/09/IEA-Bioenergy-Task-42-Global-biorefinery-status-report-2022-220712.pdf?utm_source=chatgpt.com

7. I rischi emergenti legati alla transizione energetica

La transizione energetica sarà la sfida dei prossimi decenni anche nel campo dell'analisi dei rischi il cui contributo in termini di previsione e prevenzione risulta essenziale.

Troppò spesso, infatti, si concentra l'attenzione solo sugli indubbi vantaggi ambientali trascurando gli scenari incidentali potenziali generati o ignorando i fattori di rischio connessi all'utilizzo di combustibili alternativi.

In particolare, occorre procedere per punti attraverso:

- Accurata analisi previsionale del rischio già integrata con lo sviluppo dei nuovi processi;
- Definizione dei nuovi scenari incidentali e adozione di adeguate misure preventive e protettive per garantire livelli di sicurezza equivalenti;
- Integrazione dell'analisi del rischio con la progettazione e sviluppo e il suo inserimento all'interno dei processi finanziari e nelle scelte di sviluppo industriale.

Va inoltre sottolineata la necessità di informare la popolazione dei possibili rischi connessi all'utilizzo di queste nuove tecnologie per non cadere nell'equivoco che, adottando una soluzione ritenuta ecologicamente sostenibile, questa sia necessariamente più sicura di quelle basate sulle tecnologie oggi utilizzate nel settore energetico.

Restando nel campo dei trasporti, l'analisi dei rischi insiti con l'utilizzo di combustibili alternativi deve diventare un elemento fondante già nella fase di progettazione e non deve essere affrontato a posteriori.

Le soluzioni proposte per la transizione energetica si basano in primo luogo sulla sostituzione dei combustibili fossili con nuovi sistemi di produzione, distribuzione e utilizzo dei nuovi vettori energetici.

In questo contesto spicca l'utilizzo di idrogeno, ammoniaca verde e biocombustibili per sostituire i sistemi convenzionali. Oltre a ciò, dovrà essere presa in considerazione anche la realizzazione di adeguate

infrastrutture di trasporto e distribuzione dei vettori energetici e per la cattura, trasporto e stoccaggio della CO₂ prodotta almeno nel transitorio da processi convenzionali.

Un altro importante settore per il contenimento delle emissioni di anidride carbonica è quello della sostituzione dei motori a combustione interna con motori elettrici e quindi sarà necessario lo sviluppo di nuovi sistemi di stoccaggio ed accumulo di energia elettrica e delle tecnologie per la realizzazione di auto elettriche. Tutte queste soluzioni sono soggette a rischi per la popolazione; pertanto, è necessaria una adeguata valutazione dei rischi.

Il Risk Management è il cardine nella gestione in sicurezza dei nuovi veicoli e delle Infrastrutture Strategiche ad essi connesse.

Idrogeno

Nonostante l'utilizzo dell'idrogeno abbia indubbi vantaggi dal punto di vista ambientale, a causa delle sue caratteristiche chimico fisiche, implica l'impiego di elevate pressioni (350-1000 bar) o la liquefazione a bassissime temperature (a -253°C) per il suo trasporto o stoccaggio, mentre le sue caratteristiche in termini di reattività chimica pongono seri problemi dal punto di vista dei rischi nel suo utilizzo.

Ammoniaca

L'ammoniaca, una risorsa chimica versatile, è la base essenziale per prodotti chimici, tessili, esplosivi, refrigeranti e fertilizzanti e potrebbe avere un ruolo anche nella transizione energetica. In recenti studi, l'ammoniaca green è stata proposta come una fonte energetica 100% rinnovabile e carbon-free. A temperatura ambiente l'ammoniaca è un gas incolore dall'odore pungente molto forte e soffocante, è irritante e tossica, inoltre può dar luogo a incendi e esplosioni di notevole violenza.

Biocarburanti

Nell'ambito dei combustibili per la transizione energetica, il tema dei biocarburanti è oggetto di dibattito, anche se attualmente non sono riconosciuti "neutri" in termini di emissioni di CO₂. Tuttavia non si può escluderne un loro potenziale utilizzo in sostituzione dei carburanti fossili, nei motori endotermici. Poiché i biocarburanti ed e-fuels hanno le stesse caratteristiche chimico-fisiche degli analoghi fossili, il loro utilizzo non modifica sostanzialmente i rischi connessi al loro impiego in sostituzione dei carburanti di origine fossile.

7.1 - Risk Management

La cultura della sicurezza richiede che la valutazione dei rischi e la loro prevenzione siano un elemento fondamentale oltre che nella progettazione anche per ogni scelta governativa, amministrativa e di sviluppo economico.

Il Risk Management è il cardine per la gestione in sicurezza degli impianti e delle infrastrutture.

Per fare un esempio, l'industria chimica nel secondo dopoguerra ebbe uno sviluppo che portò a indubbi benefici economici, ma che non aveva adeguatamente analizzato i rischi per la salute umana e per l'ambiente.

Svariati incidenti evidenziarono la necessità di rivedere l'approccio alla progettazione e gestione della sicurezza per gli impianti caratterizzati dalla presenza di quantità significative di sostanze pericolose.

Si ebbe quindi un passaggio dalla sicurezza garantita dal rispetto delle norme e dalla «buona pratica ingegneristica», alla dimostrazione che l'impianto è progettato ed esercito (naturalmente, continuando a rispettare le norme...) tenendo conto degli incidenti possibili e dotandosi degli strumenti per prevenirli e/o mitigarli, quindi minimizzandone il rischio.

Questo fu recepito nel 1982 nella Direttiva 82/501/CEE e successivi aggiornamenti.

Occorre quindi oggi non ripetere l'errore con lo sviluppo delle tecnologie green, viste le esperienze e gli strumenti per la valutazione dei rischi disponibili.

Le metodologie di valutazione del rischio hanno avuto diverse fasi di sviluppo a partire dalle prime applicazioni all'inizio degli anni 60. In figura 7.1 viene riportata in forma schematica l'evoluzione temporale del risk management.

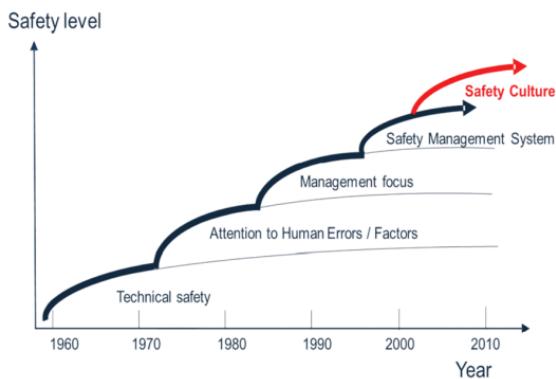


Figura 7.1.

Evoluzione temporale del risk management.

Gestire il rischio significa progettare ed esercire l'impianto con le misure di prevenzione e protezione e un sistema di gestione adeguati a garantire un rischio «tollerabile» (Controllo del Rischio).

Per definire se il rischio è «tollerabile» occorre essere in grado di misurare il rischio.

Per misurare il rischio occorre essere in grado di identificare i rischi.

Lo schema di flusso per affrontare in modo quantitativo è quello riportato in figura 7.2 e ormai consolidato nell'analisi del rischio di sistemi complessi.

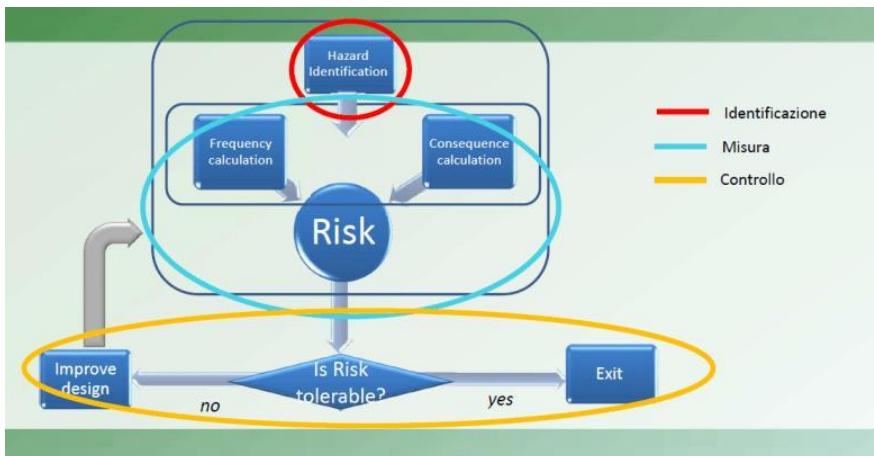


Figura.7.2

Diagramma di flusso per la valutazione del rischio.

Un qualsiasi progetto di impianto di processo con sostanze o condizioni pericolose vede all'opera un team di specialisti di sicurezza (Loss Prevention, Process Safety, HSE) per un impegno anche di svariate migliaia di ore di ingegneria per un peso sul progetto che può anche arrivare in fasi preliminari al 10% o più.

La disponibilità di metodi e strumenti per individuare e analizzare quantitativamente gli scenari incidentali connessi ai sistemi processo/impianto permette l'applicazione delle tecniche di Risk Analysis già nella fase di progettazione e sviluppo dell'impiantistica di processo (Figura 7.3).



Figura 7.3

Tecniche di Risk Analysis.

Inoltre, la gestione del rischio non si conclude con la fase di progetto.

Gli studi di Risk Management condotti in fase di progetto permettono di individuare le barriere di prevenzione e mitigazione presenti per ogni «Major Accidental Event» (MAE) che portano a considerare il rischio tollerabile.

Queste barriere definiscono i «Safety Critical Elements» (SCE) che vanno mantenuti in efficienza durante la fase operativa dell'impianto.

Per ogni SCE sono definiti «Performance Standards» e «Schemes of Examination» che devono venire applicati in fase operativa per mantenere il rischio ai livelli previsti dal progetto.

Parte della gestione della sicurezza in fase operativa è la «Reliability Based Inspection» (RBI) che consente di definire gli intervalli di ispezione ottimali per mantenere la integrità dei sistemi di contenimento ai livelli previsti.

L'esperienza maturata attraverso le metodologie del Risk Management sviluppate per le attività a rischio di incidente rilevante possono e devono essere utilizzate e nel caso adattate alle problematiche degli altri comparti produttivi come quello dell'utilizzo di combustibili alternativi nei sistemi di trasporto.

L'approccio basato sulla valutazione e mitigazione dei rischi deve cambiare l'organizzazione dello sviluppo dei progetti e deve essere parte integrante della progettazione e la gestione della sicurezza anche nel sistema dei trasporti e nelle infrastrutture strategiche ad esso connesse.

In conclusione, si può affermare che cresce la consapevolezza, anche a livello internazionale, che è necessario affrontare in maniera sempre più globale i rischi emergenti, alcuni dei quali sono strettamente interconnessi tra loro, e quindi necessitano di un approccio innovativo basato su “Analisi Multi Rischio”.

L'approccio multi-rischio è ormai un passaggio obbligato, così come è indispensabile la presa di coscienza di tutti i principali fattori che condizionano la definizione del problema. Esso rappresenta un problema intrinsecamente complesso.

Il multi-rischio è la valutazione, in una stessa area geografica, dell'intero rischio derivante da diversi eventi, tenuto conto dei possibili pericoli e delle interazioni di vulnerabilità (un approccio multi-rischio implica una prospettiva multi-hazard e multi-vulnerabilità – Figura 7.4).

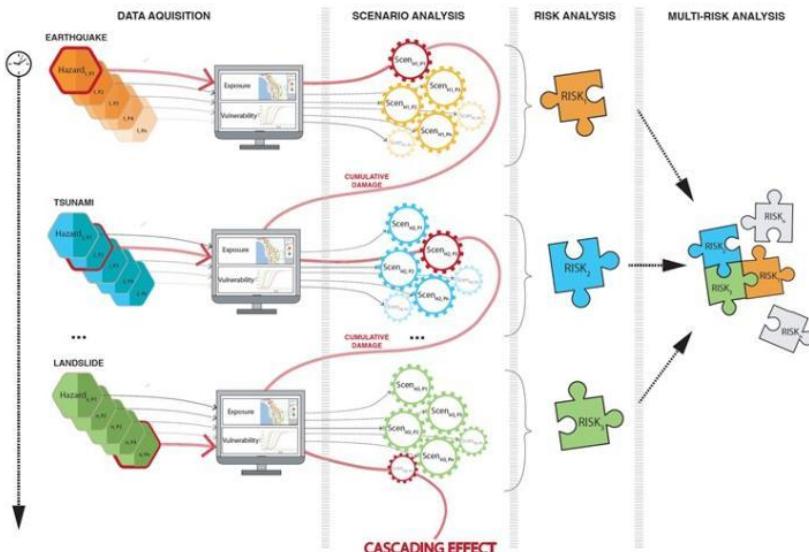


Figura 7.4
Schema per l'approccio multi-rischio

7.2 -Idrogeno

L'idrogeno è destinato ad assumere un ruolo centrale nel sistema energetico in quanto dalla sua combustione non viene generata anidride carbonica.

Tuttavia, nonostante l'utilizzo dell'idrogeno abbia indubbi vantaggi dal punto di vista ambientale, a causa delle sue caratteristiche chimico fisiche, implica l'impiego di elevate pressioni (350-1000 bar) o la liquefazione a bassissime temperature (a -253°C) per il suo trasporto o stoccaggio, mentre le sue caratteristiche in termini di reattività chimica pongono seri problemi dal punto di vista della sicurezza nel suo utilizzo, infatti in miscela con aria risulta potenzialmente molto più esplosivo del metano, come mostrato in Tabella 7.1.

	H ₂	CH ₄
Peso molecolare [g/mole]	2.016	16.05
Densità relativa gas (aria = 1)	0.07	0.56÷0.59
Coefficiente di diffusione in aria [cm ² /s]	0.61	0.16
Temperatura di autoaccensione [°C]	585	537
Energia di ignizione in aria [mJ]	0.02	0.29
Limiti di infiammabilità [% vol.]	LFL 4.0 UFL 75.0	LFL 5.0 UFL 14.0
Limiti di esplosività in aria [% vol.]	LEL 15.0 UEL 59.0	LEL 5.0 UEL 15.0
Temperatura di fiamma [°C]	2045	1875

Tabella 7.1

Confronto tra le caratteristiche chimico-fisiche dell'idrogeno e del metano.

Per queste caratteristiche peculiari dell'idrogeno, la catena di produzione, trasporto, distribuzione, stoccaggio e l'utilizzo presso il consumatore finale richiedono infrastrutture e impianti che adottino particolari precauzioni. Peraltro, esiste già una estesa casistica di incidenti connessi alla produzione e utilizzo dell'idrogeno [1] (Figura 7.5).

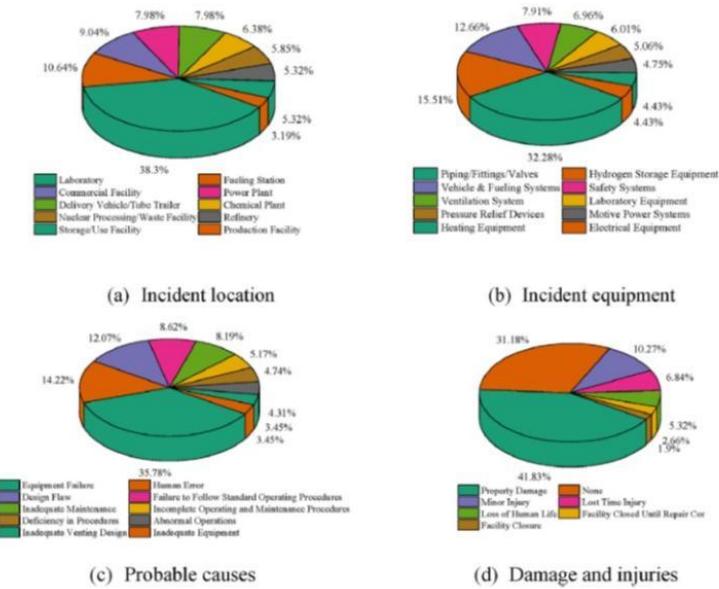


Figura 7.5

Casistica di incidenti connessi alla produzione e utilizzo dell'idrogeno.

7.2.1 - Aspetti e proprietà rilevanti per la sicurezza dell'idrogeno

L'idrogeno non è più o meno pericoloso di qualsiasi altro combustibile convenzionale. L'idrogeno ha un insieme unico di caratteristiche che differiscono da altri combustibili noti, e che pertanto richiedono apposite considerazioni nella fase di progettazione ed esercizio dei sistemi che lo utilizzano. Tali considerazioni vengono ampiamente trattate e descritte nel documento ISO/TR 15916:2015 [2].

L'idrogeno è un gas incolore, inodore e insapori in condizioni di temperatura e pressione standard (STP). Queste caratteristiche rendono le perdite di gas difficilmente rilevabili dai sensi umani. Laggiunta di composti odoranti per rilevare le perdite di idrogeno, come ad esempio

i mercaptani per il gas naturale, non è compatibile con l'utilizzo dell'idrogeno nelle attuali celle a combustibile.

L'idrogeno è un gas atossico, non cancerogeno, non corrosivo e non nocivo. Tuttavia, se inalato in alta concentrazione può causare asfissia per sostituzione dell'ossigeno dell'aria. L'idrogeno ha un'elevata diffusività e una densità relativa rispetto all'aria pari a 0.07. Di conseguenza in caso di rilascio all'aperto, l'idrogeno tenderà ad andare verso l'alto e a diffondersi/disperdersi rapidamente nell'aria. L'elevata galleggiabilità costituisce uno tra i principali vantaggi per la sicurezza dell'idrogeno e per la riduzione di possibili conseguenze da incidenti. In caso di rilasci in spazi confinati, l'idrogeno potrebbe invece accumularsi fino a concentrazioni pericolose.

L'idrogeno liquido è incolore, inodore e non corrosivo. Essendo un fluido criogenico, il contatto con la pelle o gli occhi può causare gravi ustioni da congelamento o ipotermia. L'inalazione dei vapori freddi può causare insufficienze respiratorie e asfissia. La bassa temperatura di ebollizione (-252.8 °C) fa sì che un rilascio di idrogeno liquido in un ambiente in condizioni normali evapori e si disperda velocemente. In spazi confinati, l'evaporazione ed espansione dell'idrogeno da liquido a gassoso può portare ad elevate pressioni (il rapporto volumetrico LH₂:GH₂ è 1:848).

Le piccole dimensioni delle molecole e atomi di idrogeno permettono al gas di essere facilmente assorbito da diversi materiali. Tale interazione può portare alla degradazione delle proprietà meccaniche dei materiali, come ad esempio avviene per i metalli a causa dell'infragilimento da idrogeno. Un altro fenomeno da attenzionare è la permeazione dell'idrogeno per i materiali polimerici utilizzati nei serbatoi ad alta pressione. L'interazione dell'idrogeno con i materiali può portare a cedimenti strutturali o perdite accidentali del gas. È fondamentale effettuare un'accurata selezione dei materiali compatibili e idonei alle operazioni ed ai sistemi di accumulo di idrogeno.

L'idrogeno è un gas facilmente infiammabile a causa dell'ampio range di infiammabilità (4-75 % in vol.) e della bassa energia minima di accensione pari a 0.017 mJ per la miscela idrogeno-aria con concentrazione 22 - 26 % in vol. [2].

La fiamma di idrogeno non è visibile alla luce del giorno a meno che non vengano trascinate impurità e particelle al suo interno. L'irraggiamento di calore dalle fiamme di idrogeno è molto inferiore a quello di altri combustibili. Questo può essere un vantaggio per la sicurezza, tuttavia potrebbe anche aumentare la difficoltà nella rilevazione e percezione della fiamma fin quando non si ha il contatto diretto. Le fiamme possono essere rilevate tramite adeguate attrezzature. La combustione di idrogeno puro con aria produce solo vapore acqueo. L'idrogeno è caratterizzato da un'elevata temperatura di fiamma (2045 °C), che può costituire un elevato rischio di gravi ustioni nel caso di diretto contatto con le fiamme di idrogeno.

7.2.2 - Possibili conseguenze e rischi in caso di incidente

L'utilizzo di applicazioni e tecnologie dell'idrogeno necessita di appropriate considerazioni e valutazioni di sicurezza, non solo dovute alle differenti ed uniche proprietà e caratteristiche dell'idrogeno, ma anche alle specifiche condizioni operative dei sistemi ad idrogeno. Questi ultimi richiedono pressioni di stoccaggio fino ai 1000 bar nelle stazioni ed infrastrutture di rifornimento o fino a 700 bar a bordo dei veicoli passeggeri. Inoltre, il crescente uso delle tecnologie dell'idrogeno in ambienti pubblici e per applicazioni mobili richiede delle linee guida e normative specifiche rispetto agli ambienti industriali, dove sono già esistenti delle pratiche ben stabilite.

In caso di incidente è necessario determinare adeguate distanze di sicurezza. La distanza di sicurezza è la distanza tra la sorgente di un pericolo ed un oggetto (persone, apparecchiature o ambiente) necessaria a limitare l'effetto di un eventuale incidente e prevenirne l'escalation in un incidente maggiore. *L'European Industrial Gases*

Association fornisce indicazioni sulla determinazione delle distanze di sicurezza in ambito industriale [3].

L'idrogeno può essere particolarmente soggetto a perdite o fughe a causa delle piccole dimensioni della sua molecola ed elevata diffusività. Come mostrato in Figura 7.5, la maggior parte degli

incidenti originano da valvole o connessioni, con conseguenti rilasci di idrogeno. Scenari di incidente credibili coinvolgono anche il sistema di stoccaggio e i dispositivi di limitazione della pressione (PRD), con conseguenti rilasci di idrogeno ad alta pressione. Il rateo di rilascio può variare in maniera significativa in base allo scenario. Si può passare da circa 3 g/s per un rilascio da una tubazione di alimentazione di una cella a combustibile, a 108 g/s per un rilascio da un dispositivo di limitazione della pressione, a decine di kg/s per rilasci da gasdotto industriale in caso di rottura completa [4].

L'idrogeno è altamente infiammabile. Ne consegue che la preoccupazione primaria in caso di rilascio è la possibilità di innesci e quindi di incendio. In questo caso le distanze di sicurezza considerano il punto più lontano dalla perdita in cui un getto può essere innescato, definito generalmente dalla concentrazione di idrogeno di 4 vol. % (limite inferiore di infiammabilità, LFL). La dimensione della nube infiammabile, ovvero la distanza al LFL di 4 vol. %, aumenta proporzionalmente al diametro della perdita. Livelli di concentrazioni più bassi sono generalmente considerati per far scattare i sistemi di allarme e shut-down dei sistemi. È doveroso sottolineare che in caso di rilascio in ambienti aperti o parzialmente confinati senza possibilità di accumulo, l'idrogeno tenderà ad andare verso l'alto grazie alla sua bassa densità, e a disperdersi rapidamente nell'aria fino a concentrazioni sicure, cioè al di sotto dell'LFL. Questo aspetto costituisce un chiaro vantaggio per la sicurezza.

L'innescio dell'idrogeno è uno scenario credibile a causa della sua bassa energia minima di accensione. L'innescio di un rilascio di idrogeno ad alta pressione produce un *jet fire*, ossia una fiamma a getto.

I rischi principali sono dovuti al contatto diretto con la fiamma e l'esposizione al flusso termico originato. Date le elevate pressioni, la lunghezza di fiamma può essere significativa ed è proporzionale al diametro di rilascio (d).

La Figura 7.6 mostra che la fiamma di idrogeno presenta una lunghezza visibile minore rispetto al metano a parità di condizioni di diametro e pressione di rilascio (200 bar). Tuttavia, è bene notare che le pressioni operative dei serbatoi a bordo di veicoli FCEHV (700 bar) porterebbero a lunghezze maggiori.

La fiamma di idrogeno irradia molto meno calore rispetto agli idrocarburi, in particolare il GPL come evidenziato dal confronto in Figura 7.6, portando a minori effetti dovuti ai flussi termici radiativi. Tuttavia, le persone che si trovano vicino a una fiamma a idrogeno potrebbero non percepire la sua presenza fino a quando non sono in contatto con essa. In assenza di un'adeguata attrezzatura di rilevamento, segnali della possibile presenza di una fiamma di idrogeno possono essere il rumore "sibilante" dovuto al rilascio del gas ad alta pressione e la comparsa di "inrespature di calore".

L'inalazione di prodotti della combustione originati dalle fiamme di idrogeno-aria è considerata meno grave rispetto ai combustibili convenzionali, perché l'unico prodotto della combustione è il vapore acqueo (non tossico, non velenoso). Tuttavia, gli incendi secondari possono produrre fumo o altri prodotti di combustione che presentano un rischio per la salute.

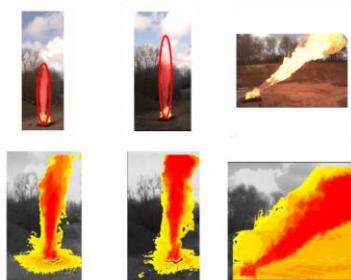


Figura 7.6

Confronto jet fires di idrogeno vs combustibili comuni: lunghezza di fiamma visibile Lf (in alto) ed effetti termici (in basso). H2: P=200 bar, d=3.1 mm, Lf=5.5 m; CH4: P=200 bar, d=3.1 mm, Lf=8.0 m; GPL: P=10 bar. Fonte: [6].

Per la mitigazione degli effetti dovuti ad un jet fire possono essere effettuate considerazioni simili agli altri combustibili in base all'applicazione e all'ambiente circostante. Il rilascio di idrogeno non deve essere diretto verso persone o apparecchiature. Le componenti con maggiori probabilità di perdita o rottura devono essere posizionate in maniera tale da non causare effetti domino. Nelle applicazioni stazionarie, protezioni o barriere possono essere utilizzate per ridurre il contatto diretto o il flusso termico verso potenziali obiettivi. Come osservato, la distanza all'LFL o la lunghezza di fiamma sono proporzionali al diametro di rilascio a parità di pressione di stoccaggio. Si potrebbe considerare quindi l'utilizzo di design innovativi di dispositivi per la limitazione della pressione (Pressure Relief Devices, PRDs) con diametro minore o l'utilizzo di ugelli planari. Tuttavia, il diametro del PRD deve essere calibrato rispetto alla resistenza al fuoco del serbatoio, così da assicurarsi che sia sufficiente a garantire lo svuotamento del serbatoio in un incendio prima del suo cedimento strutturale e possibile rottura.

I tempi di svuotamento del serbatoio, e quindi la possibile durata di un rilascio e le sue conseguenze, dipendono principalmente dalla pressione e volume di stoccaggio e diametro del rilascio.

Un jet fire con ignizione immediata non produce livelli sonori dannosi per l'uomo. Tuttavia, l'innesto ritardato di un rilascio pressurizzato di idrogeno può risultare in una sovrapressione capace di danneggiare persone o strutture.

In caso di un rilascio di idrogeno con o senza innesco all'interno di uno spazio confinato con limitata ventilazione, si può avere il “*pressure peaking phenomenon*”, che consiste in un picco transitorio di pressione all'interno dello spazio chiuso tale da poter causare una sovrapressione eccedente il limite di resistenza strutturale. Il fenomeno è più significativo nel caso di jet fire. Questo fenomeno deve essere preso in

considerazione per gli spazi confinati di dimensioni ridotte, quali le autorimesse.

Nel caso di innesto di una nube infiammabile in un ambiente aperto o confinato, si può avere una deflagrazione o detonazione. La deflagrazione è il fenomeno in cui la zona di combustione si propaga a velocità inferiore a quella del suono (sub-sonica) in una miscela di incombusti. Le deflagrazioni in spazi aperti ed in assenza di ostacoli possono generare sovrapressioni di circa 10 kPa. Le deflagrazioni in spazi confinati possono portare a sovrapressioni molto più elevate (≈ 800 kPa). In questo caso la forma di mitigazione più utilizzata è l'installazione di pannelli per assicurare il rilascio (*venting*) della pressione verso l'esterno. La detonazione è il fenomeno in cui la zona di combustione si propaga a velocità superiore a quella del suono (supersonica) in una miscela di incombusti. Le sovrapressioni prodotte sono molto più elevate: 1,000-1,500 kPa.

Così come per i combustibili convenzionali, l'onda d'urto generata da un'esplosione può causare danni all'apparato uditivo e gli organi interni. Si possono avere anche effetti indiretti dovuti alle proiezioni di frammenti, collasso strutturale, etc. Si deve sottolineare che l'entità del danno dipende dalla sovrapressione, l'impulso applicato su una persona o un oggetto, il luogo in cui si trovano e i dispositivi personali (di protezione) indossati.

La resistenza al fuoco di un serbatoio di idrogeno ad alta pressione è un fattore determinante per la sicurezza di tali sistemi. I serbatoi sono inoltre dotati di dispositivi di limitazione della pressione ad attivazione termica (TPRD) per il rilascio controllato e completo del gas combustibile prima che il fuoco riesca a degradare il materiale del serbatoio e causarne il cedimento strutturale. Nel caso remoto di un malfunzionamento del TPRD o mancata attivazione a causa di fiamme localizzate, si potrebbe avere la rottura del serbatoio con effetti di pressione dovuti all'onda d'urto ed effetti termici dovuti alla combustione del gas in una *fireball*.

La Figura 7.7 presenta uno schema riassuntivo delle possibili conseguenze ed effetti a seguito di un rilascio di idrogeno gas compresso.



*Possibili conseguenze ed effetti dovuti ad un rilascio di gas idrogeno compresso.
Rielaborazione da fonte “HyResponder project”.*

È da sottolineare che i seguenti fattori influiscono sulla distanza di sicurezza [3]: natura del pericolo, condizioni operative e design del sistema, tipo di target/oggetto (uomo, strutture, apparecchiature), ambiente tra il target e la sorgente del pericolo.

Sulla base di queste considerazioni sugli scenari incidentali derivanti dall'utilizzo dell'idrogeno, è possibile, utilizzando le metodologie descritte, eseguire una adeguata valutazione quantitativa dei rischi sviluppata nel suo utilizzo nell'ambito dei trasporti.

7.2.3 Sicurezza, prevenzione e mitigazione dei rischi nelle applicazioni delle tecnologie dell'idrogeno

L'idrogeno è stato ampliamente utilizzato nell'ambito industriale per molti decenni. Le applicazioni dell'idrogeno si stanno ampliando verso ambienti pubblici e non più solo industriali. Ciò implica una nuova cultura della sicurezza, strategie di sicurezza innovative e conseguenti soluzioni ingegneristiche. Ove possibile l'ampia esperienza in ambito industriale è stata e viene tuttora utilizzata per definire linee guida e normative per l'utilizzo dell'idrogeno nella mobilità e altre applicazioni. Questo è affiancato da numerosi progetti di ricerca internazionali di pre-normativa per colmare le lacune di conoscenza in alcuni campi specifici e definire le necessità per un uso intrinsecamente sicuro delle tecnologie a idrogeno.

Le sezioni successive si concentreranno sulle misure di prevenzione e mitigazione specifiche ai più diffusi sistemi ad idrogeno e le relative infrastrutture.

7.2.3.1 Sistemi di accumulo di idrogeno compresso a bordo di un FCHEV

I serbatoi a bordo dei FCHEV contengono gas idrogeno compresso a pressioni operative nominali (NWP) di 350 o 700 bar. Le specifiche per i sistemi di accumulo di idrogeno compresso a bordo di veicoli alimentati ad idrogeno devono rispettare il regolamento Europeo N. 406/2010 [7] e quello internazionale GTR#13 “*Global technical regulation on hydrogen and fuel cell vehicles*” [8], utilizzati come riferimento per la stesura di questa sezione. La Figura 7.8 presenta un tipico sistema costituito dal serbatoio ad alta pressione ed i primari dispositivi di sicurezza che devono essere installati sui serbatoi:

- Dispositivo di limitazione della pressione ad attivazione termica (*TPRD: Thermally activated Pressure Relief Device*);
- Valvola di non ritorno (*check valve*) che impedisce il riflusso di idrogeno nelle linee di alimentazione;
- Valvola automatica di intercettazione (*shut-off valve*) che impedisce il deflusso dell'idrogeno immagazzinato e permette l'isolamento dell'unità di stoccaggio dell'idrogeno.

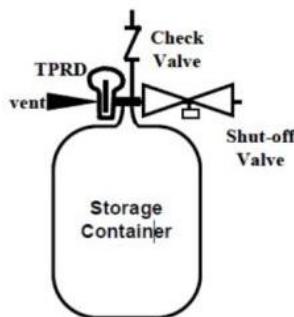


Figura 7.8

Tipico sistema di stoccaggio dell'idrogeno compresso. Fonte: [8].

In caso di incendio, i TPRD forniscono un rilascio controllato del gas dai contenitori di stoccaggio dell'idrogeno compresso prima che le alte temperature delle fiamme indeboliscano le pareti dei serbatoi e causino la loro rottura. I TPRD sono progettati per sfidare rapidamente l'intero contenuto del contenitore e devono rispettare i requisiti indicati nella norma ISO 19882 [9]. Non si richiudono né consentono nuovamente una pressurizzazione del contenitore. L'idrogeno viene rilasciato verso l'esterno del veicolo FCHEV, solitamente dalla parte posteriore dell'auto con direzione inclinata verso il suolo. I veicoli FCHEV sono dotati di sensori per la rilevazione di eventuali perdite di gas idrogeno.

Un sistema di accumulo di idrogeno deve rispettare stringenti requisiti di produzione e viene sottoposto a numerosi test prima dell'immissione sul mercato e servizio su strada. Tra questi si hanno test di durabilità, performance, resistenza meccanica ed al fuoco, etc. [8,10].

Sono in corso delle attività per la definizione di normative uniformi ed internazionali per regolamentare l'utilizzo di FCHEV in tunnel ed altri spazi confinati, es. parcheggi sotterranei, etc. Il progetto Europeo HyTunnel-CS è stato un esempio di ricerca di pre-normativa allo scopo di fornire raccomandazioni per l'uso intrinsecamente sicuro di veicoli ad idrogeno in tali infrastrutture [11].

I mezzi per il trasporto pubblico, quali autobus o treni passeggeri, hanno dei vincoli meno stringenti riguardo al volume dei serbatoi. Per questo motivo vengono generalmente utilizzate pressioni fino ai 350 bar. I serbatoi sono solitamente posizionati sul tetto del veicolo, analogamente agli autobus che utilizzano metano. I dispositivi di sicurezza utilizzati negli autobus FCHEV sono generalmente simili a quelli utilizzati nelle auto passeggeri.

7.2.3.2 - Stazioni di rifornimento di idrogeno compresso

Le stazioni di rifornimento di idrogeno ad alta pressione sono generalmente costituite dai seguenti elementi: serbatoio di stoccaggio di

idrogeno a pressioni intorno ai 200-250 bar; compressore del gas per portare l'idrogeno a pressioni fino ai 1000 bar per lo stoccaggio intermedio ad alta pressione; scambiatore di calore per preraffreddare il gas prima del rifornimento del veicolo tramite l'erogatore.

Le stazioni di rifornimento di gas idrogeno sono già normate dal Decreto Ministeriale del 23 Ottobre 2018 “Regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione”. Il decreto include le disposizioni tecniche sui principali componenti dell'impianto, con indicazioni sull'ubicazione e distanze di sicurezza tra le componenti dell'impianto e le aree adibite alla collettività. Le unità di stoccaggio dell'idrogeno devono essere dotate di sistemi di monitoraggio della temperatura e pressione e di dispositivi di sicurezza per il rilascio controllato del gas attivati al superamento delle pressioni e temperature limite stabilite. Inoltre, il sistema di emergenza deve essere in grado di isolare completamente le unità di stoccaggio e le linee di trasmissione e rifornimento, ed interrompere il circuito elettrico dell'impianto non necessario alle operazioni di sicurezza.

Anche tali Norme Tecniche potranno essere riviste sulla base di una adeguata analisi del rischio che suggerisca le misure di previsione e prevenzione da adottare per ridurre il rischio residuo.

7.2.3.3 - Trasporto dell'idrogeno in gasdotto

In Europa si ha già una rete di gasdotti d'idrogeno con un'estensione totale pari a circa 1,600 km [12]. Le pressioni operative sono solitamente incluse tra i 40 e i 70 bar e i diametri dei condotti in acciaio possono variare tra i 10 e i 300 mm [12]. Ogni nuova installazione per la trasmissione e distribuzione del gas deve essere progettata, costruita e gestita in maniera tale che il rischio addizionale associato sia comunque entro i limiti di accettabilità. Indicazioni e standard per la progettazione, operazione e manutenzione di tale infrastruttura sono forniti in *EIGA - European Industrial Gases Association. Hydrogen Pipeline*

systems [13] per la trasmissione di idrogeno puro o in miscela. Gli scenari più attenzionati riguardano le perdite di idrogeno dalle componenti più vulnerabili, quali connessioni, valvole, etc. Le linee sono dotate di regolatori e valvole per il controllo del flusso e della pressione. Tra i dispositivi di sicurezza possono essere annoverate le valvole d'isolamento d'emergenza o dispositivi per la limitazione della pressione.

7.2.3.4 - Trasporto dell'idrogeno su strada

L'idrogeno viene maggiormente trasportato su strada come gas compresso (CGH_2) in bombole installate singolarmente o in gruppi su trailers o carri bombolai. La pressione di stoccaggio varia da 200 a 300 bar e la quantità di idrogeno trasportata può variare tra i 180 e i 540 kg a seconda del numero di cilindri [12]. Tra i principali dispositivi di sicurezza devono essere menzionati i TPRD installati su ogni singolo cilindro, così come descritto per i sistemi a bordo di un FCHEV. Il trasporto su strada dell'idrogeno è regolato dalla normativa ADR.

Il trasporto di idrogeno in forma liquida (temperatura intorno ai 20 K o -253 °C) permette la distribuzione di quantità fino a 10 volte maggiori rispetto al trasporto di CGH_2 . In questo caso vengono utilizzate autocisterne super-isolate operanti a pressione atmosferica con capacità fino ai 4000 kg [12]. Tali serbatoi sono dotati di dispositivi per la limitazione della pressione e dispositivi per rilasciare il gas generato dal fenomeno di “boil-off”. Tale perdita può corrispondere a circa lo 0.5% al giorno durante il trasporto, e al 5% durante la consegna.

7.3 Ammoniaca

Nel febbraio del 2020 La Royal Society ha pubblicato un briefing politico riguardante l'ammoniaca (Ammonia: zero-carbon fertiliser, fuel and energy store (<https://royalsociety.org/->

(/media/policy/projects/green-ammonia/green-ammonia-policy-briefing.pdf) nel quale prende in considerazione le opportunità e le sfide legate alla produzione e all'uso futuro dell'ammoniaca 100% rinnovabile e carbon-free.

Nello stesso policy briefing della Royal Society si avvertono gli agricoltori di usare l'ammoniaca molto più attentamente. Ma è proprio questo esteso utilizzo in agricoltura che ha creato una rete globale di porti dove la sostanza chimica viene commercializzata o stoccatata. Tale infrastruttura già esistente per lo stoccaggio dell'ammoniaca refrigerata ha fatto pensare a un utilizzo di questa sostanza come combustibile.

Nel rapporto della prestigiosa istituzione scientifica inglese si prende in considerazione la produzione di ammoniaca, ancora molto importante come materia prima per molti usi industriali, i nuovi usi possibili a zero emissioni di carbonio per l'ammoniaca verde e, anche, le prospettive internazionali in relazione alle nuove attività e opportunità. Nella prima sezione del briefing si ricorda che: “L'ammoniaca è un gas pungente che è ampiamente usato per produrre fertilizzanti agricoli. La produzione di ammoniaca green è l'ambito in cui il processo di produzione dell'ammoniaca è al 100% rinnovabile e carbon-free. Un modo per produrre ammoniaca green è quello di utilizzare l'idrogeno prodotto dall'elettrolisi dell'acqua e l'azoto separato dall'aria”. Tuttavia, nel rapporto, non viene fatto alcun cenno alla tossicità dell'Ammoniaca, né si fa cenno alla sua pericolosità sebbene la lavorazione e il trasporto di ammoniaca abbia storicamente prodotto gravi incidenti.

A temperatura ambiente l'ammoniaca è un gas incolore dall'odore pungente molto forte e soffocante, è irritante e tossica, inoltre può dar luogo a incendi e esplosioni di notevole violenza.

SEZIONE 2: Identificazione dei pericoli

2.1 Classificazione della sostanza o della miscela

Classificazione secondo il Regolamento (CE) n. 1272/2008 (CLP)

Sezione	Classe di pericolo	Categoria	Classe categoria di pericolo	Indicazione di pericolo
2.2	gas infiammabile	2	Flam. Gas 2	H221
3.11	tossicità acuta (in caso di inalazione)	3	Acute Tox. 3	H331
3.2	corrosione/irritazione cutanea	1B	Skin Corr. 1B	H314
4.1A	pericoloso per l'ambiente acquatico - pericolo acuto	1	Aquatic Acute 1	H400

Per il testo completo: cfr. SEZIONE 16.

Tabella 7.2

In definitiva, l'ammoniaca è una sostanza chimica altamente tossica e ha un impatto negativo sull'ambiente. Se rilasciata in quantità elevate può contaminare l'acqua e il suolo, provocando rilevanti danni ambientali. L'ammoniaca liberata nell'aria può causare problemi respiratori e irritazioni agli occhi negli esseri umani.

7.3.1 - Incidenti coinvolgenti Ammoniaca

La casistica degli incidenti coinvolgenti ammonica è vasta, a titolo d'esempio riportiamo alcuni casi avvenuti durante il suo trasporto.

Trasporto in condutture

Nell'ottobre 2004, un grave incidente in un gasdotto per il trasporto di ammoniaca, si è verificato vicino a Kingman, Kansas, e ha rilasciato circa 775 m³ di ammoniaca anidra. Non ci sono state vittime a causa del rilascio, ma l'ammoniaca anidra è penetrata in un torrente e ha ucciso più di 25.000 pesci tra cui alcuni di specie minacciate, evidenziando criticità per il rischio ambientale.



Figura 7.9

Trasporto ferroviario

Minot, deragliamento di un treno merci del North Dakota, 18 gennaio 2002.

Intorno all'1:37 del mattino del 18 gennaio 2002, deragliarono 31 dei 112 vagoni di un treno merci, a circa mezzo miglio a ovest dei confini della città di Minot, ND. 15 dei 31 carri deragliati trasportavano ammoniaca anidra. Un totale di 1.091.062 litri (240.000 galloni) di ammoniaca anidra rilasciata nel suolo e nell'aria creando un pennacchio di vapore che ha coperto il sito del deragliamento e si è spostato verso Minot. Un residente è rimasto intossicato a morte, 11 persone hanno riportato ferite gravi e 322 persone, compresi i due membri del personale del treno, sono state visitate dal personale medico. I danni hanno superato i 2 milioni di dollari e sono stati spesi più di 8 milioni di dollari per il risanamento ambientale.



Figura 7.10

7.3.2 - Rischi

A seguito delle sue caratteristiche l'ammoniaca può dar luogo ad una vasta casistica di incidenti in caso di rilascio incontrollato quali incendi, esplosioni e soprattutto rilasci tossici. Rispetto all'idrogeno, l'ammoniaca presenta meno problemi nello stoccaggio a causa della sua temperatura di ebollizione non criogenica, del suo limite di esplosione superiore e delle sue caratteristiche di accumulo di energia (sotto forma di legami chimici) superiori. Tuttavia, essa introduce *un insieme diverso di pericoli rispetto ad altri vettori energetici*. In particolare, essi sono correlati ai rilasci tossici che non sono presenti per i combustibili tradizionali e neppure per quelli alternativi prodotti con tecnologie sostenibili. Occorre quindi un'accurata valutazione dei rischi associati al suo impiego potenziale nei trasporti.

Se il trasporto di ammoniaca su larga scala dagli impianti di produzione commerciale agli impianti di stoccaggio è ben definito, l'utilizzo di ammoniaca come combustibile nei veicoli per il trasporto di persone introduce nuovi rischi e costi che vanno valutati.

L'industria navale sta guardando all'ammoniaca come un potenziale e promettente combustibile per ridurre le emissioni di CO₂ eq. Un'ulteriore possibile applicazione dell'ammoniaca è quella di vettore di trasporto dell'idrogeno, grazie alla possibilità di produrre

idrogeno in loco tramite processo catalitico e di poter potenzialmente trasportare maggiori quantità in maniera più efficiente ed economica.

7.4 - Biocarburanti

Nell'ambito dei combustibili per la transizione energetica, il tema dei biocarburanti è oggetto di dibattito, anche se attualmente non sono riconosciuti "neutri" in termini di emissioni di CO₂ eq. Tuttavia, ad oggi, non si può escluderne un loro potenziale utilizzo in sostituzione dei carburanti fossili, nei motori endotermici.

Poiché i biocarburanti e e-fuels hanno le stesse caratteristiche chimico-fisiche degli analoghi fossili, il loro utilizzo non modifica sostanzialmente i rischi connessi al loro impiego in sostituzione dei carburanti di origine fossile.

Riferimenti on-line e bibliografici

- [1] *Hydrogen Safety Panel. Hydrogen Incident Examples. Select Summaries of Hydrogen Incidents from the H2tools.org Lessons Learned Database 2020.*
- [2] *ISO/TR 15916:2015. Basic considerations for the safety of hydrogen systems. 2015.*
- [3] *EIGA - European Industrial Gases Association. Determination of safety distances. IGC Doc 75/07/E. 2007.*
- [4] *HyResponder. Lecture 7. Unignited hydrogen releases outdoors and their mitigation. 2021.*
- [5] *e-Laboratory. e-Laboratory of Hydrogen Safety 2022. <https://elab.hysafer.ulster.ac.uk/>.*
- [6] *HyResponder. Lecture 9. Hazard distances from hydrogen flames and fire fighting. 2021.*
- [7] *Commissione Europea. REGOLAMENTO (UE) N. 406/2010 DELLA COMMISSIONE del 26 aprile 2010 recante disposizioni di applicazione del regolamento (CE) n. 79/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio relativo all'omologazione di veicoli a motore alimentati a idrogeno. 2010.*
- [8] *United Nations Economic Commission for Europe Global Registry. Addendum 13: Global technical regulation No. 13. Global technical regulation on hydrogen and fuel cell vehicles, UNECE. 2013.*
- [9] *ISO 19882:2018. Gaseous hydrogen — Thermally activated pressure relief devices for compressed hydrogen vehicle fuel containers. 2018.*
- [10] *ISO 19881:2018. Gaseous hydrogen — Land vehicle fuel containers. 2018.*
- [11] *HyTunnel-CS. Deliverable 6.9. Recommendations for inherently safer use of hydrogen vehicles in underground traffic systems. 2022.*
- [12] *HyResponder. Lecture 1. Introduction of hydrogen safety for responders. 2021.*
- [13] *EIGA - European Industrial Gases Association. Hydrogen Pipeline systems. IGC Doc 121/14. 2014.*

CONCLUSIONE

L'iniziativa del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici di incaricare un gruppo di esperti per la redazione di un “Libro Bianco” che trattasse le infrastrutture e i sistemi di trasporto alimentati a idrogeno, è stata l'occasione ottima per la redazione di un testo unico e pregevole, da diffondere in Italia e in Europa.

La lettura di questo libro, in lingua italiana e in lingua inglese, diffonderà in Italia e in altri Paesi la conoscenza dell'uso della nuova energia in un settore chiave dello sviluppo dei popoli.

In esso sono stati unificati concetti finora dispersi e codificati in vari settori industriali e in numerose università e centri di ricerca, consentendo a ciascun settore di ritenere che i risultati raggiunti fossero i più avanzati rispetto alla concorrenza.

L'opera di cucitura e di omogeneizzazione condotta dalla Presidenza del gruppo e dal coordinamento scientifico ha portato a un testo il più possibile uniforme, comprensibile dagli esperti del settore ma anche da coloro che hanno una modesta conoscenza del tema, pur essendo profondi conoscitori dei settori industriali, produttori di treni, navi, automotive (bus, camion, automobili).

L'esperienza dei colleghi universitari dell'Università di Bologna, del Politecnico di Torino, della Sapienza e del CNR, nonché del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, dell'ENEA, dell'ANSFISA, dell'Eni e dei Vigili del Fuoco, è stata preziosa per arrivare a un volume ricco di proposte innovative che indurranno le industrie trasportistiche a ripensare profondamente il futuro dei trasporti nel mondo.

I curatori del testo propongono anche un aggiornamento almeno triennale del libro, per seguire con successo l'evoluzione tecnologica che procede con speditezza in Europa, in USA, in Giappone, in Cina e in tanti altri Stati come Russia, Brasile, Corea e India.

Alcuni degli autori ritengono che il tempo dell'idrogeno nei trasporti durerà almeno fino al 2060 quando sarà possibile utilizzare l'energia del nucleo atomico, attraverso la fusione nucleare.

Questo libro vuole pertanto contribuire alla gestione efficace ed efficiente del periodo di transizione ecologica e tecnologica che ci attende.

Aurelio Misiti

INDICE

Presentazione - Massimo Sessa

Introduzione - Fabio Croccolo

1 L'energia a livello del pianeta terra

1.1 Le fonti energetiche

1.2 Definizione attuale di fonte di energia, di vettori energetici, di vincoli energetici e di transizione ecologica

2 Il sistema dei trasporti e gli attuali usi dell'energia

2.1 I sistemi di alimentazione utilizzati nel settore dei trasporti

2.2 Le tecnologie disponibili nel settore dei trasporti per la transizione ecologica

2.3 La variazione quantitativa nel tempo del fabbisogno energetico nei trasporti

2.4 La variazione qualitativa nel tempo dell'energia utilizzata

3 Il quadro energetico europeo e nazionale ed i vincoli per il settore dei trasporti

3.1 Il quadro energetico europeo

3.2 Le fonti energetiche e l'attuale fabbisogno nel settore del trasporto in Italia

3.3 indipendenza energetica dell'Italia

3.4 sostenibilità

3.5 resilienza

4 Prospettive future per la transizione ecologica nel settore dei trasporti

4.1 scenari a breve termine

4.2 scenari a medio termine

4.3 scenari a lungo termine

5 Veicoli elettrici ed infrastrutture di ricarica

6 Fonti e vettori energetici nel settore dei trasporti per la transizione ecologica

6.1 Idrogeno

- 6.1.1 Tecnologie di produzione e ricadute sugli obiettivi di decarbonizzazione*
- 6.1.2 Trasporto, usi, prestazioni e criticità*
- 6.1.3 Sistemi di accumulo on-board*
- 6.1.4 Compatibilità con il sistema infrastrutturale esistente*
- 6.1.5 Effetti significativi sull'ambiente*
- 6.1.6 Bilancio energetico-economico*
- 6.1.7 Rischi*

6.2 Ammoniaca

- 6.2.1 Tecnologie di produzione e ricadute sugli obiettivi di decarbonizzazione,*
- 6.2.2 Trasporto, usi, prestazioni e criticità*
- 6.2.3 Sistemi di accumulo on-board*
- 6.2.4 Compatibilità con il sistema infrastrutturale esistente*
- 6.2.5 Effetti significativi sull'ambiente*
- 6.2.6 Bilancio energetico-economico*
- 6.2.7 Rischi*

6.3 Biocarburanti (*Metanolo, Hydrotreated Vegetable Oil - HVO*)

- 6.3.1 Tecnologie di produzione e ricadute sugli obiettivi di decarbonizzazione,*
- 6.3.2 Trasporto, usi, prestazioni e criticità*
- 6.3.3 Sistemi di accumulo on-board*
- 6.3.4 Compatibilità con il sistema infrastrutturale esistente*
- 6.3.5 Effetti significativi sull'ambiente*
- 6.3.6 Bilancio energetico-economico*
- 6.3.7 Rischi*

7. I rischi emergenti legati alla transizione energetica

7.1 - Risk Management

7.2 -Idrogeno

7.2.1 - Aspetti e proprietà rilevanti per la sicurezza dell'idrogeno

7.2.2 - Possibili conseguenze e rischi in caso di incidente

7.2.3 Sicurezza, prevenzione e mitigazione dei rischi nelle applicazioni delle tecnologie dell'idrogeno

7.2.3.1 Sistemi di accumulo di idrogeno compresso a bordo di un FCHEV

7.2.3.2 - Stazioni di rifornimento di idrogeno compresso

7.2.3.3 - Trasporto dell'idrogeno in gasdotto

7.2.3.4 - Trasporto dell'idrogeno su strada

7.3 Ammoniaca

7.3.1 - Incidenti coinvolgenti Ammoniaca

7.3.2 – Rischi

7.4 - Biocarburanti

Conclusione - Aurelio Misiti

Aurelio Mistri

Conclusion -

Biofuels

9.3 -

9.2.2 - Risks

9.2.1 - Accidents involving ammonia

9.2 Ammonia

9.1.3.4 - Transport of hydrogen by road

9.1.3.3 - Hydrogen transport by gas pipeline

9.1.3.2 - Compressed hydrogen filling stations

FCHEV

storage systems on board an

9.1.3.1 Compressed hydrogen

technology applications

mitigation in hydrogen

9.1.3 Safety, prevention and risk

in the event of an accident

9.1.2 - Possible consequences and risks

properties of hydrogen

9.1.1 - Safety-relevant aspects and

9.1 - Hydrogen

Risk Management

9. Emerging risks related to the energy transition-

6.3.7 Risks

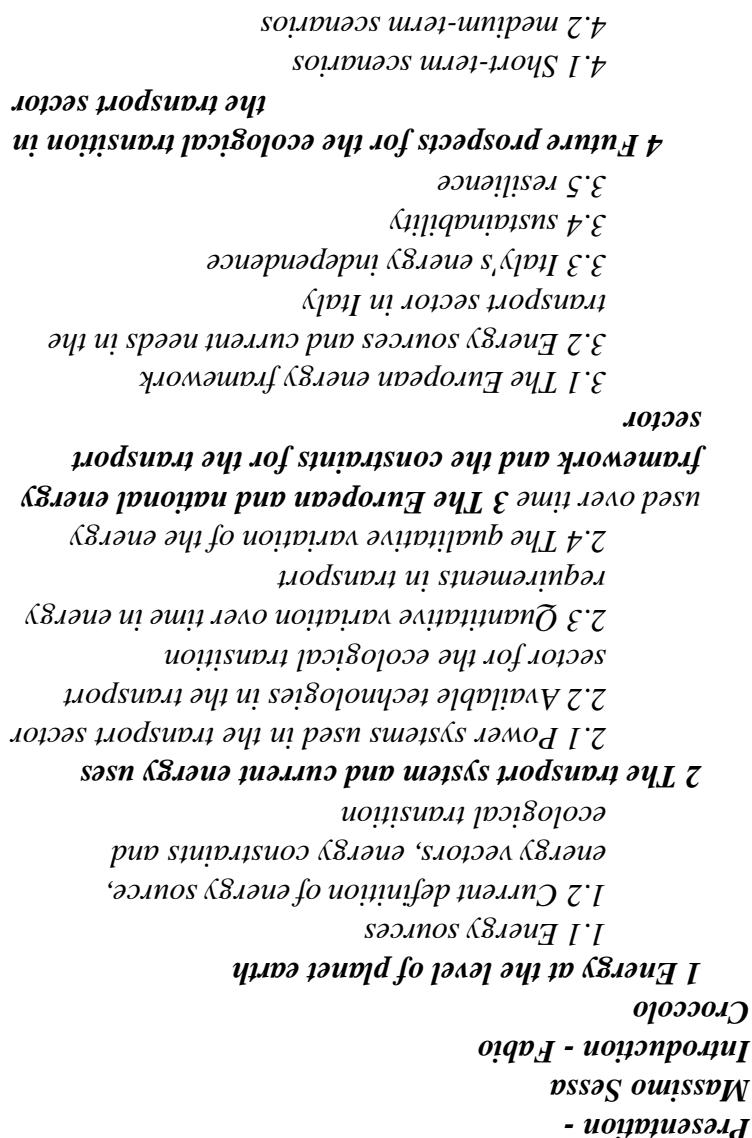
6.3.6 Energy-economic balance

6.3.5 Significant effects on the environment

infrastructure system

6.3.4 Compatibility with the existing

4.3 Long-term scenarios	5 Electric vehicles and charging infrastructure	6 Energy sources and vectors in the transport sector for the ecological transition	6.1 Hydrogen
their impact on decarbonisation	production technologies and objectives	transport	sector
6.1.1 Production technologies and objectives	6.1.2 Transport, uses, performance and objectives	6.1.3 On-board storage systems critical issues	6.1.4 Compatibility with the existing infrastructure system
6.1.4 Compatibility with the existing infrastructure system	6.1.5 Significant effects on the environment infrastructure	6.1.6 Energy-economic balance	6.1.7 Risks
6.1.6 Energy-economic balance	6.1.7 Risks	6.2 Ammonia	6.2.1 Production technologies
infrastructure	and impacts on decarbonisation	6.2.2 Transport, uses, performance and objectives	6.2.3 On-board storage systems critical issues
6.1.4 Compatibility with the existing infrastructure system	6.2.4 Compatibility with the existing infrastructure system	6.2.5 Significant effects on the environment infrastructure	6.2.6 Energy-economic balance
6.1.6 Energy-economic balance	6.2.7 Risks	6.2.7 Risks	6.3 Biofuels (Methanol, Hydrotreated Vegetable Oil - HVO)
infrastructure	and impacts on decarbonisation	6.2.8	6.3.1 Production technologies
6.1.4 Compatibility with the existing infrastructure system	6.2.9	6.3.2 Transport, uses, performance and objectives,	6.3.3 On-board storage systems critical issues
6.1.6 Energy-economic balance	6.2.10	6.3.4	



Aurelio Misić

Some of the authors believe that the time of hydrogen in transport will last at least until 2060 when it will be possible to use the energy of the atomic nucleus, through nuclear fusion.

This book therefore aims to contribute to the effective and efficient management of the period of ecological and technological transition that awaits us.

The initiative by the Higher Council of Public Works to appoint a group of experts to draft a "White Paper" dealing with hydrogen-powered infrastructure and transport systems was an excellent opportunity to draft a unique and valuable text, to be disseminated in Italy and Europe. Reading this book, in both Italian and English, will spread awareness of the use of new energy in a key sector of people's development in Italy and other countries. It mighted concepts that had previously been dispersed and codified across various industrial sectors and numerous universities and research centers, allowing each sector to believe that the results achieved were the most advanced compared to the competition.

The work of stitching and homogenizing conducted by the groups Presidency and scientific coordination has resulted in a text that is as uniform as possible, understandable by industry experts as well as by those with only a modest knowledge of the topic, even those with depth knowledge of the industrial sectors, such as train, ship, and automobile (bus, truck, and car) manufacturers.

The experience of university colleagues from the University of Bolgona, the Polytechnic University of Turin, Sapientia University of Rome, and the National Research Council (CNR), as well as from the Ministry of Infrastructure and Transport, ENEA, ANSFISA, Emi, and the Fire Brigade, has been invaluable in producing a volume packed with innovative proposals that will prompt the transportation industry to profoundly rethink the future of global

other countries such as Russia, Brazil, Korea and many proceeding rapidly in Europe, the USA, Japan, China and many years, to successfully follow the technological evolution that is The editors also propose updating the book at least every three

transposition.

The editors also propose updating the book at least every three years, to successfully follow the technological evolution that is proceeding rapidly in Europe, the USA, Japan, China and many years, to successfully follow the technological evolution that is The editors also propose updating the book at least every three

transposition.

The editors also propose updating the book at least every three years, to successfully follow the technological evolution that is proceeding rapidly in Europe, the USA, Japan, China and many years, to successfully follow the technological evolution that is The editors also propose updating the book at least every three

transposition.

The editors also propose updating the book at least every three years, to successfully follow the technological evolution that is proceeding rapidly in Europe, the USA, Japan, China and many years, to successfully follow the technological evolution that is The editors also propose updating the book at least every three

transposition.

The editors also propose updating the book at least every three years, to successfully follow the technological evolution that is proceeding rapidly in Europe, the USA, Japan, China and many years, to successfully follow the technological evolution that is The editors also propose updating the book at least every three

transposition.

The editors also propose updating the book at least every three years, to successfully follow the technological evolution that is proceeding rapidly in Europe, the USA, Japan, China and many years, to successfully follow the technological evolution that is The editors also propose updating the book at least every three

CONCLUSION

- Online and bibliographic references**
- [1] Hydrogen Safety Panel. Hydrogen Incident Examples. Select Summaries of Hydrogen Incidents from the H2Tools.org Lessons Learned Database 2020.
 - [2] ISO/TR 15916:2015. Basic considerations for the safety of hydrogen systems. 2015.
 - [3] EIGA - European Industrial Gases Association. Determination of safety distances. IGC Doc 75/07/E. 2007.
 - [4] Hydrogen Safety. Lecture 7. Mitigated hydrogen releases outdoors and their mitigation. 2021. [5] e-Laboratory. e-Laboratory of Hydrogen Safety 2022.
 - [7] European Commission. COMMISSION REGULATION (EU) No 406/2010 of 26 April 2010 implementing Regulation (EC) No 79/2009 of the European Parliament and of the Council on the type-approval of hydrogen-powered motor vehicles. 2010.
 - [8] United Nations Economic Commission for Europe Global Registry. Addendum 13: Global technical regulation No. 13. Global technical regulation on hydrogen-powered motor vehicles. UN ECE. 2013.
 - [9] ISO 19882:2018. Gaseous hydrogen — Thermally activated pressure relief devices for compressed hydrogen and fuel cell vehicles. 2018.
 - [10] ISO 19881:2018. Gaseous hydrogen — Land vehicle fuel containers. 2018.
 - [11] HTunnel-CS. Deliverables 6.9. Recommendations for inherently safer use of hydrogen vehicles in underground traffic systems. 2022.
 - [12] Hydrogen. Lecture 1. Introduction of hydrogen safety for responders. 2021.
 - [13] EIGA - European Industrial Gases Association. Hydrogen Pipeline systems. IGC Doc 121/14. 2014.

In the context of fuels for the energy transition, the topic of biofuels is a matter of debate, even though they are not currently recognized as "neutral" in terms of CO₂ emissions. However, to date, their potential use as a replacement for fossil fuels in internal combustion engines cannot be ruled out. Since biofuels and e-fuels have the same chemical-physical characteristics as their fossil counterparts, their use does not substantially change the risks associated with their use as a replacement for fossil fuels.

7.4 - Biofuels

The shipping industry is looking at ammonia as a potential and promising fuel for reducing CO₂ emissions. Another potential application for ammonia is as a hydrogen transport carrier, thanks to the ability to produce hydrogen on-site via a catalytic process and potentially transport larger quantities more efficiently and economically.

While the large-scale transportation of ammonia from commercial production facilities to storage facilities is well established, the use of ammonia as a fuel in passenger vehicles introduces new risks and costs that must be evaluated. Its potential use in transportation is required, but it is also important to assess the risks associated with sustainable technologies. Therefore, a thorough risk assessment of traditional fuels or even with alternative fuels produced with hazards relate to toxic releases, which are not present with different set of hazards than other energy carriers. Specifically, these properties (in the form of chemical bonds). However, it introduces a boiling point, higher explosive limit, and superior energy storage ammonia presents fewer storage problems due to its non-cryogenic explosions and, above all, toxic releases. Compared to hydrogen, accidents in the event of uncontrolled release, such as fires, due to its characteristics, ammonia can give rise to a wide range of

7.3.2 - Risks

Figure 7.10

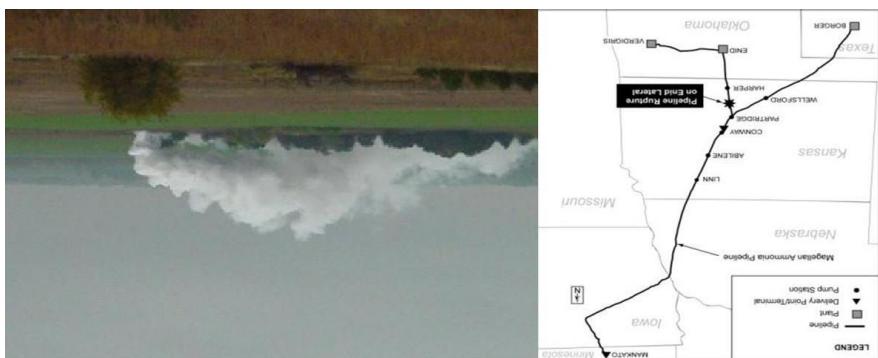


Minnot, North Dakota freight train derailment, January 18, 2002 Around 1:37 a.m. on January 18, 2002, 31 of 112 freight cars derailed about a half-mile west of the city limits of Minot, North Dakota. Fifteen of the 31 derailed cars were carrying anhydrous ammonia. A total of 1,091,062 liters (240,000 gallons) of anhydrous ammonia released into the soil and air, creating a vapor plume that covered the 322 people, including the two train crew members, who were fatally intoxicated, 11 people suffered serious injuries, and 322 people, including the two train crew members, were treated by medical personnel. Damage exceeded \$2 million, and more than \$8 million was spent on environmental cleanup.

Mimoto, North Dakota freight train derailment, January 18, 2002.

Rail transport

Figure 7.9



In October 2004, a serious accident involving an ammonia pipeline highlighted critical environmental concerns. More than 25,000 fish, including some endangered species, were released, but the aqueous ammonia entered a stream and killed cubic meters of anhydrous ammonia. There were no fatalities from occurred near Kingman, Kansas, releasing approximately 775 cubic meters of anhydrous ammonia. The accident involved a pipeline transport

example, we report some cases that occurred during its example, we report some cases that occurred during its transportation.

7.3.1 - Accidents involving ammonia

Ultimately, ammonia is a highly toxic chemical and has a negative impact on the environment. If released in large quantities, it can contaminate water and soil, causing significant environmental damage. Ammonia released into the air can cause respiratory problems and eye irritation in humans.

Table 7.2

Sezione	Classificazione della sostanza o della miscela	Classificazione secondo il Regolamento (CE) n. 1272/2008 (CLP)	Per il testo completo: cfr. SEZIONE 16.
Sezione	Classificazione dei pericolosi	Classificazione dei pericolosi	Classificazione dei pericolosi
4.1A	pericoloso per l'ambiente acutamente - pericoloso acuto	1	Aquatic Acute 1 H400
3.2	corrosione/irritazione cutanea	1B	Skin Corr. 1B H314
3.11	toxicità acuta (in caso di inalazione)	3	Acute Tox. 3 H331
2.2	gas infiammabile	2	Flam. Gas 2 H221

SEZIONE 2: Identificazione dei pericolosi	2.1 Classificazione della sostanza o della miscela
	Classe catogoriale di pericolosità

At room temperature, ammonia is a colorless gas with a very strong, pungent, suffocating odor. It is an irritant and toxic, and can also cause very violent fires and explosions.

accidents.

transportation of ammonia has historically led to serious dangers, despite the fact that the processing and no mention of ammonia's toxicity, nor does it address its nitrogen separated from the air." However, the report makes use hydrogen produced by the electrolysis of water and and carbon-free. One way to produce green ammonia is to where the ammonia production process is 100% renewable produce agricultural fertilizers. Green ammonia production is notes: "Ammonia is a potent gas that is widely used to green ammonia, and international perspectives on new activities and opportunities. The first section of the briefing many industrial uses, potential new zero-carbon uses forexamines ammonia production, still a vital raw material for The report from the prestigious British scientific institution

led to speculation about using this substance as a fuel. existing infrastructure for refrigerated ammonia storage has network of ports where the chemical is traded or stored. This widespread use in agriculture that has created a global ammonia much more carefully. But it is precisely this The same Royal Society policy briefing warns farmers to use

100% renewable, carbon-free ammonia.

challenges associated with the future production and use of policy-briefing.pdf), which considers the opportunities and media/policy/projects/green-ammonia/green-ammonia-and-energy-store (<https://royalsociety.org/>)

In February 2020, the Royal Society published a policy

7.3 Ammonia

at atmospheric pressure with capacities of up to 4000 kg are used. [12] These tanks are equipped with pressure relief devices and devices to release the gas generated by the "boil-off" phenomenon. This loss can correspond to approximately 0.5% per day during transport and 5% during delivery.

Transporting hydrogen in liquid form (temperature around 20 K or - 253 °C) allows for the distribution of quantities up to 10 times greater than transporting CH₂. In this case, super-insulated tanks operating regulations.

Hydrogen is mostly transported by road as compressed gas (G_{H2}). Hydrogen transport by road is mostly individual cylinders, as described for the systems on board individual cylinders, it is worth mentioning the TRD installed on each devices, depending on the number of cylinders. [12] Among the main safety quantity of hydrogen transported can vary between 180 and 540 kg wagons. The storage pressure varies from 200 to 300 bar, and the in cylinders installed individually or in groups on trailers or tank wagons. The safety of hydrogen tanks depends on the main tank safety depending on the number of cylinders.

7.2.3.4 - Transport of hydrogen by road

In Europe, there is already a network of hydrogen pipelines with a total length of approximately 1,600 km. [12] Operating pressures are between 10 and 300 bar. [12] Every new gas transmission and distribution installation must be designed, constructed, and operated so that the associated additional risk remains within acceptable limits. Guidance and standards for the design, operation, and maintenance of such infrastructure are provided in EIGA - European Industrial Gases Association. Hydrogen Pipeline Systems [13] For the transmission of pure or blended hydrogen. The most sensitive scenarios involve hydrogen leaks from the most vulnerable components, such as connections, valves, etc. The lines are equipped with regulators and valves to control flow and pressure. Safety devices may include emergency isolation valves or pressure limiting devices.

7.2.3.3 - Hydrogen transport by gas pipeline

Furthermore, the emergency system must be capable of completely isolating the storage units and transmission and refueling lines, and interrupting the system's electrical circuit not required for safety operations. These Technical Standards may also be revised based on an adequate risk analysis that suggests the forecasting and prevention measures to be adopted to reduce the residual risk.

Hydrogen gas refuelling stations are already regulated by the Ministerial Decree of October 23, 2018, "Technical fire prevention regulations for the design, construction, and operation of hydrogen filling stations". The decree includes provisions for the systems' main components, with technical provisions for motor vehicles." The decree includes distribution systems for motor vehicles. "The decree includes technical provisions for the location and safety distances between system components and public areas. Hydrogen storage units must be equipped with temperature and pressure monitoring systems and safety devices for the controlled release of gas, activated when

High-pressure hydrogen refueling stations generally consist of the following components: a hydrogen storage tank with pressures of around 200-250 bar; a gas compressor to bring pressures up to 1000 bar for intermediate hydrogen to be used in fuel cells; a heat exchanger to pre-cool the gas before refueling the vehicle via the dispenser.

7.2.3.2 - Compressed hydrogen filling stations

Public transport vehicles, such as buses or passenger trains, have less stringent constraints on tank volume. For this reason, pressures of up to 350 bar are generally used. The tanks are typically located on the roof of the vehicle, similar to buses that use natural gas. The safety devices used in FCHEV buses are generally similar to those used in passenger cars.

Work is underway to define uniform international standards for the use of FCEVs in tunnels and other confined spaces, e.g., underground car parks, etc. The European HyTunnel-CS project was an example of pre-normative research aimed at providing recommendations for the intrinsically safe use of hydrogen vehicles in such infrastructures. [11].

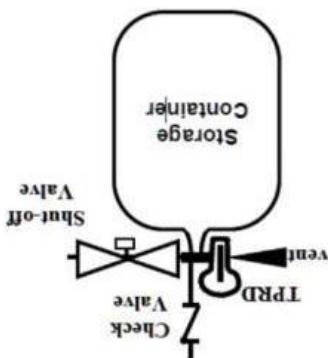
A hydrogen storage system must meet stringent production requirements and undergo numerous tests before being released to the market and put into service on the road. These include durability, performance, mechanical resistance, fire resistance, and more. [8, 10].

are equipped with sensors to detect any hydrogen gas leaks.

In the event of a fire, TRPDs provide a controlled release of gas from compressed hydrogen storage containers before the high temperatures of the flames weaken the tank walls and cause them to rupture. TRPDs are designed to rapidly vent the entire contents of the container and must meet the requirements set forth in ISO 1982-2.^[9] They do not reseal or allow the container to be represurized. The hydrogen is released out of the FCHEV, usually from the rear of the vehicle at an angle toward the ground. FCHEVs

Typical compressed hydrogen storage system. Source:[8].

Figure 7.8



Hydrogen storage unit.

- c) Automatic shut-off valve that prevents the flow of stored hydrogen and allows the isolation of the
 - b) Non-return valve (check valve) that prevents the backflow of hydrogen into the supply lines;
 - a) Thermally activated pressure relief device (LPRD);

tanks:

specifications for compressed hydrogen storage systems in road vehicles must comply with European Regulation No. 406/2010. [7] and the international one GTR#13 „Global technical regulation on hydrogen fuel cell vehicles“ [8], used as a reference for the drafting of this section. Figure 7.8 presents a typical system consisting of the high-pressure tank and the primary safety devices that must be installed on the vehicle.

gas at nominal operating pressures (NWP_s) of 350 or 700 bar. The

The tanks on board FCHEVs contain compressed hydrogen

board an FCHEV

Compressed hydrogen storage systems on

The following sections will focus on prevention and mitigation measures specific to the most widespread hydrogen systems and related infrastructure.

Hydrogen has been and continues to be leveraged to develop engineering solutions. Wherever possible, extensive industrial experience has been and continues to be leveraged to develop guidelines and regulations for the use of hydrogen in mobility and other applications. This is complemented by numerous international pre-normative research projects to fill knowledge gaps in specific fields and define the requirements for the mitigation of hydrogen risks. This is safe use of hydrogen technologies.

hydrogen technology applications

7.2.3 Safety, prevention and risk mitigation in

Based on these considerations on the accident scenarios arising from the use of hydrogen, it is possible, using the methodologies described, to perform an adequate quantitative risk assessment developed in its use in the transport sector.

It should be noted that the following factors influence the safety distance:[3]: nature of the hazard, operating conditions and system design, type of target/object (human, structures, equipment), environment between the target and the source and hydrogen release rate.

Possible consequences and effects of a compressed hydrogen gas release.

Reworked from the "HyResponder project."

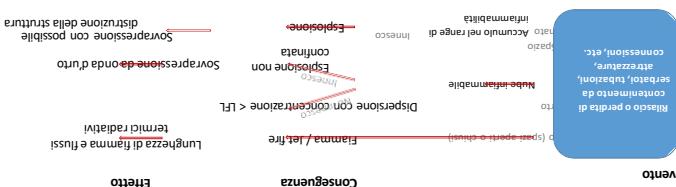


Figure 7.7 presents a summary diagram of the possible consequences and effects following a release of compressed hydrogen gas.

The fire resistance of a high-pressure hydrogen tank is a critical factor in the safety of such systems. Tanks are also equipped with thermally activated pressure relief devices (TPRDs) for the controlled and complete release of the combustible gas before the fire can degrade the tank material and cause structural failure. In the unlikely event of a TPRD malfunction or failure to activate due to localized flames, the tank could rupture, resulting in pressure effects from the shock wave and thermal effects from the combustion of the gas in a fireball.

As with conventional fuels, the shock wave generated by an explosion can cause damage to the hearing system and internal organs. Indirect effects may also occur due to projectile fragments, structural collapse, etc. It should be emphasized that the extent of the damage depends on the overpressure, the impulse applied to a person or object, their location, and the personal (protective) equipment worn.

If a flammable cloud is ignited in an open or confined space, a deflagration or detonation may occur. Deflagration is the phenomenon in which the combustion zone propagates at a speed slower than the speed of sound (subsonic) in a mixture of unburned materials. Deflagration can generate overpressures of approximately 10 kPa. Detonations in confined spaces can lead to much higher overpressures (≈ 800 kPa). In this case, the most commonly used mitigation method is the installation of panels to ensure the release (venting) of pressure to the outside. Detonation is the phenomenon in which the combustion zone propagates at a speed faster than the speed of sound (supersonic) in a mixture of unburned materials. The overpressures produced are much higher: 1,000–1,500 kPa.

the case of jet fires. This phenomenon is more significant in structural resistance limit. This phenomenon is more significant in small confined spaces, such as garages.

pressure surge within the enclosed space that can cause an overpressure exceeding the

In the event of an ignited or unignitable hydrogen release within a confined space with limited ventilation, a pressure peaking phenomenon may occur. This consists of a transient

capable of damaging people or structures.

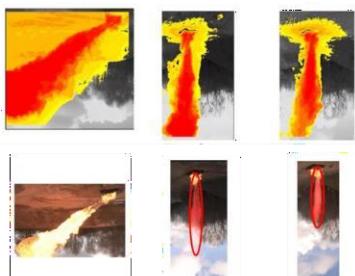
A jet fire with immediate ignition does not produce sound levels harmful to humans. However, the delayed ignition of a pressurized hydrogen release can result in overpressure capable of damaging people or structures.

The tank emptying times, and therefore the possible duration of a release and its consequences, depend mainly on the pressure and storage volume and diameter of the release.

Structural failure and possible rupture. The tank emptying times sufficient to ensure the tank can be emptied in a fire before it is must be calibrated to the tank's fire resistance to ensure it is nozzles could be considered. However, the PRD diameter devices (PRDs) with smaller diameters or the use of planar pressure. Therefore, innovative designs for pressure relief proportional to the release diameter for the same storage targets. As noted, the distance to the LFL or flame length is can be used to reduce direct contact or heat flow to potential domino effects. In stationary applications, shielding or barriers be directed at people or equipment. Components most likely to leak or rupture should be positioned so as not to cause and surrounding environment. Hydrogen release should not be applied to other fuels depending on the application can be applied to mitigating the effects of a jet fire

$P=200 \text{ bar}$, $d=3.1 \text{ mm}$, $L_f=8.0 \text{ m}$; LPG: $P=10 \text{ bar}$; Source:[6].
and thermal effects (bottom). H2: $P=200 \text{ bar}$, $d=3.1 \text{ mm}$, $L_f=5.5 \text{ m}$; CH4:
Comparison of hydrogen jet fires vs. common fuels: visible flame length L_f (top)

Figure 7.6



combustion products that pose a health risk. (non-pollutants). However, secondary fires can produce smoke or other only combustion product is water vapor (non-toxic, non- considered less serious than with conventional fuels because the combination of combustion products from hydrogen-air flames is

gas and the appearance of "heat ripples." may include a "hissing" noise due to the release of high-pressure equipment, signs of the possible presence of a hydrogen flame they come into contact with it. In the absence of adequate detection people near a hydrogen flame may not perceive its presence until leading to lower effects due to radiative heat fluxes. However, particularly LPG, as shown in the comparison in Figure 7.6, hydrogen flames radiate much less heat than hydrocarbons,

longer flame lengths.

Figure 7.6 shows that the hydrogen flame has a shorter visible length than the methane flame for the same diameter and release pressure (200 bar). However, it should be noted that the operating pressures of the tanks on board FCHVs (700 bar) would lead to

diameter (d).

The main risks are due to direct contact with the flame and exposure to the resulting heat flow. Given the high pressures, the flame length can be significant and is proportional to the release diameter and release pressure (d).

The ignition of hydrogen is a credible scenario due to its low minimum ignition energy. The ignition of a high-pressure hydrogen release produces a jet fire.

safety advantage.

The event of a release in open or partially confined spaces without the possibility of accumulation, hydrogen will tend to rise due to its low density and rapidly disperse into the air until safe concentrations, i.e., below the LFL. This aspect constitutes a clear systems and system shutdowns. It is important to emphasize that in concentration levels are generally considered to trigger alarm increases proportionally to the diameter of the leak. Lower

furthest point from the leak where a jet can be ignited, generally defined by a hydrogen concentration of 4 vol.%, (lower flammability limit, LFL). The size of the flammable cloud, i.e., the distance to the 4 vol.% LFL,

Hydrogen is highly flammable. Consequently, the primary concern in the event of a release is the possibility of ignition and therefore fire. In this case, safety distances consider the

the event of a complete rupture.[4].

to tens of kg/s for releases from an industrial gas pipeline in feedline, to 108 g/s for a release from a pressure relief device, from approximately 3 g/s for a release from a fuel cell can vary significantly depending on the scenario. It can range resulting in high-pressure hydrogen releases. The release rate the storage system and pressure relief devices (PRDs), accidents originate from valves or connections, resulting in hydrogen releases. Creditable accident scenarios also involve

Figure 7.5, most of the Hydrogen can be particulary prone to leakage or escape due to its small molecular size and high diffusivity. As shown in

settings.[3].

In the event of an accident, it is necessary to determine adequate safety distance. A safety distance is the distance equipment, or environment) necessary to limit the effects of a potential accident and prevent its escalation into a major incident. The European Industrial Gases Association provides guidance on determining safety distances in industrial

The use of hydrogen applications and technologies requires appropriate safety considerations and assessments, not only due to the diverse and unique properties and characteristics of hydrogen, but also to the specific operating conditions of hydrogen systems. These require storage pressures of up to 1,000 bar at refuelling stations and infrastructure, or up to 700 bar onboard passenger vehicles. Furthermore, the growing use of hydrogen technologies in public spaces and for mobile applications requires specific guidelines and regulations compared to industrial environments, where well-established practices already exist.

7.2.2 - Possible consequences and risks in the event of an accident

A hydrogen flame is not visible in daylight unless impurities and particles are entrained. Heat radiation from hydrogen flames is much lower than that of other fuels. This can be a safety advantage, but it can also make it more difficult to detect and perceive the flame until direct contact is made. Flames can be detected using appropriate equipment. The combustion of pure hydrogen with air produces only water vapor. Hydrogen has a high flame temperature (2045°C), which can pose a high risk of serious burns if directly contacted.

Hydrogen is a highly flammable gas due to its wide flammability range (4.75 vol.%) and its low minimum ignition energy of 0.017

ml for a hydrogen-air mixture at a concentration of 22-26 vol.% [2].

The small size of hydrogen molecules and atoms allows the gas to be easily absorbed by various materials. This interaction can lead to degradation of the mechanical properties of materials, such as hydrogen embrittlement in metals. Another phenomenon to be aware of is hydrogen permeation for polymeric materials used in high-pressure tanks. The interaction of hydrogen with materials can lead to structural failure or accidents. Careful selection of compatible materials suitable for hydrogen storage systems and operations is essential.

Liquid hydrogen is colorless, odorless, and non-toxic. As a cryogenic fluid, contact with skin or eyes can cause severe frostbite or hypothermia. Inhalation cold vapors can cause respiratory failure and asphyxiation. Its low boiling point (-252.8°C) means that liquid hydrogen released into an environment under normal conditions will evaporate and disperse quickly. In confined spaces, the evaporation and expansion of hydrogen from liquid to gaseous can lead to high pressures (the volume ratio LH₂:GH₂ is 1:848).

Hydrogen could accumulate to dangerous concentrations, especially advantages of hydrogen and reduces the potential consequences of accidents. If released into the atmosphere, it diffuses/disperses into the air. High buoyancy is one of the main if released outdoors, hydrogen will tend to rise and rapidly

oxygén in the air. Hydrogen has a high diffusivity and a relative density of 0.07 compared to air. Consequently,

Hydrogen is a non-toxic, non-carcinogenic, non-corrosive, and non-harmful gas. However, if inhaled in high concentrations, it can cause asphyxiation by displacing oxygen.

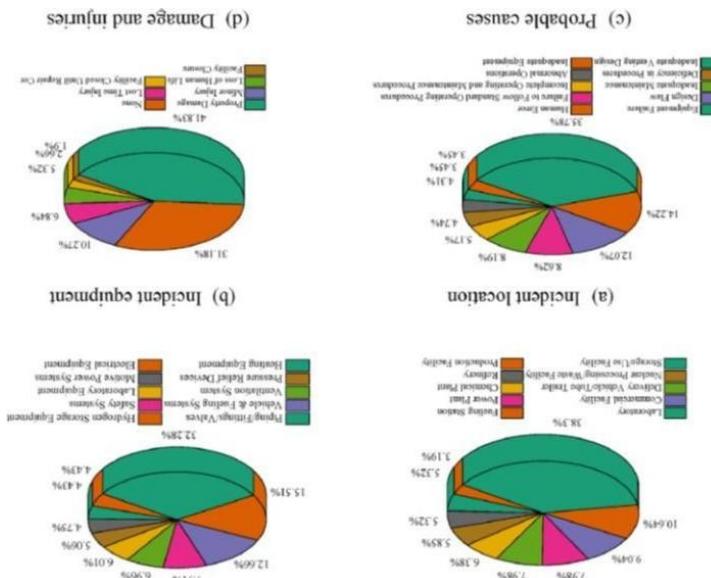
Hydrogen is a colorless, odorless, and tasteless gas at standard temperature and pressure (STP). These characteristics make gas leaks difficult to detect with the naked eye. Hydrogen has a unique set of characteristics that differ from other known fuels, and therefore require special considerations in the design and operation of systems that use it. These considerations are extensively addressed in the ISO/TR 15916:2015 document [2].

Hydrogen is no more or less dangerous than any other conventional fuel. Hydrogen has a unique set of characteristics that differ from other known fuels, and therefore require special considerations in the design and operation of systems that use it. These considerations are extensively addressed in the ISO/TR 15916:2015 document [2].

7.2.1 - Safety-relevant aspects and properties of hydrogen

Case study of accidents related to the production and use of hydrogen.

Figure 7.5



Due to these unique characteristics of hydrogen, the production, transportation, distribution, storage, and end-user use chains require infrastructure and facilities that adopt special precautions. Furthermore, there is already a large body of accidents related to the production and use of hydrogen. (Figure 7.5).

Comparison of the chemical-physical characteristics of hydrogen and methane.

Peso molecolare [g/mole]	H_2	CH_4	Densità relativa gas (area = 1)	Coefficiente di diffusione in aria [cm^2/s]	Temperatura di autocarenzione [$^\circ\text{C}$]	Energia di ignizione in area [mJ]	Limits di infiammabilità [% vol.]	Temperatura di esplosività in aria [% vol.]	Limits di esplosività in aria [% vol.]	Temperatura di famma [$^\circ\text{C}$]	2.016	16.05	0.07	0.16	585	537	0.02	LF 5.0	ULF 75.0	LEL 4.0	ULF 14.0	LEL 15.0	ULF 59.0	LEL 5.0	ULF 15.0	2045	1875	

Table 7.1

than methane, as shown in Table 7.1.

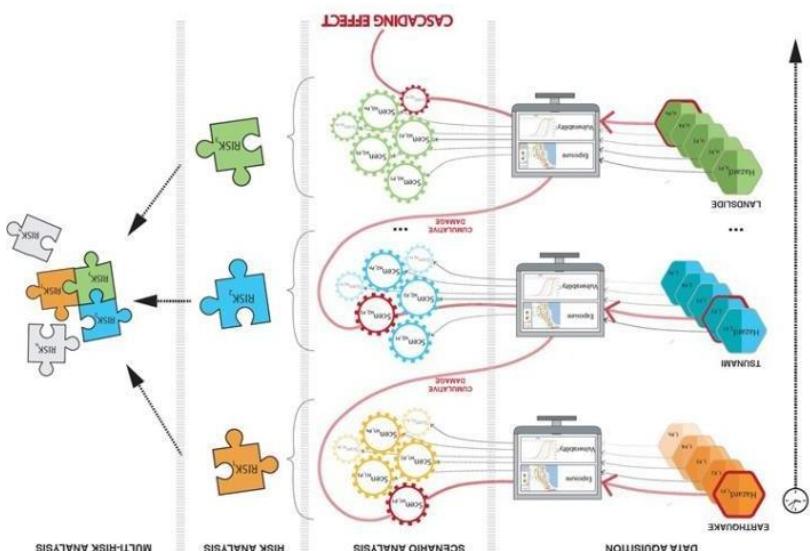
When mixed with air, it is potentially much more explosive than problems from the point of view of safety in its use, in fact characteristics in terms of chemical reactivity pose serious challenges (at -253°C) for its transport or storage, while its temperatures (350-1000 bar) or liquefaction at very low chemical-physical characteristics, it implies the use of high advantages from an environmental point of view, due to its however, although the use of hydrogen has undoubtedly because its combustion does not generate carbon dioxide.

Hydrogen is set to play a central role in the energy system because its combustion does not generate carbon dioxide.

7.2 - Hydrogen

Multi-risk approach framework

Figure 7.4



Multi-risk is the assessment, in the same geographical area, of the entire risk arising from different events, taking into account the possible hazards and vulnerability interactions (a multi-risk approach implies a multi-hazard and multi-vulnerability perspective – Figure 7.4).

A multi-risk approach is now a must, as is an awareness of all the key factors that influence problem definition. This is an intrinsically complex problem.

The application of Risk Analysis techniques already in the design and development phase of the process plant (Figure 7.3). Furthermore, risk management does not end with the project phase. Risk Management studies conducted during the project phase allow us to identify the prevention and mitigation barriers present for each "Major Accidental Event" (MAE), which lead to considering the risk tolerable. These barriers define the "Safety Critical Elements" (SCE) that must be maintained in working order during the operational phase of the plant. For each SCE, "Performance Standards" and "Schemes of Examination" are defined which must be applied during the operational phase to maintain risk at the levels envisaged by the operational plan. Part of operational safety management is "Reliability Based Inspection" (RBI) which allows for the definition of optimal inspection intervals to maintain the integrity of containment systems at the expected levels.

The experience gained through risk management methodologies developed for activities at risk of major accidents can and must be used and, where necessary, adapted to the problems of other production sectors, such as the use of alternative fuels in transportation systems.

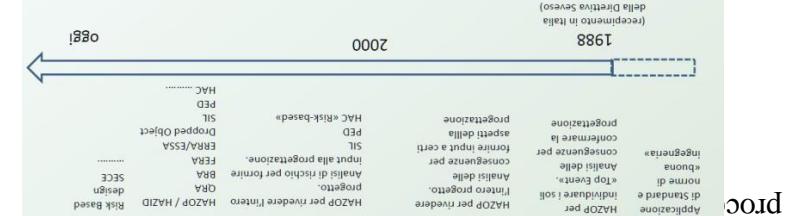
The approach based on risk assessment and mitigation must change the organization of project development and must be an integral part of safety design and management, including in the transport system and the strategic infrastructure connected to it.

In conclusion, it can be said that there is a growing awareness, even at the international level, of the need to address emerging risks in an increasingly global manner, some of which are closely interconnected and therefore require an innovative approach based on "Multi-Risk Analysis."

Figure 7.3

Risk Analysis Techniques.

The application of Risk Analysis techniques already in the design and development phase of the process plant (Figure 7.3).

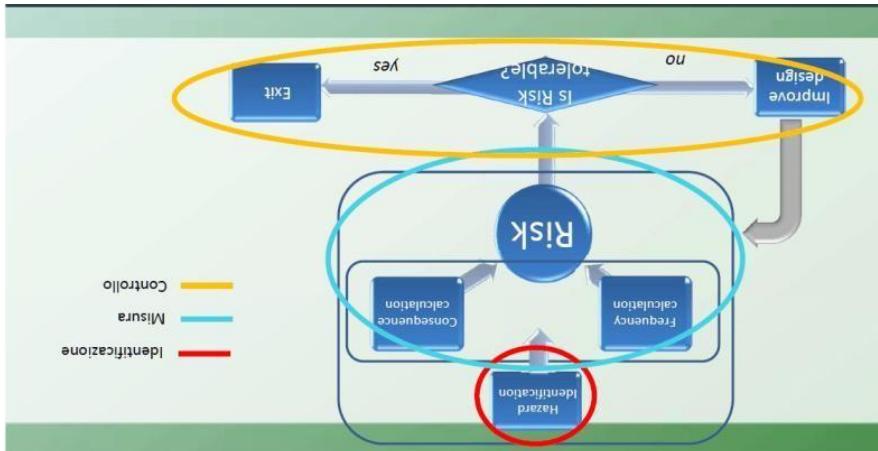


The availability of methods and tools to identify and quantify alternative adverse accident scenarios connected to

Any process plant project involving hazardous substances or conditions requires a team of safety specialists (Loss Prevention, Process Safety, HSE) to commit several thousand hours of engineering time, with a project burden that can reach 10% or more in the preliminary stages.

Risk assessment flowchart.

Figure 7.2



The flow chart for quantitatively addressing this issue is the one shown in Figure 7.2 and is now consolidated in the risk analysis of complex systems.

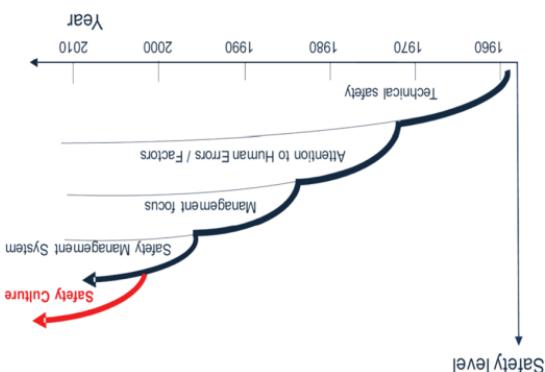
To measure risk, you need to be able to identify risks.

To determine whether a risk is “tolerable,” you need to be able to measure the risk.

Managing risk means designing and operating the plant with prevention and protection measures and a management system that are adequate to ensure a "tolerable" risk (Risk Control).

Empirical evolution of risk management

Figure 7.1.



Risk assessment methodologies have undergone various stages of development since their first applications in the early 1960s. Figure 7.1 shows a schematic representation of the temporal evolution of risk management tools available. It is therefore essential not to repeat this mistake with the development of green technologies, given the experience and risk assessment tools available.

If this was transposed in 1982 into Directive 82/501/EEC and subsequently updated, it is design and operated (naturally, continuing to comply with regulations...) taking into account possible accidents thus minimizing the risk.

There was thus a shift from safety guaranteed by compliance with safety design and management for facilities involving significant quantities of hazardous substances.

Several incidents highlighted the need to rethink the approach to safety design and management for facilities involving significant quantities of hazardous substances.

To give an example, the chemical industry in the post-war period experienced a development that brought undoubted economic benefits, but had not adequately analyzed the risks to human health and the environment.

Risk Management is the cornerstone of the safe management of plants and infrastructures.

also in every governmental, administrative, and economic development decision.

A culture of safety requires that risk assessment and prevention be a fundamental element not only in planning but

7.1 - Risk Management

In the context of fuels for the energy transition, the topic of biofuels is a matter of debate, even though they are not currently recognized as "neutral" in terms of CO₂ emissions. However, their potential use as a replacement for fossil fuels biocaracteristics and e-fuels have the same chemical and physical properties and engines cannot be ruled out. Since thermal combustion engines cannot be ruled out. Since substitutability after the risks associated with their use as a repacement for fossil fuels.

Biofuels

Ammonia, a versatile chemical resource, is the essential building block for chemicals, textiles, explosives, refighters, and fertilizers and could also play a role in the energy transition. Recent studies have proposed green ammonia as a 100% renewable and carbon-free energy source. At room temperature, ammonia is a colorless gas with a very strong suffocating odor. It is an irritant and toxic, and can also cause fires and explosions of considerable violence.

Ammonia

Although the use of hydrogen has undoubted advantages from an environmental point of view, due to its chemical-physical characteristics, it requires the use of high pressures (350-1000 bar) or liquefaction at very low temperatures (-253°C) for its transport or storage, while its characteristics in terms of chemical reactivity pose serious problems in terms of risks in its use.

Hydrogen

Risk Management is the cornerstone of the safe management of new vehicles and the strategic infrastructures connected to them.

Another important area for reducing carbon dioxide emissions is the replacement of internal combustion engines with electric motors. This will require the development of new energy storage systems and technologies for the production of electric vehicles. All of these solutions pose risks to the population; therefore, an adequate risk assessment is necessary.

In this context, the use of hydrogen, green ammonia, and biofuels to replace conventional systems stands out. Furthermore, the development of adequate infrastructure for the transportation and distribution of energy carriers and for the capture, transportation, and storage of CO₂ produced, at least temporarily, by conventional processes must also be considered.

The solutions proposed for the energy transition are based primarily on the replacement of fossil fuels with new systems for the production, distribution, and use of new energy carriers.

Remaining in the field of transportation, the analysis of the risks inherent in the use of alternative fuels must become a fundamental element already in the design phase and should not be addressed after the fact.

It is also important to emphasize the need to inform the public of the potential risks associated with the use of these new technologies, so as to avoid the misconception that adopting a solution deemed environmentally sustainable is necessarily safer than those based on the technologies currently used in the energy sector.

- Accurate predictive risk analysis already integrated with the development of new processes;
 - Definition of new accident scenarios and adoption of adequate preventive and protective measures to guarantee equivalent safety levels;
 - Integration of risk analysis with design and implementation of industrial processes and financial management it into integrated risk analysis with design and financial processes and industrial development decisions.

contribution in terms of forecasting and prevention is essential. Too often, in fact, attention is focused only on the undoubtedly environmental benefits, neglecting the risk factors associated with the use of alternative fuels.

In particular, it is necessary to proceed point by point through:

- The energy transition will be the challenge of the coming decades, including in the field of risk analysis, whose
- 7. Emerging risks related to the energy transition**
39. JRC Publications Repository - IEC Well-to-Tank report v5 (europaeu) 40. Available online: https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2022/09/IEA-Bioenergy-Task-42-Global-biorefinery-status-report-2022.pdf?utm_source=chatgpt.com
38. Bio-NETT 1 Manual (cti2000.jt) 39. JRC Publications Repository - IEC Well-to-Tank report v5 (europaeu)
40. Available online: https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2022/09/IEA-Bioenergy-Task-42-Global-biorefinery-status-report-2022.pdf?utm_source=chatgpt.com
37. Internal Combustion Engine Fundamentals / McGraw-Hill 2004; p. DOE/GO-102004-1992, 15008859;
36. Werry, T.; Petersen, G. Top Value Added Chemicals from Biomass: Volume I -- Results of Screening for Potential Candidates from Sugars and Synthesis Gas; pathway-for-the-evolution-of-the-refining-industry-and-liquid-fuels
- <https://www.juleseurope.eu/publications/publications/vision-2050-a-ne/>
35. Available online: <https://www.juleseurope.eu/publications/publications/low-carbon-mobility-with-renewable-fuels-affordability-and-accessibility-of-passenger-cars-for-eu-consumers>
34. Available online: <https://www.concawe.eu/publications/impact-analysis-of-mass-cv-adoption-and-low-carbon-intensity-blues-scenarios>
33. Available online: <https://www.unep-wcmc.org/sites/default/files/complete-2022.pdf>
32. Available online: <https://www.unep-wcmc.org/sites/default/files/complete-2022.pdf>
31. IRENA, Biogas for road vehicles, 2018 task 39: January 2019 will play in its production" – IEA Document Bioenergy:
30. "DROP-IN" BIOFUELS: The key role that co-processing
29. J. Souza, et al., Ind. Eng. Chem. Res., 61, 2022, 14515–14530.

- online: https://juser.tz-juleich.de/record/842477/files/Energie_Umwelt_408_NEU.pdf
Available online:
28. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/ci/Info/0122/green-ammonia-maritime.html>
- of Vehicles, Energy & Umwelt / Energy & Environment
Band. 2018. Volume 408, ISBN 978-3-95806-295-5.

18. Xu, W.; Li, Q.; Huang, M. Design and analysis of liquid hydrogen storage tanks for high-altitude long-endurance remote-operated aircraft. Int. J. Hydrogen Energy 2015, 40, 16578–16586. [CrossRef]
19. Babac, G.; Si, S.; man, A.; Gimeno, T. Two-dimensional thermal analysis of liquid hydrogen tank insulation. Int. J. Hydrogen Energy 2009, 34, 6357–6363.
20. Andresson, J.; Grönkvist, S. (2019). Large-scale storage of hydrogen. International journal of hydrogen energy 2019, 44(23), 11901-11919.
21. Dickey, R.; Blue hydrogen as an enabler of green hydrogen: the case of Germany. The Oxford Institute for content/uploads/2020/06/Blue-hydrogen-as-an-enabler-of-green-hydrogen-the-case-of-Germany-NG-159.pdf
22. Zuniga-Saiz, P.; Sanchez-Díaz, C. Design of a Hydrogen Refueling Station with Hydrogen Production by Electrolysis, Storage, and Dispensing for a Bus Fleet in the City of Valencia. Int. J. Hydrogen Energy 2025, 104, 651–657.
23. <https://synergy.com/en/2022/05/hydrogen-storage-and-transport-methods/>
24. Karayel, G.; K., & Dimec, I. (2024). Hydrogen storage and refueling options: A performance evaluation. Process Safety and Environmental Protection, 191(Part B), 1847–1858. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2024.09.013>
25. Available online: <https://www.semantics-project.eu/presentations-day-1430-decker-latest-global-trend-in-liquid-hydrogen-production.html>-
26. Genovese, M.; Fraticomo, P. Hydrogen Refueling Station: Overview of the Technical Status and Research Enhancements. J. Energy Storage 2023, 61, 106758. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106758>
27. Martin Robinius, Jochen Linsgen, Thomas Gruber, Markus Reuß, Peter Steinzel, Konstantinos Syrakidis, Patrick Kuckertz and Detlef Stolten. Comparative Analysis of High-structures: Hydrogen Fueling and Electric Charging

online: https://www.jav.pdf.com/app/uploads/2021/04/210422_paper_Viterna.pdf

17. Rossini, F. D. Report on International Practical Temperature Scale of 1968. J. Chem. Thermodyn. 1970, 2, 447–459.

- Online and bibliographic references:*
- 2024
1. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>
- 2023
1. Available online: https://www.jresarchgate.net/publication/357229921_A_review_on_hydrogen_production_and_utilization_Challenges_and_opportunities_es
 2. Available online: https://www.jresarchgate.net/publication/357229921_A_review
 3. Available online: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890422011049?via%3Dihub>
 4. Available online: <https://dspace.lib.cam.ac.uk/bitstream/handle/1826/17886/d2022.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
 5. Available online: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2772656822006>
 6. Available online: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2772656822000>
 7. Available online: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117294>
 8. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen-en-er-for-hydrogen-production>
 9. https://www.cni.it/images/eventi/2022/CNI_190d2022_parte_1.pdf
 10. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
 11. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>
- 2024
1. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>
- 2023
1. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>
 2. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>
 3. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>
 4. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>
 5. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>
 6. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>
 7. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>
 8. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>
 9. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>
 10. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>
 11. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>
 12. Available online: <https://www.iea.org/reports/publications/2023/Dec/Wat-er-for-hydrogen-production>
 13. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-naturall-tye-hydrogen-method-for-prompting-natural->
 14. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-technology-enabler-of-green-hydrogen-in-the-case-of-Germany>
 15. IEA Technology Collaboration Programme. Advanced fuel cells. Survey on the number of fuel cell vehicles, hydrogen stations and targets. 2019
 16. Sens, M., et al., Hydrogen Powertrains in Competition to Fossil Fuel based Internal Combustion Engines and Battery Motor. 2021.
- 2022
1. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
 2. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
 3. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
 4. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
 5. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
 6. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
 7. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
 8. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
 9. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
 10. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
 11. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
- 2021
1. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>
 2. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>
 3. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>
 4. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>
 5. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>
 6. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>
 7. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>
 8. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>
 9. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>
 10. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>
 11. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>
 12. Available online: <https://www.iea.org/reports/publications/2021/Dec/Wat-er-for-hydrogen-production>
 13. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-naturall-tye-hydrogen-method-for-prompting-natural->
 14. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-technology-enabler-of-green-hydrogen-in-the-case-of-Germany>
 15. IEA Technology Collaboration Programme. Advanced fuel cells. Survey on the number of fuel cell vehicles, hydrogen stations and targets. 2019
 16. Sens, M., et al., Hydrogen Powertrains in Competition to Fossil Fuel based Internal Combustion Engines and Battery Motor. 2021.

The capacity currently under construction, once operational, will more than double HVO/SAF production capacity by 2025, increasing it to approximately 24 million tons/year. Over half of the capacity under construction is in the United States, a market where biofuels are heavily incentivized both at the federal level (Renewable Fuel Standard program) and at the state level on the West Coast (particularly California). Even in Europe, a market with increasingly challenging emissions targets under the FitFor25 package, capacity is growing rapidly, driven by investments by traditional operators like E.ON and HVO and SAF biofuel producers; in Asia, the capacity under construction is mostly limited to the expansion of Nestle's Singapore plant.

Expansions of existing plants account for approximately 40% of the total capacity under construction. Numerous other projects have been announced worldwide. Excluding the most speculative projects, new capacity for an additional 7 million tons/year has been announced, which could come online by 2030. Among the main new entrants in the sector is Shell, with the Palau Bokom projects in Asia and the Permis Shale, with the Palau Bokom projects in Asia and the Permis

The operational capacity of biorefining, expressed in terms of production and not processing capacity, as of 2022 is approximately 9.5 M/t/year [40], with over 75% of this concentrated in North America and Europe. Faced with forecasts of increasing demand for HVO/SAF, operators in the sector are initiating new investments in hydrogenation plants and announcing new projects.

6.3.4.5 HVO/SAF

However, FAME also presents critical issues that limit its applicability in fuels: if blended, it cannot exceed 7%, if it is pure it requires engine modifications. FAME, unlike HVO, still contains oxygen and this results in poor oxidation stability with sludge formation.

which has its own market in the food and cosmetics industries or can be used as a substrate for the production of biomethane.

- The production reaction is exothermic and the production of small-scale decentralized plants adjacent to the point of generation of the raw materials.
- a. For small plants ($1000 \div 3000$ tons/year)
- The reaction temperature varies depending on the trans esterification and biodiesel production process:
- b. For medium-sized plants ($20 \div 25$ kt/year),
- the process is discontinuous and generally occurs at room temperature with reaction times of approximately 8 hours.
- c. For large continuous plants (> 25 kt/year)
- the process can be conducted either continuously or discontinuously. Generally, the reaction is conducted at temperatures of 70°C .
- For large continuous plants (> 25 kt/year) three reasons:
- FAME generally has a lower cost than HVO despite being produced from the same starting raw materials, essentially for hydrogen: the price of fossil methanol is the same as that of oil and can be purchased on the market, unlike hydrogen, which must be produced on site, such as, for example, the construction of a steam with significant investments for its production, the reaction conditions feature a lower operating temperature and pressure than hydrogenation processes.
- The generation of a by-product such as glycerin, methane reformer.
 - The reaction conditions feature a lower operating temperature and pressure than hydrogenation processes.
 - The use of methanol as a reactant compared to

make up the HVO production chain. materials are therefore the same vegetable oils and residues that

FAAME is a biotinyl substituent for diesel produced through the transesterification reaction of triglycerides. The starting raw

6.3.4.4 Fatty Acid Methyl Ester (FAME)

In November 2019, the regulatory possibility of producing bio-fuel quotas through co-processing in kerosene desulfurization plants present in a traditional refinery was introduced, up to a maximum of 5% of the volume entering the plant.

A third aspect related to the practice of co-processing concerns the production of bio-based kerosene for jet fuel.

Diesel co-processing is being implemented as an industrial practice by several European companies such as BP in England, Preem in Sweden, Neste in Finland and is widely used in Spain with Repsol and Cepsa.

Co-processing is a well-established industrial practice, especially for diesel production by co-feeding vegetable oils to desulfurization plants. The resulting product has a reorganized organic share based on the process yield and the type of plant feedstock. Compliance with the process yield and the type of plant feedstock. Compliance with the yield monitoring procedures (quarterly or event-based Carbon 14 testing) required by EU Delegated Regulation 2023/1640 remains essential for subsequent recognition of the 2023/1640 remains essential for subsequent recognition of the targets set by the RED.

Co-processing thus technology received particular attention, soon how a regulatory perspective and from fuel companies as a method of decarbonizing their products in the short term. Indeed, co-processing could allow, by leveraging existing infrastructure such as refineries and logistics facilities, to increase the availability of biofuels.

The goal is to produce finished fuels with a certain amount of renewable content, which is recognized for the purposes of bio-based release requirements to comply with European biofuel regulations. Co-processing bio-based and fossil raw materials results in final products with identical chemical properties. The resulting products and the bio-based portion of the resulting processes can vary. The type of product depends on the point of insertion of the biogenic element. If we summarize the refinery complex, a range of products can be obtained with a bio-based portion at the output.

combined with petroleum intermediates.

other types of renewable raw materials, such as vegetable oils, processes involves cracking and hydrogenation reactions with petroleum intermediates in traditional refinery plants. The feeding and processing of biological raw materials and co-processing or co-fueling involves the simultaneous

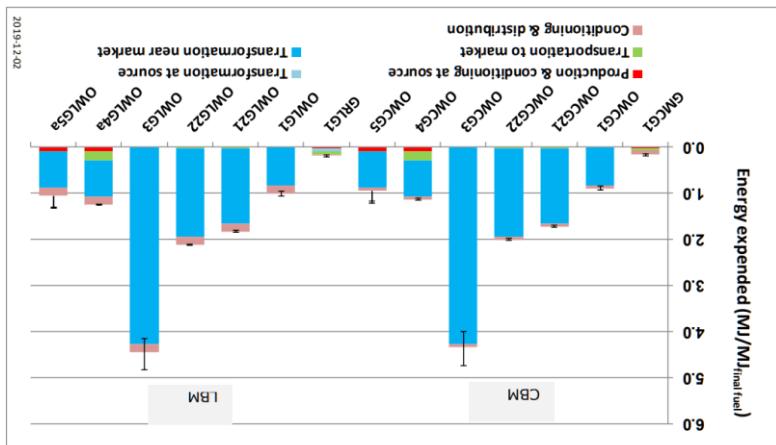
6.3.4.3 Biодiesel for co-HDS processing (HydroDesulfurization)

The risks associated with biomethane are exactly the same as those associated with natural gas, as it is almost entirely methane. It is a gaseous fuel that is lighter than air, and in the event of an open leak, it quickly disperses into the atmosphere, posing no particular risks.

It can be noted that, in energy terms, the expense is higher than its fossil equivalent and the cost is affected by this increase: it is approximately €50/MWh (02/2025 quotation of the Dutch TTF Natural Gas Futures).

Comparison between the energy required for the production of methane (GMC_I) and biomethane in gaseous (CBM) and liquid (LB_M) form according to the different production methods [39].

Figure 6.14



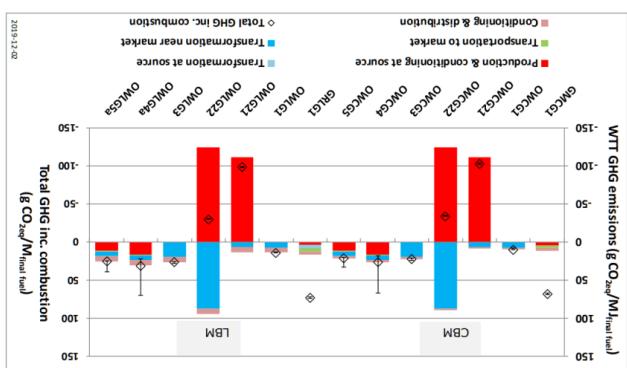
The comparison of the energy required for the production of biomethane compared to that for natural gas, referred to the European mix, is shown in Figure 6.14.

(source JRC) [39].

Comparison of Well-to-Tank CO₂ emissions from methane (GMCG_T) and biomethane in gaseous (CBM) and liquid (LBM) forms according to the various production methods

Figure 6.13

Code	Final fuel	Description	Code	Final fuel	Description
QWLG5	LBM	Upgraded biogas from double cropping (barley/mazze) as LBM. Closed digestate storage	QWLG6	LBM	Upgraded biogas from double cropping (barley/mazze) as LBM. Closed digestate storage
QWLG4	LBM	Upgraded biogas from maize (whole plant) as LBM. Closed digestate storage	QWLG3	LBM	Upgraded biogas from sewage sludge as LBM. Closed digestate storage
QWLG2	LBM	Digestate storage closed (2) or open (22)	QWLG1	LBM	Upgraded biogas from municipal organic waste as LBM. Closed digestate storage
QWCG5	CBM	Upgraded biogas from double cropping (barley/mazze) as CBM. Closed digestate storage	QWCG6	CBM	Upgraded biogas from maize (whole plant) as CBM. Closed digestate storage
QWCG3	CBM	Digestate storage closed (2) or open (22)	QWCG2	CBM	Upgraded biogas from sewage sludge as CBM. Closed digestate storage
QWCG1	CBM	Upgraded biogas from municipal organic waste as CBM. Closed digestate storage	QWCG22	GMCG _T	Upgraded biogas from sewage sludge as GMCG _T . Closed digestate storage



The main raw materials that can be used in the DA process are:

- Sewage waste;
- Zootechnical waste;
- Food waste of commercial or domestic origin (FORSU);
- Gardening waste and green management;
- Dedicated agricultural products.

Biomethane transportation is no different from natural gas: it can be transported in cylinders like natural gas, in steel or carbon form at 200 bar, exactly like natural gas, in liquid form, such as LNG. Biomethane is typically stored inside the vehicle in gaseous natural gas.

In its molecular composition, biomethane (like methane) is the hydrocarbon with the smallest number of carbon dioxide molecules. It has a very small number of carbon atoms (only 1 atom) and its combustion will form the smallest number of up to 80% compared to methane for automobile emissions of up to 25% compared to a methane-powered vehicle.

Tank-to-Wheel emissions are perfectly comparable to those critical.

Its biological nature can lead to reductions in climate-altering greenhouse gases (CO_{2eq/CH₄}), and its loss into the atmosphere is very small.

Figure 6.13 illustrates the impact of biomethane production through various modalities.

around 45%.

Bio gases is produced by the biological degradation of biomass in the containerized) depended on both the starting biomass and the technology quantity and quality of the biogases produced (percentage of methane absence of oxygen in the anaerobic digestion (AD) process. The

comparable to natural gas.

Biomethane is biogas that has undergone a refining, or upgrading, process to reach a methane concentration of 95%, making it

6.3.4.2 Biomethane

Being a solvent, ethanol also has corrosive properties.

of dispersion in the environment.

The risks are certainly associated with the flammable nature of the fuel, while its hydrophobicity can constitute a problem in the event

Since different types of processing are required, the energy-economic balance is not favorable compared to commercial gasoline, resulting in a higher cost.

As regards harmful emissions of NO_x, CO and HC, a slight increase in nitrogen oxides can be observed, which can however be controlled with common emission reduction devices on board vehicles.

For bioethanol, some studies [38] show that CO₂ emissions are reduced by 20% ÷ 40% (data based on wheat cultivation). Bioethanol obtained from sugar beet would lead to a reduction of 40% ÷ 55%, while in Brazil, where sugar cane is the most widespread raw material, the reduction is around 80% ÷ 90%.

However, since these are mature technologies, there are no particularly complex obstacles to overcome that could prevent the use of this fuel.

Only a minority will require more radical interventions (up to €50,000) to operate with ethanol-gasoline blends.

be inspected, for example, to verify the tightness of their tanks. However, most stations are already ready to use E10 gasoline, although some may require minor interventions (in the order of a thousand euros), and

- From the filling station's perspective, the critical issue is hydropathicity: stations, especially older ones (which may be up to 50 years old), need to regularly inspect and there are no particular tasks and/or needs for conversion.
- From the point of view of tankers transport, no particular critical issues arise since these vehicles are regularly inspected and there are no particular tasks and/or needs for conversion.
- Separately to avoid hydropathicity issues.
- At the depot, ethanol is added at the final stage of the logistics chain, directly on the line before being transferred to tankers. The semi-finished gasoline (RBOB - Reformulated Gasoline Blendsstock for Oxygenate Blending) is kept separate to avoid hydropathicity issues.

can note that:

Regarding the critical issues related to the logistics chain, we

On-board vehicle storage of low-percentage gasoline blends presents no particular problems. For higher percentages, up to 85%, or even as the sole fuel, the critical issues arise from the fuel's high miscibility with water and its solvent properties. However, these are known issues and have already been resolved in vehicles comparable with E85.

Regarding the critical issues related to the logistics chain, we can note that:

- Ethanol's volatility is very different from that of gasoline, and thus its distillation curve is also very different. At lower ethanol percentages, the vapor pressure undergoes significant variations, and mixing different gases can cause the gasoline to deviate from the norm, starting with its volatility values. It would therefore be advisable for E10 gasoline to be released simultaneously at all stations, to avoid situations where non-compliant gasoline might be found in vehicle tanks.

After the properties of gasoline at the pump, placing it "out of bounds" in terms of both octane rating and volatility.

- Ethanol has a strong affinity for water, and for water in the fuel and its stratification can management is required. Indeed, the presence of this reason, appropriate monitoring and could arise, requiring filtering.
- Ethanol has solvent properties and is aggressive It introduced into existing circuits for the first time, problems with metal residue accumulation If it resists to prevent rapid degradation. on materials; this requires the use of corrosion-resistant materials to prevent the use of corrosive transport, storage and use chain in engines: Its use as a fuel blended with petrol creates difficulties along the

Fuel Cell vehicle powered by ethanol (a) and ICE vehicle powered by E85 (b).

Figure 6.12

7. (to) 8. (b)



Ethanol can be used to power both internal combustion engines and fuel cell vehicles (Figure 6.12).

Properties of commercial gasoline and ethanol [37].

Table 6.5

In terms of performance, bioethanol has slightly different characteristics than commercial gasoline (Table 6.5); having one oxygen atom in its chemical formula, its stoichiometric ratio is higher than that of gasoline (14.6 versus 9.6 for gasoline). It has a higher latent heat of vaporization than gasoline, which could lead to improvements in engine capacity. Furthermore, it has a higher octane rating, which allows for higher compression ratios, which, at least in theory, results in greater thermal efficiency.

At the depot, if blended with gasoline, ethanol is added at the final stage of the logistics chain, directly on the line before being transferred to tankers. The gasoline is specifically being prepared for the subsequent blending phase with ethanol: the semi-finished gasoline (RBOB - Reformulated Gasoline Blends) kept separate until the Blends Stock for Oxygenate Blending) is avoided hydrophilicity problems.

Transports is carried out by tank trucks. Like other conventional fuels, there are no particular critical issues because these vehicles are regularly inspected and there are no particular risks and/or need for conversion.

Sugarcane and corn are the most commonly used raw materials for bioethanol production, thanks to historic agroindustrial agreements in Brazil and the United States, respectively. In Europe, bioethanol is produced primarily from wheat, barley, and sugar beets. The main European production hubs are Spain, Germany, Sweden, and France. It's worth noting that, although bioethanol can be successfully produced in temperate climates, tropical climates are more suitable for ensuring high productivity, as is the case with sugarcane in Brazil.

It is produced by the fermentation of simple or complex sugars (starches) from dedicated crops such as sugar cane, corn or wheat, potatoes.

Ethanol has been used as a fuel for several decades, both alone and mixed with gasoline at varying percentages. All vehicles, even the most obsolete, can safely run on a 5% ethanol blend (E5), while starting January 1, 2018 (Directive 2009/30/EC), all new vehicles are authorized to use a 10% ethanol blend (E10). Vehicles compactible with higher percentages (Flex technology) are used primarily in Latin America, where they can circulate with varying percentages of up to 85% ethanol in the fuel (E85).

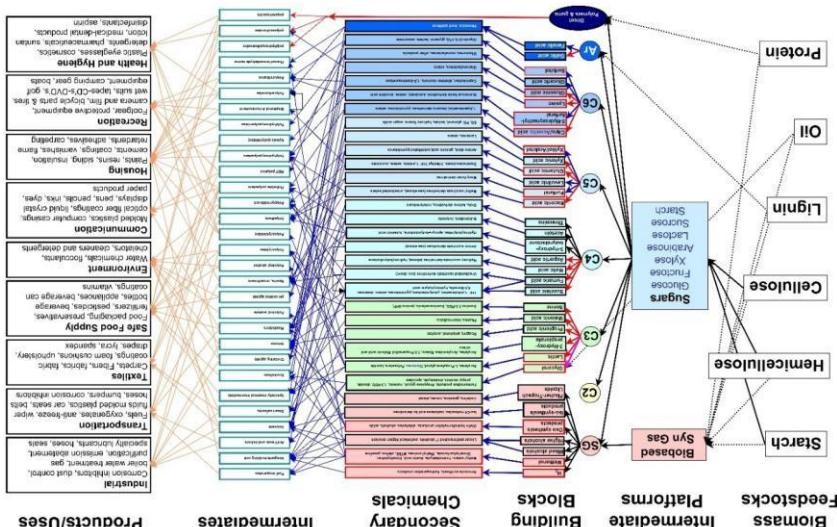
Bioethanol is a biofuel with characteristics similar to petrol, with which it can be mixed in various percentages and can be used in vehicles equipped with Otto cycle engines (normally powered by which it can be mixed in various percentages and can be used in vehicles equipped with Otto cycle engines (normally powered by conventional petrol).

6.3.4.1 Bioethanol

6.3.4 Products

Flowchart of organic products [36].

Figure 6.11



AND This is one of the difficulties of the sector which, as we have already noted, requires a high level of interdisciplinarity and a holistic vision of the entire system of bioenergy, and a network of supply chains, a possible flow diagram of the products is reproduced in Figure 6.11 [36].

Biomass transformation processes.

Figure 6.10



The supply chains included in these large conversion classes are quite numerous and can be combined in different ways to form much more complex paths than those represented in the simple diagram in Figure 6.10.

and use or to increase its energy density per unit of volume or weight.

of the starting biomass to obtain a product that is easier to transport. Finally, physical conversion consists in the mechanical processing

transforming it into the desired product. Catalyzed transformations are processes that, through the use of a homogeneous or heterogeneous catalyst, convert the raw material,

enzymes and/or microorganisms.

Biological transformations are metabolic processes that produce chemical changes in organic substrates through the action of

enzymes and/or microorganisms.

Thermochemical transformations are all those processes that exploit high temperatures to accelerate the conversion rate of biomass or waste, producing mixtures of products that can be used

as fuels.

- thermocchemical conversions,
- biological conversions,
- catalyzed conversions,
- physical type conversions.

Biomass transformation processes can be divided into 4 groups (see Figure 6.10):

The ways to transform the "raw" biomass entering the refinery and obtain biofuels and biochemical products pass through different conversion methods.

6.3 Production processes for biomass conversion

road transport. Therefore, its essential to promote an integrated vision of products for all modes of transport, including the potential for biofuels to be used in internal combustion engines (LDVs and HDVs). A vision that fails to take this perspective into account risks, for example, failing to find sustainable aviation fuel (SAF) production solutions suited to the growth trajectory post-envisioned by the RefuelEU Aviation Regulation, especially post-

2030.

decarbonization of the existing vehicle fleet. It's also important to remember that biorefinery production structures cannot be limited to demand for fuels intended for sectors other than

Given the scale of the challenge, maintaining technological neutrality will be crucial. The spread of electric vehicles can already be supported and complemented by complementary solutions such as biofuels. This would lead to a faster reduction in emissions, with immediate effects, as it would enable the

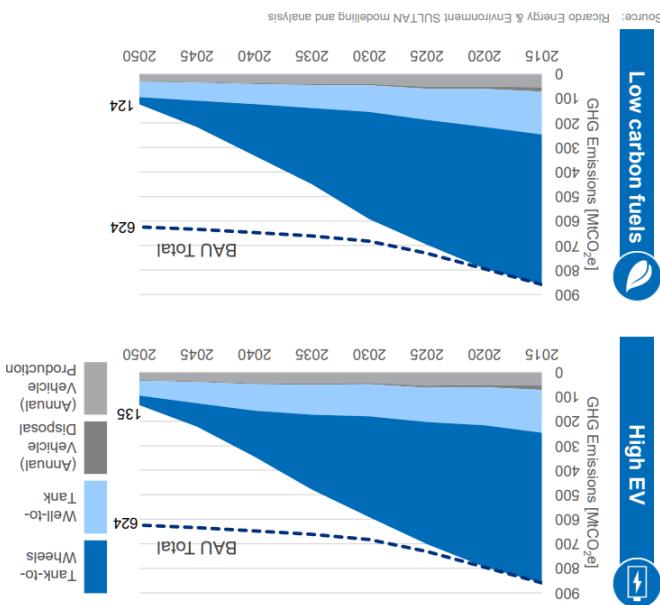
Biocfuels may represent a possible solution for reducing CO₂ emissions from transport without constraints on the renewal of the existing fleet, without the need to adapt the infrastructure for their distribution and use. For maritime, air and heavy road transport, the energy density of liquid fuels represents a fundamental advantage that will be difficult to replace even in these transport modes, the fundamental requirement is to store the maximum amount of energy on board in the smallest possible volume and weight. Battery technology will have to achieve a weight reduction of at least 10 times [35] to become a valid substitute for liquid fuels in means of transport other than passenger cars and light commercial vehicles. It is therefore unlikely that a single option will guarantee low-emission mobility in all transport segments.

A subsequent study commissioned by FuelEurope to study Gear up in 2021 [34] considers the uptake of battery electric vehicles in the passenger car market from a consumer perspective, based on total cost of ownership. The analysis shows that, all things being equal, both an electric vehicle and a vehicle with an internal combustion engine running on 100% renewable fuels deliver the same equivalent CO2 reduction performance, at similar costs. The combined results of the increased efficiency of new internal combustion engine vehicles (Euro 6 engines) and renewable fuel use in the mix will have a greater impact. With reference to the mix will instruments for achieving the European CO2 reduction target have a greater impact. With reference to the mix will clear preference for solutions based on electrification; a perspective that requires considering, in addition to the fiscal sustainability of incentives), also factors such as the security of supply of raw materials for battery production.

The scope of the LCA analysis includes WtW GHG emissions from fuel production and use and total emissions embodied in the vehicle, plus emissions from the vehicle production and disposal phase.

Total greenhouse gas emissions from 2015 to 2050 [33].

Figure 6.9



A 2018 analysis by Concaeve on the future of light road transport in the EU compared the scenario of full electrification of the vehicle fleet with the widespread use of low-carbon fuels (LCF) combined with electric vehicles. The study conducted using an LCA approach,¹² shows how the reductions in greenhouse gas emissions by 2050 compared to the 2015 value are approximately equivalent for both scenarios (Figure 6.9) [33].

a differentiation in the level of CO₂ reduction depending on the raw material used. Advanced biofuels, for example, can achieve well-to-wheel emissions reduction percentages close to 100% in the case of the use of waste and by-products. Indicatively, the production of 1Mton/year of advanced biofuels can allow for CO₂ savings of between 2 and 3Mt/year [32].

from a lifecycle perspective, while maintaining the overall goal of carbon neutrality. The development of biofuels, in fact, can contribute significantly to the reduction of greenhouse gas emissions in the transport sector, despite

The Fit for 55 package for decarbonizing the transport sector includes a "zero tailpipe emissions" target from 2035 onwards for light-duty vehicles and city buses. This effectively reduces the technical solutions for these road vehicles to only battery electric vehicles (BEVs) and fuel cell electric vehicles (FCEVs). These technologies will be among the most important contributors to carbon neutrality in road transport, but additional technologies will also be needed in terms of functionality, system cost, and sustainability. The research approach should continue to consider different technologies

6.3.2 Biogel-powered vehicles vs. electric vehicles: contribution to emissions

More generally, the economic (and environmental) sustainability of the raw material supply chain includes multiple factors such as: availability and geographical location, the environmental impact of cultivation, the bio-oil yield of crops in the case of direct use of plant-based biomass, and the feedstock, competition for land use with other agricultural consumption sites.

Only under this specific regulatory framework can operators justify the investments required to build production units for these biofuels and cover production costs, which are significantly higher than those of fossil fuels due to the cost of purchasing biomass. The supply chain for the raw materials needed for biogel production is, in fact, quite complex, both geographically and in terms of size.

A few years after the introduction of the blending requirement under the RED, it can be said that this regulation has enabled the creation of a structured continental biogel market with a large number of producers and wholesalers, mechanisms in place for non-compliance, has reached high demand, and a price that, supported by the sanctimonious times that of the corresponding fossil fuel.

order to meet the Directive's release for consumption requirements. 65% savings in emissions compared to the fossil-fuel reference for biofuels in requires that new plants commissioned from 2021 onwards achieve a minimum reference, indicated in RED II with a value of 94 gCO₂eq/MJfuel. The Directive (expressed as gCO₂eq/MJfuel) results in a 65% savings compared to a fossil-fuel considers an HVO whose life-cycle GHG emissions impact per energy unit (HVO emissivity). The kilometer emissivity value for HVO is calculated and

Comparison of specific emissivity of cars with different fuels [31].

Figure 6.8



As can be seen from the IRENA report "Biofuels for road vehicles" (Figure 6.8), the GHG emissions reduction performance of biofuels represents an important lever for decarbonization, even considering the lower efficiency of combustion-engined vehicles compared to electric vehicles. The specific emissions shown in Figure 6.8 highlight reduction potentials in the range of 60-80% for biomethane, depending on the raw material used for production. Even liquid biofuels such as HVO (Hydrogenated Vegetable Oil), whose emissivity is conservatively estimated based on the minimum savings envisaged in the RED for biofuels production plants started up from 2021, allow for a similar emission reduction, especially if produced from raw materials consisting of waste, refuse, and residues.

to Energy from RFNBOs is counted towards the renewable energy share of the obligations under the Directive only if the reduction in greenhouse gas emissions resulting from their use is at least 70%.

Drop-in biofuels are defined by the IEA (International Energy Agency) as „Liquid biohydrocarbons that are functionally equivalent to petroleum fuels and fully comparable with existing petroleum infrastructure“.

The quantification of life-cycle CO₂ emissions recognized by the RED Directive is based on emissions analysis using a well-to-wheel approach. In practice, the emissions of each biomass cultivation to fuel consumption through combustion production phase are estimated, from crude oil extraction and refining, including transportation and refining.

The transport sector is at least 1.2%. The total amount of energy supplied to the maritime transport to ensure that, from 2030 onwards, the share of RENBO in Furthermore, Member States with maritime ports are required also indicated in the paragraph dedicated to hydrogen. RENBO¹⁰ (Renewable Fuels of Non-Biological Origin) of RENBO, by 2030, of which at least 1% should be RENBO (as the human or animal food supply chain) and of both cases, a minimum sub-target is foreseen in terms of the materials deriving from the regeneration of waste, residues and by-products of industrial processes that cannot be used in use of so-called „advanced“ biofuels (produced from raw materials, obligations to reduce carbon intensity by at least 14.5% compared to a reference benchmark of 94 gCO₂/MJ) by 2030 or a share of renewable energy in final energy consumption in the transport sector of at least 29% by 2030 in member states, obligations to reduce carbon intensity by at least 14.5% renewables sources imposes, at the choice of the Member Directive on the promotion of energy from renewable sources in the EU-level

For the transport sector, the aforementioned RED III can enable the transport sector to contribute to the 2050 carbon neutrality goal. The 2050 strategy presented by FuelEurope, the EU-level refiners, trade association, also outlines a virtuous path describing how low-carbon liquid fuels, including biofuels, economic benefits such as the reduction of CO₂ emissions, employment generation and energy security [30].

⁹ Drop-in biofuels are defined by the IEA (International Energy Agency) as „Liquid

6.2 Biofuels (bioethanol, biomethane, biodiesel, HVO)

Biofuels are an important solution for the decarbonisation of transport because they are sustainable energy carriers produced from raw materials capable of regenerating and reproducing themselves in a short time, such as waste and residues from agriculture and forestry activities and related processes (including vegetal and animal substances) or as the biodegradable part of waste.

The environmental impact of biofuels produced from plant biomass is linked to the raw material's biological origin: CO₂ is absorbed from the atmosphere during plant growth, allowing biofuels to reduce CO₂ emissions over their life cycle by over 65% compared to those generated by fossil fuels. When using biomass obtained from waste and residues from industrial or agricultural-food processes, emissions savings can exceed 80%, given that the CO₂ emissions from biomass cultivation are attributable to the primary process and not to the biofuels obtained from the waste products.

Biofuels, especially those that can be used in purity, represent a renewable alternative to traditional fuels for the transport sector for approved engines, with the ability to achieve environmental and socio-

can also cause water and air pollution if not handled and stored safely. Ammonia is a versatile and useful substance, but requires responsible management and use to avoid health and environmental problems. Specifically, while the large-scale storage facilities is well established, using NH₃ as a fuel in transportation of NH₃ from commercial production facilities to passenger vehicles introduces new risks and costs that must be addressed. In this regard, a study by Risø National Laboratory identified three risk areas: the safety of the vehicle itself (during regular driving and in the event of a collision), the safety of the refueling station, and the safety of a road transport of ammonia to refueling stations. The conclusions are that by using appropriate vehicle safety systems, implementing regulations for the safe maintenance of NH₃ vehicles, transporting NH₃ to refueling stations as a refrigerant, and implementing safety zones between refueling stations and public and/or residential areas, the risk of using NH₃ as a transportation fuel could be reduced to levels comparable to conventional fuels (gasoline or LPG).

therefore poses a lower fire risk. At high concentrations, however, it can be toxic to humans and animals, causing respiratory irritation and eye damage. It

Compared to hydrogen, ammonia presents fewer technical complications due to its non-cryogenic boiling point, higher explosive limit, and superior energy storage properties (in the form of chemical bonds). It is less flammable than other fuels and

6.2.7 Risks

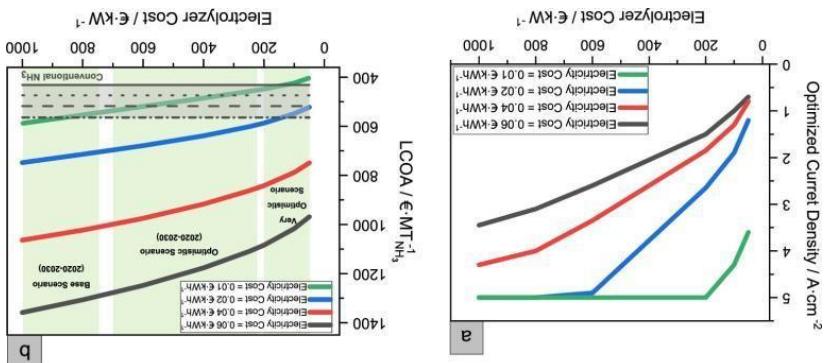
by increasing the production scale, energy consumption can be larger the production scale, the lower the average costs. Furthermore, the produces approximately 83 Mt/day, 18 times less. Specifically, the plant 1500 Mt/day of ammonia, while a 30 MW green NH₃ plant large-scale conventional methane SR plant produces approximately NH₃ cost takes advantage of economies of scale. In fact, a typical NH₃ cost includes conventional methane SR plant that the conventional applied. However, it should be emphasized that the electrolyzer costs are below €900/kW and the maximum CO₂ tax (€126/MtNH₃) is conventional NH₃, provided, however, that electrolyzer costs are equal to €0.01/kWh, then green NH₃ will be competitive with conventional NH₃, provided that if electricity costs are reduced to values

with conventional ammonia costs, including CO₂ taxes [29].

(b) LCOA for different electrolyzer and electricity cost scenarios and comparison

(a) Optimized current density as a function of electrolyzer and electricity costs.

Figure 6.7



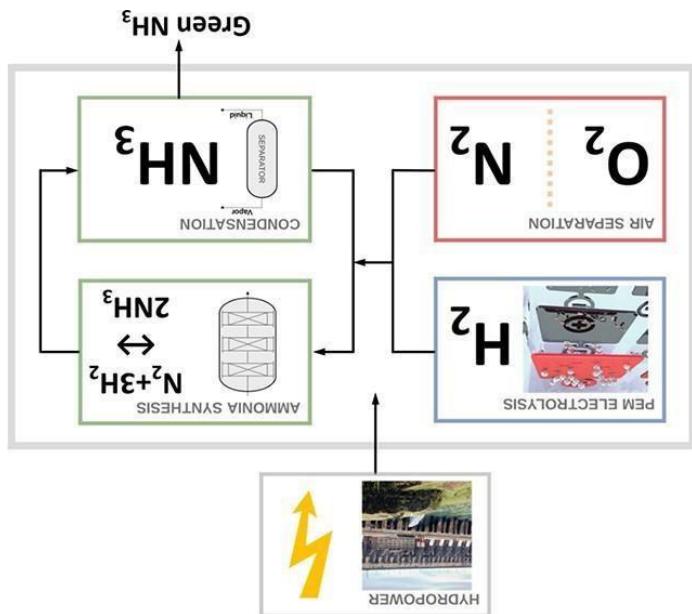
conventional NH₃ and the corresponding penalty related to CO₂ management.

and baseline, also considering the cost of possible scenarios (Figure 6.7b): very optimistic, optimistic, production (Figure 6.7a). The authors hypothesized three

The authors of the study assume that the plant is installed in Bergen, Norway, and that the required electricity is supplied by a hydropower plant. Energy consumption was calculated based on the system's energy needs. The results indicate a total system energy consumption of 10.98 kWh/kg NH₃, with an energy efficiency of approximately 45%. Electrolytic hydrogen production accounts for 88.5% of the energy consumption, while the nitrogen separation and NH₃ synthesis/condensation/recycling sections account for 1.3% and 10.2% of total consumption, respectively. Regarding the economic aspect, the study shows that ammonia production costs account for 82% of the total green H₂ production costs, while investment costs and operation and maintenance (O&M) costs account for 17% and 1%, respectively. Thus, the electrolysis demonstrates how the cost of renewable energy required to power the electrolyzer has the greatest impact on the final costs of ammonia; consequently, low electricity costs are a key requirement for sustainable green NH₃.

Block diagram of the green ammonia synthesis plant [29]

Figure 6.6



- H₂ generation using a 1 MW PEM electrolyzer; synthesis, condensation and recycling of NH₃. air separation unit;

capture and storage (CCS), the plant is designed without carbon increases to 6479/tNHH₃ (an increase of 19.4%) with a CO₂ tax of approximately £100/t. The LAC system has a production cost similar to that of the KBR (E385.1/tNHH₃), while for the GSR scheme the cost drops

compared to the other schemes studied, equal to 26.2 GJ/tNH₃ (13% of which is electricity consumption). The KBR, LAC, and NH₃-Green processes are characterized by the following equivalent energy consumptions, respectively: 28.5 GJ/tNH₃, 27.7 GJ/tNH₃, and 31 GJ/tNH₃. From an economic perspective, the KBR process achieves an ammonia production cost (Leveleized Cost of Ammonia, LCOA) of

The energy-economic balance of ammonia production depends on several factors, such as the availability of low-cost energy sources and the availability of affordable raw materials. A recent study compared the four processes for producing blue and green ammonia described above from a plant achieving the lowest equivalent energy consumption technico-economic perspective. According to the study, the GSR plant achieves the lowest equivalent energy consumption

6.2.6 Energy-economic balance

The phenomena involved in the atmospheric ammonia cycle are complex. Ammonia released from anthropogenic and natural sources participates in atmospheric reactions (e.g., conversion from gases to particulate matter, PM_{2.5}), is transported by winds, and returns to the surface through wet deposition by rains, and increases to the surface through wind and dry deposition processes, causing negative environmental impacts and increased risks to public health. For example, a significant effect of ammonia pollution is the impact of nitrogen accumulation on the diversity and composition of plant species within affected habitats. Ammonium pollution also impacts species composition through soil acidification.

Ammonia released into the air can cause respiratory problems and eye irritation. Ammonium in water and soil, affecting fauna and flora, can contaminate water and soil, and return to the surface through rain or snowfall. It has a significant impact on the environment if released in large quantities. However, ammonia is a highly toxic chemical and has a negative impact on the environment, helping to reduce greenhouse gas emissions, improve air quality, and create a cleaner and more sustainable energy system.

Overall, green ammonia production can have a significant impact on the environment, helping to reduce greenhouse gas emissions, improve air quality, and create a cleaner and more sustainable energy system.

Cleaner and more sustainable energy system, as it can be used as fuel for electricity and hydrogen production. It can also be integrated into agriculture, as it can be used as a fertilizer, helping reduce the use of chemical fertilizers and contributing to soil conservation.

Green ammonia production can reduce CO₂ emissions and help mitigate climate change. It can also contribute to the creation of a

The production of green ammonia, which is ammonia produced using renewable energy sources such as wind or solar, can have significantly positive environmental impacts compared to traditional ammonia production, which uses non-renewable energy sources such as coal or natural gas. Currently, ammonia production from fossil fuels accounts for approximately 2.2% of total CO₂ emissions.

6.2.5 Significant effects on the environment

Ammonia is compatible with a wide range of existing infrastructure, but there are some considerations to ensure the safety and efficiency of its transportation and use. The transportation system must be designed to withstand the high pressures and extreme temperatures of ammonia. For example, the pipes and tanks used to transport ammonia must be constructed of durable materials, such as stainless steel or copper, to prevent corrosion. Furthermore, ammonia storage tanks must be designed to prevent overheating and ventillation systems to prevent the buildup of toxic gases.

6.2.4 Compatibility with the existing infrastructure system

Ammonia is compatible with the existing infrastructure system. Ammonia, in fact, is one of the molecules appropriate purification. Ammonia, in fact, is one of the molecules containing hydrogen (17.8% by weight associated with a volumetric density of 121 kg H₂/m³ at 10 bar) still usable as a fuel (because it is not bound to oxygen). Therefore, its high energy density (~3 kWh/liter), current regulations, existing transport and storage infrastructure, and the capacity to store hydrogen (chemical energy).

hydrogen can be obtained by cracking ammonia after storage and transport of hydrogen. On the other hand, very common and proven, and offers advantages over the and have adequate safety valves. This type of storage tank is

tanks must be designed to withstand this pressure increase can increase rapidly if the temperature rises. Therefore, the Furthermore, ammonia is a compressible gas and its pressure mechanical stress and corrosion caused by ammonia. tanks must also be able to withstand ammonia (-33°C). The tanks must meet several important technical requirements. To prevent leaks, the tanks must be (up to 30,000 tons) and spherical pressure tanks (1,000-2,000 tons). For safety reasons, the tanks must meet several important ammonia is typically stored in special isothermal steel tanks

6.2.3 On-board storage systems

energy-related industries requires rapid improvement. Currently, ammonia use in the energy sector is around 1% globally, so the introduction of ammonia into processes. Currently, ammonia use in the energy sector is need to focus on developing sustainable ammonia synthesis future ammonia use in energy applications, major efforts will demand for fertilizers is compounded by the prospect of must move toward net zero. In this scenario, where current the world have declared that emissions from the energy system increasing largely global population will lead to increased demand for ammonia, at a time when governments around combined with lower-emissions production. Furthermore, an by 2050 compared to 2020 levels, but this will need to be according to an IEA study, ammonia demand will nearly triple In the future, ammonia demand will increase worldwide.

The FC type alkaline anion exchange membrane furnace (AEFC) They work at temperatures between 200 and 450°C. Low temperature operation (<200 °C) is of greater interest for vehicles, due to the reduced start-up time.

time than FCs operating at low temperatures, making this technology less feasible for use in vehicle and transportation applications where customers expect to be able to start their vehicles and drive immediately. For this reason, SOFCs are typically considered for vehicle applications only to provide auxiliary power (not propulsion) on large trucks.

cells", AAEFC, "alkaline electrolyte fuel cells", and MFC, "microbial fuel cells", AAEFC, "alkaline electrolyte fuel cells", and MFC, "microbial fuel

8Alkaline fuel cells (MAFC, "Molten Alkaline ammonia Fuel Cell"), SOFC-H, "proton-conducting electrolyte-based solid oxide fuel cell", SOFC-O, "oxygen anion-conducting electrolyte-based solid oxide fuel

not required. The cracking and power generation are well established. The cost of these FCs is relatively low, as a separate ammonia cracking unit is directly fueled with ammonia. At these temperatures, ammonia SOFCs operating at high temperatures (500-1000°C) can be ammonia (separated from nitrogen) can be used to power fuel cells. Additionally, the hydrogen produced by the decomposition of ammonia

fuel systems are intermediate between water (and N₂ when using NH₃ fuel) is typically the only emission produced. There are several categories of ammonia-based because water (and N₂ when using NH₃ fuel) is typically the only

fuel cells are considered the most efficient device for extracting energy from it with little or no environmental impact. Ammonia fuel cells are sustainable use of the energy carrier ammonia, regarding a more sustainable use of the energy carrier ammonia, can be used to supply hydrogen to various types of fuel cells.

Regarding the problem of NOx emissions (500-5300 ppm). Further addressed the problem of NOx emissions does not hydrogen mixed with ammonia in dual-fuel engines does not possible for vessels already in operation. However, the use of ammonia with this technology, making conversion to ammonia engines, manufacturers offer the option of upgrading existing Furthermore, manufacturers offer the option of upgrading existing transition to primary fuel in the event of secondary fuel issues. fuel flexibility (they can run on compliant fuels), and rapid the marine industry and offer many advantages: reliable solution, dual-fuel engines with pilot flame are well-established in control. Dual-fuel engines with pilot flame are well-established in flame can be used to initiate and control in-cylinder combustion. The latter appears to be the simplest solution for complete process ammonia, can be easily mixed with ammonia. Alternatively, a pilot flame can be stored or produced onboard by cracking

Ammonia is also an important component of clean energy and represents a credible option as a zero-carbon fuel. Compared to gasoline and diesel, ammonia has the advantage of reducing or eliminating emissions of CO₂, CO, hydrocarbons, and soot. Furthermore, ammonia has a higher octane rating than gasoline (110–130 for NH₃, 87–94 for gasoline). However, one of the major obstacles to the adoption of ammonia as a fuel is its low energy density compared to traditional fuels such as diesel. The specific energy and energy density of ammonia and its fuel system are estimated to be 10.3 MJ/kg and 9.6 MJ/l, values lower than those of traditional fuels, although higher than liquid or gaseous hydrogen at pressure (700 bar) and various types of existing batteries. For equivalent energy storage, an ammonia-powered vehicle would require a tank approximately 2.5 times the volume of a gasoline-powered vehicle or 3 times that of a diesel vehicle. It should also be noted that ammonia has a high autoignition temperature, a low flame velocity, and limited flammability. Furthermore, autoignition requires high compression and temperature, which also leads to high NO_x production. One solution to the ignition problem is to blend a second fuel with the ammonia. Various approaches and blends (NH₃-gasoline, NH₃-diesel, and NH₃-H₂) have been studied at laboratory or prototype scale to use ammonia as a fuel in internal combustion engines (ICEs). Among all of them, the use of hydrogen allows for a complete reduction in CO₂, CO, and unburned hydrocarbon emissions.

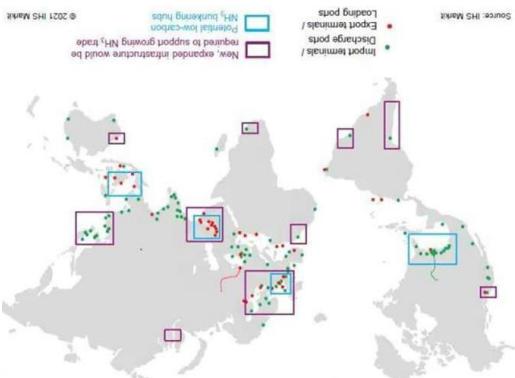
To give an idea of the scale involved, Qatar Fertilizer Company has two 50,000-ton reffigerated tanks for ammonia storage, with a combined footprint of approximately 160 m by 90 m. Tankers are therefore used to transport large quantities of ammonia over long distances, for example, from oil-producing countries to fertilizer factories, for example, ammonia importing countries. Maritime transport of ammonia presents several critical issues that require special attention to safety and environmental protection. Ammonia is a highly toxic and flammable gas that can cause serious environmental damage if not handled safely. To ensure safety during maritime transportation and handled safely. To ensure safety during maritime transport of ammonia over short distances, such as from refineries or production plants to tankers or trains, can be transported in tank trucks in small quantities over road, ammonia is transported in tank trucks in small quantities over short distances, such as from refineries or production plants to tankers or trains, on the other hand, can be transported in large quantities of ammonia over long distances, such as from oil refineries to fertilizer factories across the country. Transports occur not only by road, rail, and sea, but also via pipelines. In the United States, for example, ammonia pipelines. In the United States, for example, ammonia is transported for 3,000 miles in 6- to 8-inch carbon steel pipes connecting 11 states with (approximately 2 million tons per year) is transported for 3,000 miles in 6- to 8-inch carbon steel pipes connecting 11 states with (approximately 2 million tons per year) is transported for 3,000 miles in 6- to 8-inch carbon steel pipes connecting 11 states with their respective pumping stations.

ammonia is produced and then shipped internationally.

This existing, dense network of port and transport infrastructure could promote the large-scale transportation of ammonia as an energy carrier. Indeed, the largest refineries located in ports where

Global Ammonia Infrastructure: Marine Terminals [28].

Figure 6.5



Africa [28].

and trains. Ammonia is primarily transported by sea to various regions of the world using specialized vessels or LPG liquefied petroleum gas) carriers, which can liquefy and transport ammonia through pressurization or cooling. According to a report by the Swedish shipboard equipment manufacturer ALFA Laval, the volume of ammonia transported by sea in 2019 was 17.5 million tonnes worldwide, carried by 71 vessels in quantities ranging from 2,500 to 40,000 tonnes. Numerous, well-established international shipping routes exist for maritime transport. Furthermore, there is a comprehensive network of ports worldwide that handle ammonia on a large scale. There are 88 ports importing ammonia, including six ports both special ammonia terminals in 38 ports exporting ammonia and 88 ports exporting ammonia (Figure 6.5). Many terminals are parts of ammonia/fertilizer plants located on the coast or on river banks. For example, there are numerous ports in the Middle East, South Asia, the Baltic Sea, Northwest Europe, the Mediterranean, the Caribbean Basin, ports in the Americas, Oceania, South America and South Africa.

unsustainable, relying entirely on fossil fuels, primarily ships, trucks,

The current ammonia transportation and storage network is highly mature and widely distributed due to its use as a raw material for inorganic fertilizers. However, the entire transportation system is

6.2.2 Transport, uses, performance and critical issues

However, green ammonia requires 31 GJ of electricity for each tonne of ammonia produced.

CO_2 emissions can be completely eliminated in plants that produce green ammonia (Green NH₃), characterized by the use of low-temperature electrolyzers (alkaline or PEM) that produce H₂ at 30 bar by splitting water renewable electricity with an efficiency expected for 2050 of 70% (LHV) derived from European targets. Nitrogen is obtained directly from the air using a separation unit.

Various plant designs and partition/separation technologies have been proposed. The Kellogg Braun & Root (KBR) and Linde Ammonia Concept (LAC) technologies are conventional, while Gas Switching Refining (GSR) is a new concept alternative

In general, the introduction of the CCS step leads to an increase in natural gas consumption and a consequent increase in operating costs. However, the final cost of the ammonia produced is also affected by any taxes related to the CO₂ produced.

Possible if CCS (Carbon Capture and Storage) technologies are applied to capture and store the CO₂ produced during the hydrogen production phase from SR (Blue H₂). Methane reforming produces CO₂ in a concentrated form, suitable for capture and storage.

conversion. This configuration requires careful heat management in the reactor system, particularly between the inlet and outlet streams using heat exchangers and a recycle system. Overall, the process is characterized by high energy consumption.

conversion should be achieved despite the constraints of equilibrium to achieve high reaction rate and, simultaneously, a low outlet temperature to achieve a high synthesis reaction, such as a high inlet temperature to conditions of the synthesis reaction, which allows for the efficient handling of the demanding configuration allows several reactors connected in series. This reaction section features storage unit. In particular, a synthesis gas recirculating unit, and an ammonia storage unit. In particular, a reactor system, a series of heat exchangers and coolers, a separator, a catalyst by impurities such as CO, CO₂, and H₂S. The subsequent stage of the plant consists of the mixing and compression unit, the synthesis of Water Gas Shift (WGS) reactors, several purification processes for the Steam Reforming (SR) process. In addition to traditional reforming and Water Gas Shift (WGS) reactors, several purification processes for the process involves the production of hydrogen from natural gas using the layout that encompasses numerous processes. The initial stage of the plant is characterized by a complex plant

systems is only "Blue NH₃) production with traditional carbon" ammonia (Blue NH₃) production with traditional technologies and fossil fuels is labeled "Brown NH₃". A "Low-As previously reported, ammonia produced with traditional systems is only

emissions (between 2.5 and 3.8 tCO₂-eq/tNH₃) than natural gas. Further increase in CO₂ emissions associated with natural gas further increase in CO₂ emissions. This figure would also be considered. A modern plant emits 1.5-1.6 tCO₂-eq/tNH₃, making global ammonia production responsible for 1.2% of anthropogenic CO₂ emissions. The current environmental impact of an ammonia synthesis plant must also be considered. The current efficiency from 36% to the current 62-65%. The current development represents an increase in overall energy requirements of 27.4-31.8 GJ/tNH₃. These energy requirements represent an increase in overall energy minimum energy input from over 60 GJ/tNH₃ in the mid-1950s to the current BAT (Best Available Technique) with been continuously optimized, progressively reducing the over the past century, the ammonia production process has

Globally ammonia production is estimated to experience moderate growth in the coming years, from 239.40 Mt/a in 2022 to 293.52 Mt/a in 2027.

Among these, green ammonia is considered among the most promising to play a key role in the ecological transition. Ammonia is a carbon-free energy carrier that could allow for the storage of large quantities of renewable electricity. Furthermore, ammonia is also easily distributed compared to other green energy carriers because it can utilize existing infrastructure, well-defined regulations, and a proven track record built in recent years.

Therefore, zero-carbon fuels produced using renewable sources are essential for sustainable transportation to overcome the limitations of range and battery charging. In this regard, green hydrogen has attracted considerable interest for transportation applications due to the efficiency and performance of polymer hydrogen fuel cells (PEMFCs). However, the technical and economic challenges associated with the distribution and high-pressure storage of a low-density gas have not yet been overcome. An alternative approach to the use of hydrogen-rich molecules based on carbon or nitrogen, which can subsequently be dehydrogenated or used as is.

Alternative solutions that could reduce greenhouse gas emissions include batteries, biofuels, and zero-emission synthetic fuels, but each of these alternatives entails additional complexity compared to petroleum-based fuels. Furthermore, their use is closely tied to the specific transportation application and scalability. For example, electrifying transportation with batteries has become a viable solution, but only for applications compatible with range and charging time limitations. This technology, due to its limited energy density, is unlikely to be suitable for long-distance aviation, military, naval, or road freight transportation. Even for light-duty consumer vehicles, particularly large passenger cars, limited access to charging infrastructure and/or long charging times represent a further limitation. Biofuels can be an alternative to the use of batteries, as they mimic most of the desirable properties of petroleum-based fuels.

The integration of renewable sources with traditional systems for the production of energy carriers and alternative fuels will play an important role in the decarbonization process, especially in the medium and short term. It should be noted, however, that petroleum-based fuels, especially liquid ones (e.g., diesel), possess nearly ideal properties for transportation applications, including high energy density, ease of management, scalability, and low cost.

Zero-emission green fuels and technologies will need to be deployed on a large scale in the next decade to achieve full decarbonization of the transportation sector by 2050. For example, the shipping sector is the lifeblood of global trade, accounting for approximately 80% of it, with further growth expected. Yet it also accounts for approximately 2.2% of total CO₂ emissions, an amount that, if left unchecked, could continue to rise by 2050. Overall, transportation emissions grew worldwide at an average annual rate of nearly 1.7% from 1990 to 2021, faster than any other end-use sector. To achieve net-zero emissions by 2050, the sector's CO₂ emissions must decrease by around 3% per year until 2030. This ambitious goal can only be achieved by using resources and energy more efficiently and implementing the full range of zero- and low-carbon technologies and technologies at our disposal.

6.2.1 Production technologies and their impact on decarbonisation objectives

6.2 Amonia

Various researches⁶ they calculated that the GWP of hydrogen over a 100-year time horizon is 11 ± 5 , more than double previous estimates. Therefore, it is advisable to minimize hydrogen losses into the atmosphere during production, storage, transport, and use to avoid reducing the benefits described above.

chemistry of the troposphere and stratosphere.

Global Warming Potential (GWP) is a measure of how much a substance contributes to global warming over a given period of time, compared to the contribution of carbon dioxide. For example, the GWP of methane over a 100-year time horizon is approximately 30 times that of carbon dioxide. Calculating the GWP of hydrogen is difficult, as it does not directly absorb infrared radiation. However, hydrogen does influence the infrared radiation.

- It promotes “Sector coupling”, i.e. the integration between the electricity and gas sectors, allowing greater flexibility for the energy system as a whole.
 - It can be used in the sustainable mobility, through the use of fuel cells or internal combustion engines (as e-fuels);
 - It can be used in the sustainable mobility, through the use of fuel cells or internal combustion engines (as e-fuels);
 - It can be produced by renewables;
 - It does not emit CO₂ or pollutants;
 - Can be used as an energy carrier for the decarbonisation process;
 - Can be stored for a long time reliability, safety and convenience;
 - It can be produced by renewables;
 - It does not emit CO₂ or pollutants;
- summarized below:

The only “waste product” when used with fuel cells is water. The environmental benefits of hydrogen are numerous and are summarized below:

The growing use of hydrogen stems from the main advantage that it does not emit CO₂ when burned in an internal combustion engine or used as fuel in a fuel cell. Among the main actions introduced to achieve the targets relating to the reduction of CO₂ emissions by 2030 (-55%) and by 2050 (total zero), the increasingly significant use of hydrogen within all energy sectors (industry, transport and buildings) stands out. Hydrogen is increasingly used in various industries to meet energy needs while respecting the environment: reducing emissions, increasing efficiency, and increasingly resorting to renewable energy sources.

The ongoing energy transition represents a paradigm through which numerous strategies are being implemented to meet energy needs while respecting the environment: reducing emissions, increasing efficiency, and increasingly resorting to renewable energy sources.

Comparison of investment for supply infrastructure [27].

Figure 6.4

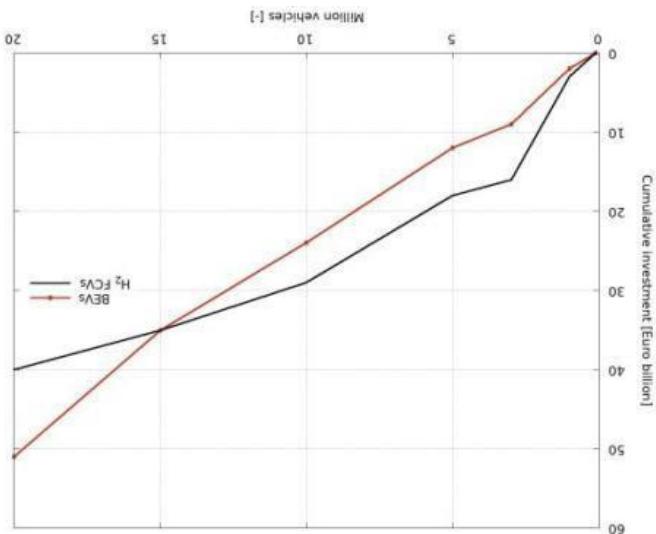


Figure 6.4 [27] shows a comparison of the cumulative investment in fueling infrastructure for hydrogen-powered BEVs and FCVs: if vehicle penetration increased to 20 million (i.e. if approximately half of the current fleet in Italy consisted of just one type of these two engines), a battery charging infrastructure system would cost approximately 51 billion euros, making it more expensive than a hydrogen infrastructure system (for the same number of vehicles to be powered), which would instead amount to approximately 40 billion euros. The break-even point is reached at approximately 15 million vehicles: below this, the construction of an electric vehicle charging infrastructure would cost less.

The SAE J2601 refueling protocol, which covers the refueling of hydrogen vehicles, aims to ensure that a vehicle's hydrogen tank does not heat above 85°C even during rapid refueling.

electric and hydrogen-powered vehicles (FCEVs)

Comparison of structural investment for the power supply of

Adapting the fiscal metric approvals of dispensers that will be placed on the market is therefore one of the aspects to be implemented in the context of administrative/regulatory adaptation for the diffusion of hydrogen.

- Precooling is necessary to stay within the limits of storage system. Indeed, hydrogen has the characteristic of heating up when expanded, due to the sign of the Joule-Thomson coefficient of expansion. Therefore, for temperatures close to ambient, refueling at 700 bar, hydrogen is generally precooled to -40°C (according to SAE J2601). Even for refueling at 350 bar at high velocity (>60 g/s), precooling may be necessary before dispensing. Higher pre-cooling temperatures are possible, but they can lead to longer refueling times and higher energy consumption. This limits the speed and frequency of back-to-back refueling of vehicles with high hydrogen demands.
- Dispenser:

The dispenser includes the refueling nozzle, which delivers compressed hydrogen into the vehicle's pressure tank. It is designed for the pressure of the vehicle's pressure tank, i.e., 350 or 700 bar. At the time of writing (2025), the public are active in Italy at the time of writing. Tally. Only two refueling facilities open to the dispensers with approved fiscal metric approval in province of Bolzano; a special exemption from the autonomous plant managed by IIT operates with the Messte Plant managed by Eni and produced by Linde.

Precooling system:

- **Medium & High Pressure Storage:** For refueling the customers' vehicle, storage tanks with pressure stages from 450 to 500 bar and from 900 to 1,000 bar respectively are used. Refueling generally occurs by pressure drop from the tanks, which are managed in section to ensure an adequate refueling speed and a linear pressure ramp inside the vehicle tank. This means that hydrogen can be transferred from the fixed storage tank into the vehicle storage tank by simply opening a valve until the final pressure inside the storage tanks is reached and without necessarily using a compressor in the dispensing phase [26].
 - For 350 bar vehicles, medium pressure storage is around 450-500 bar while for refueling cars, storage can reach up to 1000 bar. It must be taken into account that a portion of hydrogen remains unavailable because it is necessary to maintain the pressure inside the storage tanks. It must be above the final pressure in the vehicle to ensure a given daily refueling capacity, it is necessary in the vehicle at all times during the refueling process.
 - This means that to ensure a given daily refueling capacity, it is necessary to provide a storage capacity greater than that required for actual refueling, with an increase of between 2 and 3 times depending on the refueling performance.
 - **Refueling with booster:** In this case, the storage tanks are medium pressure, and refueling is ensured by downstream booster compressors. This solution is not widely used due to the high cooling capacity required for refueling.
 - **of the refueling system.**

Hydrogen storage tanks (Medium and High Pressure) and refueling methods:

Since the fuel cell in the vehicle operates on pure hydrogen, it is important that no contamination with the compressor lubricants occurs during compression.

The hydrogen is necessary to overcome the pressure difference between storage (up to 200 bar) and refuelling (up to 700 bar).

- Hydrogen from the low-pressure storage tank is transferred via a compressor to the high-pressure storage tank. Compressing

Compressor:

- Low Pressure Storage: downstream of production, Hydrogen is stored in low-pressure tanks, very low density and behaves non-ideally at high pressure. This means that increasing the pressure increase as the pressure increases, decreasing the effectiveness of high-pressure storage.

A hydrogen refueling station is a facility dedicated to receiving, storing, compressing, and dispensing hydrogen for automotive use previously mentioned, on-site production may or may not be possible, depending on hydrogen demand, supply availability, and with adequate purity, as established by technical standards. As the distribution model adopted. An HRS consists of:

Setting up an HRS

Therefore, the current infrastructure model that could be adopted for the development of hydrogen mobility would involve production zones located in central locations with respect to smaller consumption and usage areas, known as hydrogen valleys. In this way, the proximity of production and consumption areas allows for the creation of a short supply chain without excessive penalties for the distribution chain.

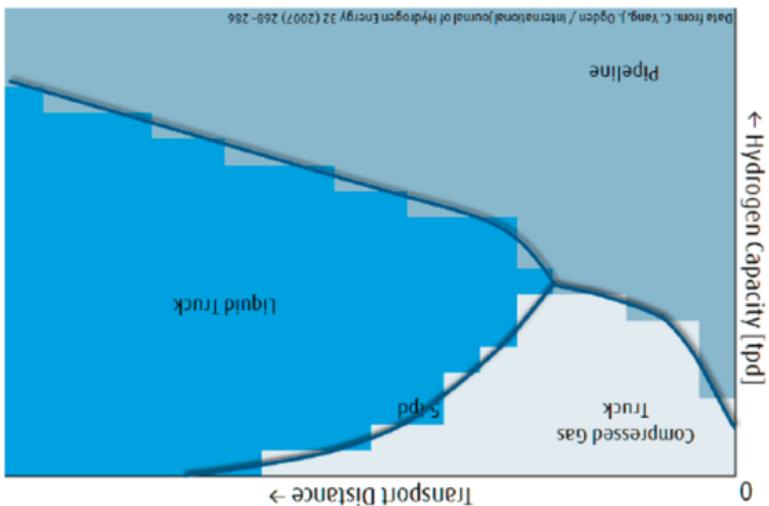
As can be seen, compressed transport occupies the space reserved for short-range and small-quantity transport, while for larger quantities and relatively long distances, liquid transport is preferred, changing the production and delivery model. Finally, for very large quantities, the pipeline remains the optimal solution.

Figure 6.3 shows a graph indicating the areas of opportunity for the hydrogen transport system.

The choice of transport technology for a hydrogen production and consumption project or district is therefore a function of its regularity, and the hydrogen volumes involved, the demand for hydrogen and the hydrogen supply project.

Areas of opportunity of the hydrogen transport system [25].

Figure 6.3



is doing.

However, maintaining cryogenic temperatures inside light-duty vehicles would be very difficult. Onboard liquid hydrogen storage systems for heavy-duty vehicles are being developed, initiating the LNG model for heavy-duty vehicles, as Daimler

Adopting the liquefied hydrogen solution, however, does not directly imply its use as such in vehicle tanks; rather, the gas would still need to be evaporated and compressed at service stations, in order to use validated gas storage technologies in vehicles tanks.

necessary to adopt an alternative distribution model, more similar to that of LNG. The advantage of liquefying hydrogen at such extreme temperatures is that its volume is reduced by approximately 900 times compared to gas at atmospheric conditions, but on the other hand, it significantly increases the energy expenditure required to liquefy the product. In fact, currently operating plants consume approximately one-third of the energy contained in the hydrogen being liquefied.

scale
liquefaction plants, including domestically, to achieve the
However, there is interest in developing new production and
hydrogen is for industrial, aerospace, and research applications.

A different approach, both in terms of volumes involved and the mobility systems is very limited. The primary purpose of liquid hydrogen systems, producing less than 20 tons of liquid hydrogen per day. Currently, the use of liquid hydrogen for distribution in Netherlands, located in France, Germany, and the hydrotank liquefaction plants, which is more expensive and subject to evaporation losses. In Europe, there are only three active form at approximately -253°C, which is to use hydrogen in liquefied and cryogenic size of the plants, is to use hydrogen in liquefied and cryogenic size of the plants, both in terms of volumes involved and the (trailers).

In the absence of dedicated pipelines, the most established semi-trailers equipped with cylinders anchored to them (cylinder distribution method is in gaseous form at 200 bar in cylinders or in intrinsic characteristics of hydrogen.

It is therefore understood that the reuse of existing production and distribution infrastructure is not immediately compatible with the intrinsic characteristics of hydrogen.

or adsorbed on solid materials (e.g. hydrides):

Hydrogen bound to organic molecules (LÖHC)

The overall efficiency of the system, as liquefaction of hydrogen transported per trailer, but decreases the amount of hydrogen in liquid form increases the amount of hydrogen transported at cryogenic temperatures. Liquefaction plants at cryogenic temperatures combined with large hydrogen distribution model relies on large production LNG distribution model. In this case, the longer apply to liquid hydrogen, as it replicates the cryogenic liquid above considerations no

for such transport remain to be evaluated; cylinder trailers (over 500 bar) and the ADR authorisations required

approximately 350 kg, the most common size in EU distribution infrastructures, to up to 1.3 tons of gaseous hydrogen. The real cost, risks and operational benefits of a distribution system with such quantities and pressures in the

increasing the transported quantity from within a single trailer. Market reports suggest increasing the quantity of hydrogen transported to technologies, and solutions are being studied to 150–200 km for small transport volumes. Materials, energetically advantageous conditions, are around gasesous products, under economically and can be covered with a tank trailer transporting the distribution to refueling stations. The distances that can be deployed for widespread trailers that can be deployed for tank transported and the resulting number of tank transport due to the low density of the hydrogen is not readily replicable for large-scale hydrogen model typical of fuel depots. However, this model according to the "hub and spoke" distribution and delivered to multiple consumption sites 2 **Compressed gas** Hydrogen is produced at one site

still under discussion:
 transport of natural gas is a technological issue
 possibility of converting existing pipelines for the distribution network via new pipelines, while the necessary to justify investment in a widespread does not currently have the demand volumes
 1 **Pipeline:** 100% pure hydrogen for automotive use
 can be adopted:
 In greater detail, there are several distribution models that
 such as gasoline, diesel, and LPG.
 distribution system or that of other liquid or liquefied fuels,
 infrastructure system that cannot exploit the methane powered vehicles, it is necessary to create a dedicated consequently, in order to distribute and refuel hydrogen supply chain design and adopting appropriate planning and management processes.

integration of the entire

For this reason, a hydrogen refuelling station must clearly identify its supply method during its design phase, whether for liquid or gaseous hydrogen, and whether production is on-site or nearby. In many ways, building a hydrogen production, transportation, and distribution infrastructure requires a different way of thinking than that adopted for traditional fuels, involving a much greater

ignition sources to preserve safety [22-24]. To ensure that hydrogen is adequately isolated from potential minimum pressure of 450 bar is required. Furthermore, it is crucial at higher pressures: for example, to fill a tank at 350 bar, a bar or 700 bar, the refuelling infrastructure must be able to operate indeed, for refuelling vehicles, whose tanks typically operate at 350 bar, however, hydrogen can be compressed up to 1,000 bar. At refuelling stations, however, hydrogen is compressed in the range of 200 to 500 bar. A refuelling station, however, hydrogen can be compressed up to 1,000 bar. At refuelling stations, hydrogen is compressed to high pressures. During transportation, hydrogen is typically compressed to high pressures. During transportation, hydrogen is compressed to high pressures. During transportation, hydrogen is compressed to high pressures. During transportation, hydrogen is compressed to high pressures.

To ensure efficient transportation and storage, hydrogen must be

Refuelling Stations (HRS)

This aspect opens up considerations related to the actual implementation times of the hydrogen transport infrastructure, to which are added the times related to the construction of hydrogen refuelling facilities as high-pressure compressed gas.

[21]. In particular, it is generally accepted that devices that handle distribution lines, as well as all the related components. Furthermore, although some applications, such as boilers and combustion engines, use mixtures of hydrogen with other fuels, for many other applications the transport of hydrogen blended with natural gas will be effective in degrading only if, on an industrial scale, hydrogen is separated from natural gas at the outlet of the pipelines with costs much lower than the current ones, which are far from sustainable [21].

hydrogen with the same pressure drop due to the similar values of the Wobbe index between the two energy carriers

With reference to its dispensing and transport, both pure and in a blend, it should be noted that the total or partial reconversion of gas distribution lines are options currently being studied and analyzed, although the energy transport capacity of a pipeline is reduced by only 10–20% when using being previously discussed, with a low energy density by volume.

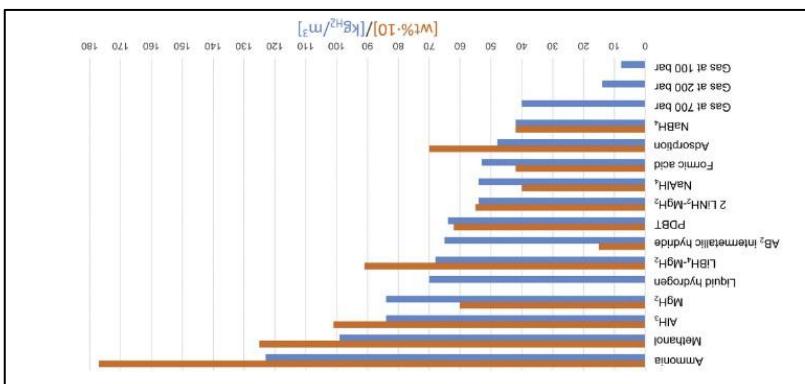
Hydrogen is a gas more easily flammable than methane, with an essentially invisible flame, much lighter than air, and, as previously mentioned, with a low energy density by volume.

Transport and distribution.

6.1.4 Compatibility with the existing infrastructure system

Storage methods and comparison in terms of density [20].

Figure 6.2



For the sake of completeness, it should be noted that other methods exist based on hydrogen storage on the surface of solids (by adsorption) or within solids (by absorption). Hydrogen storage in solids has the potential to store larger quantities of hydrogen in smaller volumes at low pressure and near-room temperature, but it does not yet have industrial applications, and research to make them attractive is still ongoing. Figure 6.2 provides an overview of these methods and their potential characteristics in terms of energy density.

liquefaction of the gas and the boiling of the liquid hydrogen.

Another form of hydrogen storage on board vehicles involves storing hydrogen in liquid form. The basic requirement for storing liquid hydrogen (LH_2) is to bring its temperature to -253°C , [17, 18]. The tank must be appropiatly insulated to minimize heat exchange [19] from the environment to the liquid hydrogen to ensure that the tank is maintained at a temperature of -253°C is. Since cryogenic tanks are designed to withstand high pressure, they must be equipped with a vent valve that can intervene to ensure safety. Liquid hydrogen storage represents an option to be considered because it allows for the movement of larger quantities of hydrogen (with the same volume) compared to the gaseous alternative, but presents problems during transport due to the need to maintain cryogenic temperatures and costs/consumption associated with the

weight. When it comes to storing hydrogen in compressed gaseous form, this is the most established technology. The high storage pressure (typically 350 or 700 bar) requires an extremely robust tank, and this design constraint limits the tank's shape to a cylinder, making it more difficult to integrate into vehicle architecture. To provide some data, the Toyota Mirai passenger car can be used as a reference. Storing hydrogen in gaseous form at 700 bar allows 5.6 kg of hydrogen to be stored in a 142-liter tank, with an effective gravitational energy density (fuel plus tank) of 6.84 MJ/kg (or approximately 5.6% by weight) and an effective volumetric energy density of 4.9 MJ/l. It should also be noted that the energy cost of compressing hydrogen up to 700 bar is approximately 4.1% by weight, and the energy cost of cooling (necessary to prevent overheating during compression) is in the order of 3.0% by weight. Therefore, overall, the cost of compressing and cooling 1 kg of hydrogen represents a significant portion of its energy content, which is diverted from propulsion. From the above, the limitations of hydrogen storage, at least in compressed gaseous form, are evident. These limitations are related to the tank, both due to its heavy weight and bulk, as well as its cost. The latter is due to the materials (carbon fibers) used for its construction, which are chosen to achieve the highest ratio between mechanical strength and weight.

b) cryogenic storage in the liquid phase [16].

a) storage in gaseous form at high pressure (usually 350 bar or 700 bar):

Having made this necessary premise, two main competing transport systems can be considered for hydrogen storage in the transport sector, in order to allow for adequate range:

Lower calorific value (chemical energy per unit volume) - Comparison of physical properties of hydrogen and different fuels.

Table 6.4

Physical properties of hydrogen

Table 6.3

Pure hydrogen, under standard conditions, has an excellent specific energy (120 MJ/kg), but has a very low volumetric energy density (about 0.01 MJ/l), about a third that of natural gas. It, however, we consider cryogenic hydrogen in its liquid state, its volumetric energy density is significantly higher (about 8.5 MJ/l), although it is still about a quarter that of gasoline (35 MJ/l).

When using hydrogen, the presentation of the relevant storage systems must begin with a description of the main characteristics of hydrogen itself. Table 6.3 lists its physical properties, while Table 6.4 compares the chemical energies per unit volume of gasoline, diesel, and hydrogen in their physical state of storage, to illustrate the differences in on-board vehicle storage.

It should be noted that for transportation applications—systems and fuel vectors with the highest energy density values—both gravimetric and volumetric—are sought to reduce system weight and size, maximizing range (mission), useful volume (number of passengers or cargo volume), and/or overall payload. Liquid hydrocarbons (e.g., gasoline and diesel) are currently the most widely used fuels, along with the propulsion systems they power, in surface transport, both gravimetric and volumetric because of their high energy density (typical values are close to 42-43 MJ/kg and 35 MJ/l).

6.1.3 On-board storage systems

CO₂ reduction targets. availability of charging and refueling infrastructure to the stated

standards that would drive economies of scale, reducing investment risks. The European Commission itself recognizes that the market deployment of alternative vehicles and the rollout of infrastructure are fundamentally linked, and that its regulatory guidelines for cars and vans do not clearly and strongly link the

A broad portfolio of policies indirectly supports the use of hydrogen and FCVs, such as the CO₂ emissions standard for new cars and the ban on ICE vehicles (see Fit for 55). The development of hydrogen in the transport sector is hampered by the lack of coordinated regulations and technological

The future role of hydrogen and fuel cell applications in the transport sector is highly dependent on the policy framework and future objectives. However, implemented policies and fuel cell vehicles, as well as future objectives still differ significantly from country to country and are not homogeneous. It is noted that political support for hydrogen and fuel cell vehicles, as well as for supporting the creation of the corresponding infrastructure, is mainly driven by different national priorities such as air quality, climate change, energy, safety, etc. [15]. In the transport sector, regulators need to outline a clear framework and a credible roadmap, developing zero-emission mobility policies with associated financing and guarantee mechanisms to unlock investments in refueling infrastructure. Such a roadmap towards basic infrastructure development across the EU would provide a signal to car manufacturers and their suppliers to expand FCEV production, resulting in significant cost reductions and increased technology choice for consumers. Therefore, in parallel with the development of the refueling infrastructure, the industry should invest in product development and begin offering a broader range of FCEVs in the segments best suited to the technology: trucks, buses, vans, and larger passenger vehicles. Here, the industry should cooperate beyond traditional sector barriers and offer solutions, pooling resources. However, the industry should maintain its international competitiveness, equipment, and maintenance. Regulators should consider that without incentives, it will be difficult to develop infrastructure, equipment, and maintenance. Regulators should

important to achieve incremental improvements in the technology in terms of energy efficiency, costs, and refueling times (think high-flow technologies for refueling heavy-duty vehicles at 700 bar), but also to develop common standards and regulations for safety and maintenance, as well as define a modularization of technical components to quickly reduce the costs of the entire infrastructure.

⁴Only RNBOS for which the reduction in greenhouse gas emissions resulting from their use is at least 70% are counted towards the 1% quota.

The RED III directive defines the category of "Renewable Fuel of Non-Biological Origin (RFNBO), which includes electrolytic hydrogen produced from renewable electricity (excluding biomasses).

The current distribution infrastructure is still limited to a few pilot projects. In this initial development phase, it is easier to enable the infrastructure for FCV fleets, such as buses and various types of delivery and service vehicles, which have predetermined mission profiles and can use a central location for refuelling. To achieve this, it is

The limited ability of battery-electric propulsion systems to provide solutions in large vehicles with long ranges.

priority in the primary decarbonization of the electricity sector and the low efficiency of the energy conversion and storage chain;

electricity available for the production of green hydrogen [14]. All this unless we instead consider the production of green hydrogen as a medium- to long-term (weakly to seasonal) storage strategy for surplus non-programmable renewable energy, avoiding potential overproduction compared to grid needs (a problem that will increase as solar and wind power penetrates more in the future), as well as its greater economic competitiveness compared to green hydrogen. Waiting for renewable energy capacity to become available for green hydrogen production is not a viable option if we want to build a hydrogen economy. Producing only green hydrogen now instead of using renewables to cover electricity demand would unnecessarily delay decarbonization and unnecessarily impact the carbon budget. The faster renewable sources are deployed for decarbonization and unnecessary impact the carbon budget. These considerations arise given the decarbonization targets imposed by EU directives to meet the Paris Agreement. These are two main reasons behind the growing expectations regarding the use of hydrogen in the transport sector:

6.1.2 Use of hydrogen in transport

A hydrogen strategy must therefore begin by also considering below 2°C and pursuing efforts to keep them below 1.5°C. This commitment to keeping global temperature increases well below 2°C and pursuing efforts to keep them below 1.5°C. The fast transition to green or pink hydrogen will be available for the production of green or pink hydrogen. These considerations arise given the decarbonization targets imposed by EU directives to meet the Paris Agreement. These are two main reasons behind the growing expectations regarding the use of hydrogen in the transport sector:

The fast transition to green or pink hydrogen will be available for the production of green or pink hydrogen. These are two main reasons behind the growing expectations regarding the use of hydrogen in the transport sector:

there will be little surplus renewable

generation mix. Until this is achieved, it is easy to understand that renewables should be the decarbonization of the electricity generation mix. In covering Italy's electricity needs, the primary use of 40%) in covering the current share of renewables (around electrolyzer. Considering the current share of renewables (around electricity demand or alternatively to produce hydrogen through an renewable kWh can only be used once, either as a supply to meet a renewable fuel consumption, only green hydrogen, it should be noted that considered. With respect to green hydrogen, it should be noted that fossil fuel consumption should be reduced and reducing

6.1.6 Hydrogen for decarbonisation

regions [13].

energy production in the future, especially in favorable geological form of hydrogen could be an important resource for low-carbon environment friendly way. Some researchers believe that this opportunities for extracting hydrogen in a more sustainable and White hydrogen is still under study, but it could open up new

favor hydrogen formation processes.

containing igneous rocks such as ultrabasites and granitoids, which found in undegraded deposits, particularly in geological areas energy transition. Studies suggest that white hydrogen could be regarding its formation, including the decomposition of organic has recently attracted attention for its potential in the context of the This form of hydrogen could be a low-carbon natural resource and

radioactive decay of uranium or thorium).

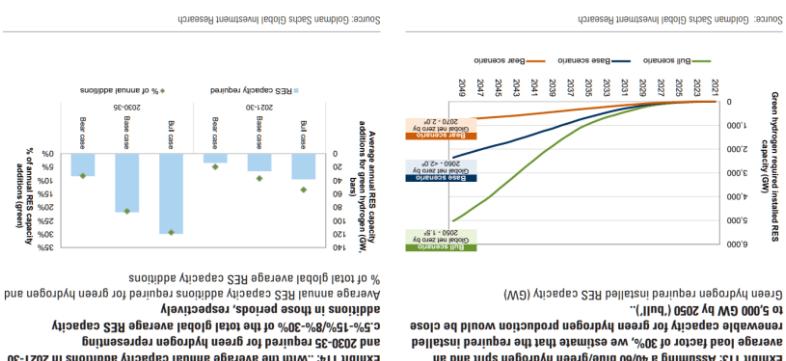
radiolysis (the splitting of water molecules caused by the matter, serpenitization (hydration of iron-rich minerals), and regarding its formation, including the decomposition of organic is the result of natural geological processes. Several theories exist hydrogen (such as gray, green, or pink hydrogen), white hydrogen without human intervention. Unlike industry produced referring to hydrogen naturally occurring underground, formed White hydrogen, recently discovered, is an emerging concept

6.1.7 Natural hydrogen (white hydrogen)

The production of hydrogen requires not only energy, but also water [11]. According to the International Renewable Energy Agency (IRENA) [12], to produce 1 kg of H₂ through electrolysis, 17–22 kg of water are consumed. CUS production from natural gas requires approximately 13–18 kgH₂O/kgH₂, while coal production reaches 40–85 kgH₂O/kgH₂, depending on the amount used for coal extraction. Water availability could become an issue in water-extraction areas. Using seawater could be a solution, considering that water desalination by reverse osmosis still requires electricity. Direct use of seawater, however, involves considerable costs due to the high energy consumption of fossil fuel production that should not become a limiting factor, especially if it replaces the high water and energy consumption of fossil fuel production.

Evaluation of the power renewables to be installed for the production of green hydrogen in the years 2021 to 2050.

Figure 6.1



it has been estimated that for the production of hydrogen it will be necessary 1/3 of the total capacity of renewable sources (Figure 6.1).

In 2030, based on announcements, the total installed capacity of electrolyzers could reach 230 GW, while if the most recent projects were also counted it could reach 520 GW, of which Europe would cover more than a quarter of this capacity and Australia 15% [10]. Taking into account these three types of electrolyzers and their possible increase in terms of efficiency in the coming years, Goldmann Sachs Global Investment Research has calculated that the production of green hydrogen from electrolysis could require approximately 15,000 TWh of renewable energy by 2050, or approximately 57% of global energy demand in 2020. In more recent terms, however, for 2030-2035

Efficiencies and characteristics of different electrolyzer technologies [9].

Table 6.2

Technical and economic characteristics of different electrolyzer technologies
[8]

Table 6.1

Tables 6.1 and 6.2 show the technical-economic characteristics and efficiencies of the different electrolyzer technologies.

201

placed between them.

In view of the expected decline in the price of renewable energy, particularly solar and wind, interest in green hydrogen is growing. In 2023, installed electrolysis capacity reached 1.4 GW (almost double the previous year). According to IEA estimates, installed capacity by the end of 2024 (data not yet fully confirmed) will reach 5 GW, primarily in China (about 75%) and Europe (about 15%). Currently, electrolyzers are used in a limited number of industrial applications.

Electrolysis is an electrochemical process in which direct current splits water molecules into hydrogen and oxygen. Electrolyzer efficiency ranges from 60% to 84% depending on the technology and load factor. Currently, there are four main electrolysis and membrane technologies: alkaline electrolysis, proton exchange membrane (PEM), solid oxide electrolyzers (SOEC), and anion exchange membrane (AEM) electrolyzers. Similar to fuel cells, electrolyzers consist of an anode and a cathode, with an electrolyte exchange membrane (AEM) electrolyzers. Similar to fuel cells, electrolyzers consist of an anode and a cathode, with an electrolyte exchange membrane (AEM) electrolyzers. Similar to fuel cells,

Pink hydrogen could be an economically viable, stable, and cost-effective technology, with a price ranging between USD 3.8 and USD 7/kgH₂. The production cost mainly depends on the initial investment required to build the nuclear power plant. Since nuclear power plants are expensive and require a long construction time, the cost of pink hydrogen could be influenced by these factors. However, in countries where nuclear power is already in use, such as France, Canada, the United States, and China, pink hydrogen could be cheaper than green hydrogen [7].

Pink hydrogen has no direct carbon emissions, but it does have other critical environmental impacts related to radiation emissions, waste management, and the risk of accidents. Regarding CO₂ emissions,2 associated with the production of pink hydrogen, very low values are reported in the literature, equal to 0.3–0.6 kgCO₂eq/kgH₂ [7].

- Green hydrogen:** It is produced through electrolysis powered by renewable energy, such as solar or wind.

Pink hydrogen: It is produced through electrolysis produced through electrolysis.

Hydrogen produced through electrolysis can be classified into various colors, depending on the energy source used to power the process:

6.1.1.4 Hydrogen from electrolysis (green hydrogen and pink hydrogen)

Carbon dioxide can also be used, together with hydrogen, as a reagent to produce e-fuels (synthetic fuels produced using electricity produced exclusively from renewable sources).

Current CCU technologies require highly pure, appropriately pressurized CO₂ to be usable.

The term CCUS (Carbon Capture Utilization and Storage) refers to a series of technologies that capture CO₂ generated in hydrogen production processes (as a reaction product or in combustion flue gases) and reuse it in various applications (CCU - Carbon Capture and Utilization) or store it in natural underground reservoirs (aquifers or depleted gas and oil fields) where it is retained by the rock (CCS - Carbon Capture and Storage). Stream reforming and autothermally reforming are the ideal processes for this technology due to the high concentration of CO₂ in the reaction products. Currently, the CO₂ capture capacity is on the order of 45 Mt/yr CO₂/year, for a total of 35 plants. It is estimated that by 2030 and 2050, there will be approximately 850 and 3,400 CCS projects, respectively, capable of capturing 10 Gt of CO₂ per year from various sectors. In addition to storage (CCS), the captured CO₂ can also be used (CCU) for the production of chemicals and fuels, such as methanol and carbon monoxide.

6.1.1.3 Hydrogen from natural gas with CO capture (blue hydrogen)

Autothermal reforming (ATR) is a combustion of steam reformation and partial oxidation, with the former exploiting the heat produced by oxidation. CO₂ emissions are much lower (approximately 3.91 kgCO₂eq/kgH₂) than those of other processes.

H₂/CO ratio than SMR. At higher temperature, which leads to soot formation and results in a lower other gases. The main problem with partial oxidation is the high hydrogen produced would also need to be purified of nitrogen and can be used directly in place of oxygen, but in this case, the necessary oxygen can be supplied by air separation system or air methane and carbon dioxide, and minimize soot formation. The carbon monoxide yield, control the appropriate amount of residual stoichiometric and regulated to ensure maximum hydrogen and hydrogen is obtained. The amount of oxygen is lower than fed, than steam reforming; for each mole of natural gas, 25% less hydrogen produced is lower, for the same amount of natural gas smaller amount of carbon dioxide. However, the amount of partial oxidation, on the other hand, is exothermic and releases a

hydrogen.

Methane feed is approximately 3.6 kg of methane per kg of plants currently in operation. The ratio of hydrogen produced to the short term due to its favorable economics and the high number of methane reforming will remain the most widespread technology in are produced annually through steam reforming of natural gas [6]. Approximately 32 million tons of hydrogen (80 million kg per day)

MW and have an efficiency of 60–85% [5]. Natural gas in SMR is both a fuel and a raw material: typically 30–40% is used to generate process heat, while the rest is split into hydrogen and CO₂. Current plants range from 50 to 1000 MW and have an efficiency of 60–85% [5]. Typical temperatures required for the process are between 450 and 925°C. Natural gas in SMR is both a fuel and a raw material: whereas the water-gas-shift reaction is exothermic, $KJ/molCH_4$), whereas the water-gas-shift reaction is exothermic. Methane and hydrogen requires large amounts of heat (206 monoxide and water to produce carbon

distillation, and methanation are the most common [3, 4]. The latter is subsequently converted into carbon dioxide via a water-gas-shift reaction that maximizes hydrogen production by reacting with an additional water vapor molecule. Finally, the hydrogen is purified from carbon monoxide and carbon dioxide in various ways: adsorption, membrane separation, cryogenic methods: adsorption, membrane separation, cryogenic separation is purified from water vapor molecule. Finally, the water vapor to produce mainly hydrogen and carbon monoxide.

- three processes:
- steam reforming (SMR), in which water is used as an oxidant and hydrogen source;
 - partial oxidation, in which the oxidant is oxygen derived from air;
 - autothermal reforming (ATR), which is a combination of the two previous processes.
- This steam methane reforming system (SMR) is the most widely used production system. Natural gas, initially treated with hydrogen to remove sulfur compounds, is mixed with high-temperature

During hydrogen production. This can be achieved through Of all fossil fuels, natural gas releases the least carbon dioxide

6.1.1.2 Hydrogen from natural gas (grey hydrogen)

in gas turbines, refineries, and industrial boilers. which require high levels of purity. However, it can be used sulfur and nitrogen), making it difficult to use in fuel cells,

from the coal compounds and the hydrogen obtained contains many impurities deriving (approximately 5.2 kg of coal per kg of hydrogen produced) ratio of hydrogen produced to coal fed is relatively low approximately 19 tons of CO₂/ton of H₂. Furthermore, the The production of black hydrogen involves the emission of

used primarily for energy purposes. allow its transport to Japan, where it is stored in liquid form to be gasification of coal and biomass and its subsequent liquefaction the hydrogen in the Latrobe Valley in Australia through the Australia and Japan. The project involves the production of supply chain: a hydrogen supply chain has been established between which represents the world's first integrated international hydrogen largest hydrogen producer. Its 80 coal-fired gasifiers can produce approximately 8 million tons of hydrogen per year. Worthy of note is the pilot project "Hydrogen Energy Supply Chain" (HESC), CHN Energy, China's largest energy company, is also the world's they are primarily used to produce fertilizers and chemicals. in operation globally, more than 80% of which are in China, where efficiency of 74-85%. At least 11 coal-fired gasification plants are also methane and carbon dioxide. Overall, gasification has an gases) consisting primarily of carbon monoxide and hydrogen, but reacts with oxygen and water vapor to produce a syngas (synthetic process: dry coal is pulverized and fed into a gasifier, where it

6.1.1.1 Hydrogen from coal (black hydrogen)

introduced that uses colours to distinguish between different production methods and, indirectly, between different emission levels [2]. These colours will be referred to frequently in the following.

An international classification of hydrogen has been

split the water molecule and obtain hydrogen. The use of electrical energy, whether renewable or otherwise, to produce hydrogen. The indirect process, on the other hand, involves biogas, biomass, or biofuels in general are used to produce biogas, biomass, or processes where hydrocarbons, alcohols, thermochemical processes can occur through various production. Direct use can occur directly for hydrogen sources can be used directly or indirectly for hydrogen biochemical, or electrochemical. Different fuels and energy production processes can be thermochemical, photochemical, natural gas, coal, water, and biomass, while the main biochemical processes used for hydrogen production are

derived products and 19 tCO₂/tH₂ from coal [1]. Emitted in the case of natural gas, 12 tCO₂/tH₂ for petroleum-emissions: on average, approximately 10 tCO₂/tH₂ are production processes involving them, translate into significant coal and the absence of CO₂ capture systems in the were produced. The strong dependence on natural gas and electricity, from which less than 100 kilotonnes of hydrogen and electricity, primarily in China, and, marginally, oil of total production, primarily in China, and, marginally, oil produced from natural gas; coal was next (approximately 20% production: in 2023, approximately 65% of hydrogen was for other internal processes. Natural gas is the main source of itself), primarily from refineries, and is often directly reused

at directly producing hydrogen hydrogen derived from other production processes (not aimed hydروجين(approximately 97 million tons. Of this, approximately 15% is approximately 97 million tons. Of this, approximately 15% is Global hydrogen production in 2023 amounted to

6.1.1 Production technologies and their impact on decarbonisation objectives

6.1 Hydrogen

6. Energy sources and vectors in the transport

sector for the ecological transition

- [6] B. Truchot, F. Fouillien, S. Collot, An experimental evaluation of toxic gas emissions from vehicle fires, *Safety Journal* 97 (2018) 111–118.
- [7] C. Willmann, A. Mos, B. Truchot, ADDITIONAL RISKS FOR USERS - CONSOLIDATED RESULTS. Presented at the Webinar on New Energy Careers in - PIARC, ITA COSUF, KTRoad Tunnels, online, (2021).
- [8] MA Habib, GAO Abdurrahman, ABS Alquatty, NAA Qasem, Hydrogen combustion, production, and applications: A review, *Alexandria Engineering Journal* 100 (2024) 182–207.
- [9] IMPRATICA 6415 - Alternative Fuel Infrastructure - Electric Vehicle Charging. Biagetti, Coli, and Dalla Chiara. – Egef editions
- [10] <https://www.cpmis.it/cms-contents/uploads/modi-di-ricarica.pdf>

- Online and bibliographic references:*
- IMPRATICA 6415 - Alternative Fuel Infrastructure - Electric Vehicle Charging, Biagetti, Colli, and Dalla Chiara. - Egar editions
 - [1] A. Gharaghani, M. Rabiei, S. Mehranfar, S. Saeedipour, A. Mahmoodzadeh Andvari, A. Garcia, CM Recche, Progress in battery thermal management systems technologies for electric vehicles, Renewable and Sustainable Energy Reviews 2024, 114654. [https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114654.](https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114654)
 - [2] R. Rreddy, L. Almeida, PM Santos, H. Kurniathan, E. Tovar, Energy savings and emissions reduction of BEVs at an isolated complex intersection, Transportation Research Part D: Transport and Environment 136 (2024) 104403.
 - [3] S. Orangi, N. Mansjoung, DP Clois, L. Usai, OS Buhrheim, AH Stummam, Historical and prospective lithium-ion battery cost trajectories from a bottom-up production modeling perspective, Journal of Energy Storage 76 (2024) 109800.
 - [4] S. Shahid, M. Agelini-Chaab, A review of thermal runaway prevention and mitigation strategies for lithium-ion batteries, Energy Conversion and Management 2023, 109800. [https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.109800.](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.109800)
 - [5] A. Leccocq, M. Bertram, B. Truchot, G. Marlier, Comparison of the fire consequences of an electric vehicle and an internal combustion engine vehicle, in: 2. International Conference on Fires in Vehicles - FIRE 2012, SP Technical Research Institute of Sweden, Boras, Chicago, United States, 2012; pp. 183–194.
 - htps://hal-institus.archives-ouvertes.fr/institus-00973680 (accessed March 16, 2022).

several critical aspects. In particular, it requires a very high standardization of the battery pack, both in terms of size and in terms of nominal voltage and capacity.

automated battery pack replacement system called QuickDrop®, which allows the operation to be completed in about three minutes and can be used on second-generation electric vehicles (2015-2020). This system presented

Alternatively, a direct replacement of the vehicle's battery pack is envisioned. For example, Renault has proposed an

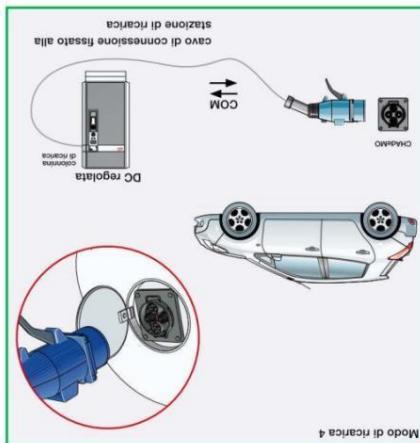
alternative discharging in the electrical grid during charging. Battery voltage must remain above a minimum value to prevent disturbances in the electrical grid during charging. Costs but has significant limitations related to battery voltage. Therefore be used as a battery charger. This approach reduces bidirectional converter enables regenerative braking and can convert energy located between the motor and the battery. This charging. The electric drive consists of an electric motor and a vehicle's existing onboard power electronics for battery charging. A particularly interesting technical solution is to use the

phase power at 64 A). "Recharge" charging station, supplying the vehicle with three of the charging station (for example, the 43 kW ENEL "Fast charge" charging station uses AC power must be close to that used, and the on-board charger's power must be close to that controlled converter is required. In mode 3, AC charging is controlled converter is required. In mode 3, AC charging is

For fast or ultra-fast charging, a higher-powered AC/DC and footprint advantages. limited to a few kilowatts, resulting in relatively small weight these circumstances, the power required by the system is into the vehicle, powered by single-phase mains voltage. In and-wide areas, generally uses AC/DC converters integrated mode, typically used overnight or in rest areas such as park-charging (less than 1 hour), and slow charging. The latter can be classified as rapid charging (about 1 hour), ultra-rapid A key operational distinction concerns charging times, which

charging is only widely used in industrial settings. currently commonly around 96%. Inactive, cable-free achievable: charging efficiency (on the infrastructure side) is primarily due to the high energy efficiency this solution can scale deployment is conductive charging with a power cable. The technology that offers the greatest guarantees for large-

Figure 5.4 - charging mode 4 [10]



In mode 4, the cable is always attached to the charging station. Unlike charging mode 3, there are several formats but also in the that differ not only in the connector format but also in the communication protocol with the vehicle.

Especially fast charging. Mode 4 is suitable for public and private charging standard. Mode 4 is suitable in accordance with the IEC/CEI EN 61851-24 with the vehicle functions are provided, including digital communication protection functions between 20 and 50 kW. Special pilot control and suited for charging between 20 and 50 kW. Mode 4 is best directly to the vehicle's batteries via direct current. Mode 4 connects compactly with the IEC/CEI EN 61851-23 standard that connects voltage. Mode 4 refers to powering the vehicle via charging stations vehicle itself and is powered directly by the 230/400 V AC mains in modes 1, 2, and 3, the battery charger circuit is on board the

- Type C: the cable is integral with the charging point and must be connected to the vehicle.

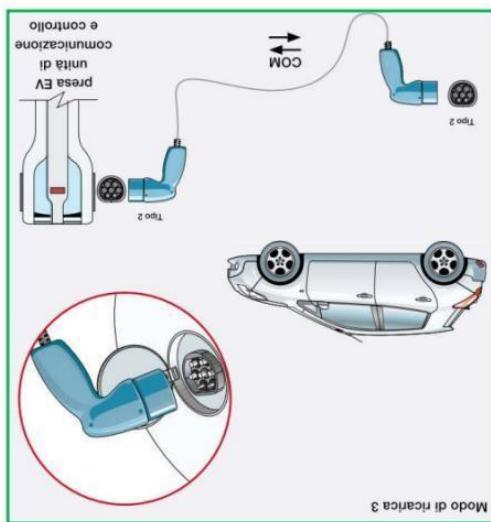
- Type B: The cable is disconnected from both the vehicle and the charging point.

- Type A: the cable is permanently connected to the vehicle, and must be connected to the network.

Still at a regulatory level (IEC 61851), depending on the infrastructure-vehicle connection, at least three types can be identified:
 20÷10 min or less).
 Direct current: $400\div 500V$, $100\div 125A$ (IR ≈

"Mode 4" - Rapid charging: for public spaces only. With this system, vehicles can be charged in just a few minutes; the battery charger is external to the vehicle.

Figure 5.3 - Charging mode 3 [10]



Mode 3 is suitable for public and private charging, slow or fast depending on the vehicle's characteristics. In charging mode 3, the connection cable is either permanently attached to the charging station or detachable (a cable detachable cable would be cumbersome). However, for high-power mode 3 charging (over 22 kW), the cable is always attached to the charging station, as a cable attached to the vehicle is only used for some light vehicles. In charging mode 3, the connection cable is either permanently attached to the charging station or detachable (a cable detachable cable would be cumbersome).

The vehicle adjusts the current drawn to the signal indication from the charging station and communicates its status via a voltage value.

Via the PWM signal, the charging station communicates to the vehicle the maximum available current, taking into account the availability of the network and the range of the connection cable through the resistor coding integrated into the cable.

Protocol defined in Annex A of IEC/CEI EN 61851-1).

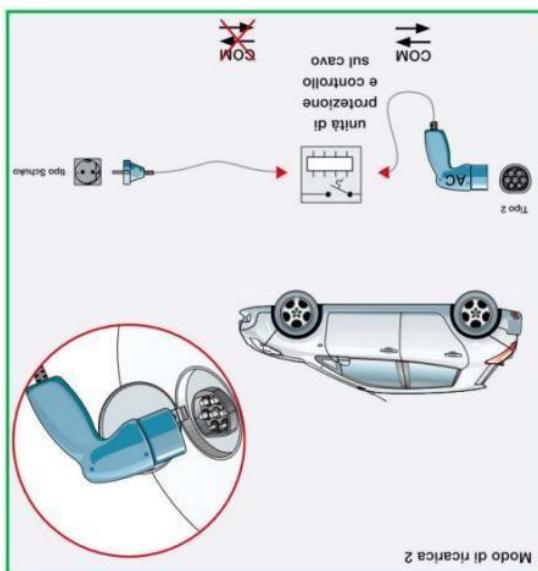
The charging station performs specific pilot functions to control the charging process and provide protection. These include, in addition to constantly checking the vehicle's ground connection to the ground system, communication between the charging station and the vehicle. The communication system is unidirectional and the vehicle with all electric vehicles (it is the so-called PWM comparable with all electric vehicles (it is the so-called PWM protocol defined in Annex A of IEC/CEI EN 61851-1).

Mode 3 refers to powering the vehicle with 230/400 V alternating current via permanently installed charging stations equipped with specific sockets or connectors for charging electric vehicles.

- Three-phase: 380VAC, 63 A (charging time $\approx 20 \div 30$ min.)
- Three-phase: 380VAC, 32 A (charging time $\approx 1 \div 2$ h),

"Mode 3" - Charging in domestic and public environments: This according to the regulations, the connectors are equipped with which it is no coincidence that it has already been made mandatory. According to the regulations, the connectors are equipped with specific pins to control the current and voltage ranges that can be supplied. The power outlet is disabled when no vehicles are connected, while the plug's "pilot" pin controls the safety device for interupting the power supply. A dedicated cable is also provided for communication between the charging station and the car's onboard electronics. The power outlet is also equipped with a mandatory door locking system to prevent accidental contact.

Figure 5.2 - charging mode 2 [10]



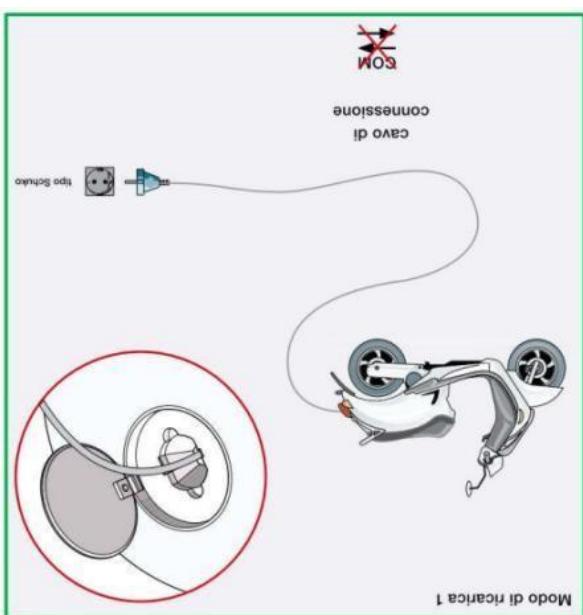
Mode 2 also involves powering the vehicle through standard 230/400 V sockets and plugs (domestic or industrial up to 32 A). However, unlike mode 1, which uses a simple passive cable, mode 2 uses a special cable that includes an In-Cable Control and Protection Device (ICPD) compliant with IEC/CEI EN 62752. This device communicates with the vehicle and enables it to charge. Mode 2 is primarily suitable for slow, occasional, or emergency charging when a mode 3 charging station is not available. In the common case of mode 2 with a domestic plug (Schuko), the current is limited to low values (8-10 A) to avoid dangerous overheating of the socket.

- Single Phase: limit at 230 VAC, 32 A (charging time $\approx 3 \div 4$ h),

- Three-phase: limit at 380 VAC, 16 A (charging time $\approx 2 \div 3$ h).

and a control module. „Mode 1“ the connectors are equipped with a pilot control function, that ensures safe charging. In addition to the features of system) the vehicle features a device called a Control Box (PWM safety power cable features a private environment: The vehicle's „Mode 2 - Slow charging in a private environment: The vehicle's

Figure 5.1 - charging mode [10]



used only in private settings. scooters and minicars, and is no longer used for cars. In Italy, it is (the socket must be protected upstream by a fixed structure breaker of at least type A, with a nominal differential current of 30 mA). Charging mode 1 is used for slow charging, primarily for scooters and minicars, and is no longer used for cars. In Italy, it is industrial socket. There are no specific protection systems, nor any communication between the electric vehicle and the fixed structure

Charging is done via a standard 230 V socket with a current of up to 16 A. The socket can be either a domestic socket (e.g., Schuko) or an (charging time $\approx 2\text{--}3\text{h}$).

- Three-phase: limit at 380 VAC, 16 A (charging time $\approx 6 \div 8$ h),
 - Single phase: limit at 230 VAC, 16 A 5.).
- simple single-phase or three-phase household sockets, with ground and power conductors (Figure 5.).
- connected to the building's electrical grid using permitted in private settings. The electric car is permitted in private settings. The electric car is "Mode 1" - Slow or domestic charging: This is only

provides for 4 methods:
As regards charging methods, the regulation (IEC-61851)

Charging mode

- Electrical safety standards for charging systems.
- Standards on communication systems between vehicle and infrastructure and between low-voltage switchgear and controlgear (LV
- IEC 61439-2: Product standard for assembled IEC 60364 - Installation standards,
- IEC 62196 - Charging connectors,
- IEC 61851 - Charging stations for electric vehicles,

The current regulatory framework for electric vehicles and charging infrastructure is composed of the following:

As regards the regulations on connection systems and charging methods, IEC-61851 is an international standard developed by the International Electrotechnical Commission (IEC) that regulates the charging methods for electric vehicles and is the reference standard for charging areas.

fast charging and distributed at the stops.

The second aspect concerns the type of final conversion, directly used so far only in the case of local public transport vehicles with AC/DC or DC/DC with previous AC/DC conversion, a solution

Charging modes „1“ and „2“ are for charging from common household and industrial sockets.

only ones permitted in spaces open to the public respectively defined as „charging mode 3“ and „charging mode 4“, the

(DC power supply)

- fixed, in the approved charging station or column
- on board the vehicle (AC power supply)

The first concerns the placement of the converter,

the main technological choices are essentially two [9].
exclusively electric (BEV) traction can be of different types, but

The charging system for vehicles with predominantly (PHEV) or

areas (fuel stations).

- fast charging to be installed in short-term parking

(e.g. home, workplace)

where the vehicle stops for long periods of time
“slow” charging (3kVA), to be installed in places

-

Charging infrastructures are divided into:

5.2.3 Characteristics of electric charging infrastructures

Finally, the Regulation requires that by 1 January 2024, each Member State develop and submit to the Commission a draft national strategic framework for market development for alternative fuels in the transport sector and the implementation of the related infrastructure.

b) by January 1, 2030, at all remote locations used for commercial air transport operations.

Member States shall also ensure that airport managers of all airports in the TEN-T core network and the TEN-T airports in the TEN-T comprehensive network ensure the supply of electricity to commercial aircraft: that demand.

a) by January 1, 2025, at all gates used for commercial air transport operations;

The aforementioned Regulation provides that Member States shall adopt the necessary measures to ensure that by 1 January 2030:

- (a) maritime ports in the TEN-T core network and the TEN-T comprehensive network where the average annual number of calls made in the last three years by ro-ro passenger ships and high-speed passenger craft used for seagoing navigation with a gross tonnage exceeding 5 000 tonnes is more than 40 have sufficient shore-side output power to meet at least 90 % of that demand;
- (b) maritime ports in the TEN-T core network and the TEN-T comprehensive network where the average annual number of calls made in the last three years by ro-ro passenger ships and high-speed passenger craft used for seagoing navigation with a gross tonnage exceeding 5 000 tonnes is more than 50 have sufficient shore-side output power to meet at least 90 % of that demand;
- (c) maritime ports in the TEN-T core network and the TEN-T comprehensive network where the average annual number of calls made in the last three years by passenger ships other than ro-ro passenger ships and high-speed passenger craft of more than 5 000 gross tonnage is more than 25 have sufficient shore-side output power to meet at least 90 % of that demand;

For electric charging infrastructure for light-duty vehicles, Member States shall ensure a minimum coverage of publicly accessible charging points for light-duty vehicles on their road networks. To this end, Member States shall ensure that, within the TEN-T core and comprehensive networks, groups of publically accessible charging stations for light-duty vehicles within a maximum heavy-duty vehicle distance of 60 km in each direction, by 2025 and 2030

supply or demand for sustainable alternative fuels in one or more transport modes.

after 2020, also part of the Fit For 55 package.

passenger cars and new light commercial vehicles

mission performance standards for new

the legislative proposal to set new CO₂ eq

vehicles;

commercial vehicles, as well as for heavy-duty

standards for new passenger cars and new light

the regulations setting CO₂ emission performance

ge and integrates in particular:

consistent with the other political initiatives of the

mission vehicles, vessels and, in the future, aircraft.

obstacle to the necessary growth of the market for

consumers and common payment systems.

the lack of transparent information for

to interoperability;

infrastructure by the Member States;

to planning aimed at the construction of

shortcomings in the following areas:

The Commission, in fact, conducted an ex post evaluation of the aforementioned directive, finding that it does not align with the European Council.

The PNRR investment is intended to finance up to 40% of the costs of building charging stations, which must be distributed uniformly, with a minimum level of charging infrastructure per area, prioritizing the use of existing service stations and rest areas. Super-fast infrastructure (175kW) is planned for highways to ensure rapid charging for long-distance routes, prioritizing installation at existing service stations in urban centres (at least 90kW) takes into account the current vehicle fleet, the availability of garages, parking spaces, and private vehicles, and the tourism potential of the municipalities when defining the criteria.

The PNR has also allocated €713 million for the installation of charging stations for electric vehicles, defining Mission 2. Component 2, Investment 4.3, The MASB, through two different implementation decrees, is regulating the procedures for accessing funding aimed at installing at least 7,500 super-rapid charging stations on extra-urban roads, excluding motorways, and 13,755 fast charging stations in cities by the end of 2025, for a total of approximately 21,000 charging stations.

It should also be noted that Legislative Decree No. 77 of May 31, 2021, converted into Law No. 108 of July 29, 2021, establishes in Article 32-ter, and provides for amendments to Article 57 of Legislative Decree No. 76 of July 16, 2020 (concerned, with amendments, by Law No. 120 of September 11, 2020), regarding the installation of public-access electric vehicle charging infrastructure. In practice, the installation of public-access electric vehicle charging infrastructure is not subject to a building permit and is considered a free construction activity.

infrastructure.

market in the transport sector and the construction of the related Strategic Framework for the development of the alternative fuels constitutes the section relating to electricity of the National Law no. 134 of 7 August 2012 (Law no. 134 of 7 August 2012) of 22 June 2012 (converted by Article 17-septies, of the decree-Law no. (PNIRE), provided for by Article 17-septies, of the decree-Law no. National Infrastructure Plan for the charging of electric vehicles Furthermore, Legislative Decree 257/2016 provides that the

electric vehicles. electric vehicles to be final consumers of the electricity used to charge service, to be final consumers of the electricity used to charge of applying excise duties and therefore of the electricity metering of publicly accessible charging points are deemed, for the purposes of publicly accessible charging points. Operators with any operator of publicly accessible charging points. Operators distributors are required to cooperate on a non-discriminatory basis standard payment methods. On the other hand, electricity electricity supplier or operators, "and therefore with at any point "without having to enter into a contract with the From this perspective, therefore, electric vehicle owners can charge

manage charging points in locations open to the public. competitive market with open access to all entities that own and accessible locations should be inspired by the principles of a development and operation of charging infrastructure in publicly This regulatory framework is based on the principle that the national level by Legislative Decree no. 257 of 16 December 2016. Alternative Fuel Infrastructure Directive), implemented at the regulation by Directive 2014/94/EU (also known as DAFI, The development of charging infrastructure for electric vehicles is

5.2.2 Charging infrastructure for electric vehicles

November 2022 (no. 113 of November 10, 2022). October 22, 2022), which was followed by a Ministerial Decree in allocated investment (published in the Official Journal no. 250 of aforementioned trial containing the methods for carrying out the ministerial decree on July 1, 2022 on the implementation of the contracts by March 31, 2023. In this regard, the MIT issued a Directive 2014/94/EU and provides for the awarding of public renewing stations for light and heavy vehicles in accordance with

trial consists of the development of 40 hydrogen components of investment 3.3 provides for "testing hydrogen for road transport," with an allocation of €230 million. The

Furthermore, the National Recovery and Resilience Plan includes a specific investment objective aimed at increasing hydrogen for road transport. Specifically, the M2C2

common, and ensures better alignment with the ISO 19880 analysis, allows the use of pressures up to 700 bar, currently prospective analyses are supported by an adequate risk This decree, introducing an innovative approach in which

and Infrastructure and Transport. "Technical vehicles" signed by the Minister of Infrastructure construction and operation of hydrogen distribution systems for motor vehicles" for the design, "Technical fire prevention regulation for the design, systems is the Ministerial Decree of 23 October 2018: The reference legislation for the design of hydrogen charging

5.2.1 Hydrogen charging infrastructure

5.2 Charging infrastructure

The development of these technologies to allow for their wider use also requires an increase in the hydrogen transport and distribution system across the country.

The sustainability of hydrogen production as a fuel inevitably affects the sustainability of fuel cell vehicles, which, although they do not directly produce emissions, could negatively impact the environment if the hydrogen that powers them does not come from sustainable sources.

The sustainability of hydrogen production as a fuel inevitably affects the sustainability of fuel cell vehicles, which, although they do not directly produce emissions, could negatively impact the environment if the hydrogen that powers them does not come from sustainable sources. The hydrogen stations on the road network (currently open, ENI SpA Mobility - Mestre (VE) - SASA SpA - Bolzano; another 34 filling stations are planned).

Currently there are very few FCEV car models available on the market (Toyota Mirai (JP2D0), Hyundai Nexo, Honda CR-V e:FCEV),

Research is attempting to address these issues by developing fuel cells that can use methane or ammonia (automotive SOFCs) to produce electricity.

Hydrogen, although abundant in nature, requires electrolysis to separate it from the oxygen molecules with which it commonly binds. Therefore, its availability as a fuel depends on production costs of these processes and the necessary assessments of whether the energy used for electrolysis is renewable. The high processes that require significant amounts of energy. The low cost solution, while scientifically interesting, difficult to implement.^[8] This type of vehicle, therefore, has been studied for decades at the prototype stage but has never reached the commercialization stage.

The second case, however, involves fuel cell electric vehicles (FCVs and HFCVs), which are equipped with an electric motor and a battery that is much smaller than a BEV. The fuel cell is a device capable of converting molecular hydrogen, supplied by the fuel tank, and oxygen drawn from the air into electricity. Unlike HFCVs, the overall system efficiency is significantly higher, making them more attractive. Furthermore, since they do not require "thermal" combustion, emissions are completely eliminated, releasing heat and water (byproducts). Charging times are comparable to ICs, making them more advantageous than BEVs, not to mention the economic and geopolitical independence of EVs, making them more advanced components. Currently, the main limitation lies in the low efficiency of lithium batteries from the standpoint of cost and storage issues (the low density of the gas translates into large footprints and limited range). Habib et al. showed that steam methane reforming is the most established and cost-effective production method, with a cost of \$1.3–\$1.77–\$2.0/kg H₂ and an efficiency of 70–85%, but it generates CO₂. Biomass gasification costs \$1.25–\$2.20/kg H₂ and pyrolysis currently has high costs, at \$1.42–\$2.13/kg H₂, due to low conversion rates that require large reactors. Blending H₂/NH₃ could enable carbon-free combustion, promoting carbon neutrality, but minimizing the resulting NO_x is crucial.^[8].

motor (FCEV and HFCEV Fuel Cell Electric Vehicle). HICEVs use a combustion engine to burn hydrogen, while FCVs use fuel cells to power an electric motor. The former type, therefore, consists of vehicles equipped with an engine capable of

used to power a fuel cell to generate energy for the electric Combustion Engine Vehicle), and those in which hydrogen is similar to a combustion engine (HICEV: Hydrogen Internal Vehicles; those in which hydrogen is used as an internal fuel, A distinction must be made between two types of hydrogen vehicles:

5.1.3 Hydrogen vehicles: FCVs and HICEVs

these systems is emphasized.[5-7].

HCl, HCN, etc.) produced during the evolution of a fire in gasoline; while the difference in toxic substance releases (HF, vehicles and vehicles powered by fossil fuels (diesel, comparing the heat release rate (HR) between electric packs and their interaction with the vehicle are the subject of ongoing research and study. The main studies agree on safety should not be overlooked. The stability of battery infrastructure. Furthermore, several aspects related to fire consumption, which is difficult to support with current instability induced in electrical grids by high localized power the private and public sectors. This is primarily due to the availability of charging points for this type of vehicle, both in availability currently limiting aspect is the inadequate another currently limiting aspect is the

stable control of the Thermal Runaway (TR) reaction.[4].

time, research is focusing on reducing flame spread and importance expected to be minimized reject rates. At the same attributed to savings in catches and future reductions are evolving over time, with historical importance of 3,500-4,100 GWh/year. The factors influencing these cost second half of this decade, assuming a total installed capacity partly between BEVs and ICEVs will be achieved in the competitive on the market. [3] Orański et al. predict that cost elimination of cobalt from them, in order to make BEVs more developing research into solid electrolyte lithium cells and the cobalt extraction). In this regard, vehicle manufacturers are discharging cycles), and environmental impact (lithium and energy density (Wh/kg), reliability (number of charge and medium term, technological progress is expected to increase size, due to the high cost of the battery and its range. In the

technology are its high cost, compared to the cost of an ICE vehicle of the same

The use of BEV vehicles is currently considered the fastest and most effective solution for decarbonisation, thanks to the reduction in emissions that it entails.[2] The main limiting aspects of this

capacity of the traction battery.

BEVs are electric vehicles without an internal combustion engine. Propulsion is provided by an electric motor that uses energy stored in the traction battery. The most commonly used batteries in electric vehicles are lithium-ion or lithium-polymer batteries. Charging is done by connecting them to charging stations or varying power. Some of these supply AC, others DC. Charging is also achieved through energy recovery during braking (regenerative braking), which converts the car's braking energy into energy that can increase the vehicle's range, especially in urban environments.

5.1.2 BEV electric vehicles

Hybrid MHEVs and FHEVs do not allow the use of energy carriers other than the fuels used in traditional internal combustion engines (ICE) vehicles. For this reason, it is appropriate to promote their short diffusion through the use, albeit limited, of biofuels. In the market, these could be obtained from waste, such as biogas or synergas produced by the organic decomposition of waste with high water and nitrogen content, or with low moisture and high carbon content, respectively, within a circular economy framework (source: GSE).

(plug-in), connecting the vehicle to a home charging system or a public charging station. Compared to MHEV (Mid Hybrid Electric Vehicle) and HEV (Full Hybrid Electric Vehicle) technologies, a plug-in hybrid vehicle can reach higher speeds and travel longer distances using only electric power. However, this solution presents some critical issues, including increased weight due to the battery pack and the need for even minimal adaptations to the electrical infrastructure, which could be subject to overload. [1] This technology can be placed in a hypothetical second transition phase, characterized by the predominance of MHEV and HEV vehicles in the circulating car fleet and by electricity production largely based on sustainable resources.

during braking, steady downhill speed, and deceleration, and
extremely via a power outlet

the kinetic energy generated while driving, particularly motor, allows the battery to be charged both internally, using incorporation an internal combustion engine and an electric PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle) technology, while

production technology is mature.

charging infrastructure is becoming more widespread and the suitable option for the initial transition to BEVs, as the short-distance electric driving. This technology represents for short-distance electric driving. The performance of the battery and engine allows braking. The performance of the internal combustion engine and regenerative braking by the internal combustion engine and regenerative

In the case of vehicles MHEV and HEV the electric motor is

and an electric motor.

Hybrid vehicles are equipped with both a combustion engine

5.1.1 Hybrid vehicles

hydrogen fuel cell electric vehicle)

- 4. fuel cell electric vehicles (FCV or HFCV -

3. battery electric vehicles (BEV)

(PHEV - plug-in hybrid electric vehicle),

battery directly chargeable from the socket

2. plug-in hybrid vehicle, like HEVs, but with the

braking (HEV - hybrid electric vehicle),

battery that recharges only during deceleration or

1. hybrid vehicle MHEV and HEV equipped with a

following categories can be distinguished:

engines and an electric motor, or are purely electric. The electric vehicles, which are equipped with both a combustion engine alternative to traditional ICE engines is hybrid

5.1 Types of electric vehicles

5. Electric vehicles and charging infrastructure

- Online and bibliographic references:
- Revised version October 2021
- [1] National Hydrogen Strategy Preliminary Guidelines [https://www.ansai.it/canale_motori/notizie/annali-commenti/2022/06/29/national-hydrogen-strategy-preliminary-guidelines]
 - [2] Net Zero by 2050 – A Roadmap for the Global Energy Sector [https://www.ansai.it/canale_motori/notizie/annali-commenti/2022/06/29/net-zero-by-2050-a-roadmap-for-the-global-energy-sector]
 - [3] Emissions from road transport in Italy – ISPRA Higher Research Institute for Environmental Protection and Observatory of Italy [https://www.ansai.it/canale_motori/notizie/annali-commenti/2022/06/29/18th-report-on-the-mobility-of-italians-11/30/2021]
 - [4] https://www.ansai.it/canale_motori/notizie/annali-commenti/2022/06/29/22/06/29/18th-report-on-the-mobility-of-italians-11/30/2021]
 - [5] Available online: <https://www.jato.com/hl-2022-europe-segments/>
 - [6] Available online: <https://www.jato.com/hl-2022-europe-by-segments/>
 - [7] Available online: <https://www.jato.com/hl-2022-europe-statistics-motor-vehicles-in-use>
 - [8] Severtin Hinggi, Philipp Elbter, Thomas Bütler, Urs Cabral, et al. A review of synthetic fuels for passenger vehicles. Energy Reports 5 (2019) 555–569.
 - [9] Falzoni, S.; Biunchi, GM. Concerns on Full Electric Mobility and Future Electricity Demand in Italy. Energies 2023, 16, 1704. <https://doi.org/10.3390/en16041704>
 - [10] Scenarios and prospects for green hydrogen in Emilia-Romagna - Energy Transition - October 2022 Edition by ART-EER Attractiveness Research Territory [https://doi.org/10.3390/en16041704]
 - [11] Fuel Cells Hydrogen Trucks - Heavy-Duty's High Performance Green Solution – December 2020 - FC-H2U [https://www.clarksons.net/wtr/155/https://fumgroup.it/h2iseo_hydrogen_valley/144/https://www.jrf.it/trrete/la-rete-aggiornata]
 - [12] H2Review – The view on 2023 [https://www.clarksons.net/wtr/155/https://fumgroup.it/h2iseo_hydrogen_valley/144/https://www.jrf.it/trrete/la-rete-aggiornata]
 - [13] Strategic Research and Innovation Agenda - Final Draft [https://www.jrf.it/trrete/la-rete-aggiornata]
 - [14] October 2020 - Hydrogen Europe [https://www.jrf.it/trrete/la-rete-aggiornata]
 - [15] https://www.jrf.it/trrete/la-rete-aggiornata
 - [16] https://www.clarksons.net/wtr/155/https://fumgroup.it/h2iseo_hydrogen_valley/144/https://www.jrf.it/trrete/la-rete-aggiornata]
 - [17] https://www.clarksons.net/wtr/155/https://fumgroup.it/h2iseo_hydrogen_valley/144/https://www.jrf.it/trrete/la-rete-aggiornata]
 - [18] How hydrogen can help decarbonize the maritime sector - offshore-hydrogen-production-takes-system-to-new-levels [https://www.ansai.it/canale_motori/notizie/2019/400-mw-188/]
 - [19] https://www.ansai.it/canale_motori/notizie/2021/402-mw-191/]

- unique challenges posed by aviation (i.e., extremely high energy demands), projects to date have focused on lightweight unmanned aerial vehicles (UAVs) and small-scale passenger aircraft (≤ 5 passengers).
- Given that aeronautics is one of the EU's key high-tech sectors on the global market, with world-leading aerospace companies (AIRBUS, SAFRAN, research institutes such as DLR), Europe could play a key role in leading the transformation of aviation to reduce emissions.
- Below are the different technologies that could be used to utilize hydrogen in the decarbonization roadmap:
- Fuel cell with liquid/gaseous storage for regional flights
- High-power (< 1MW) fuel cells using liquid hydrogen for short-range propulsion
- Specific liquid hydrogen turbines for short-, medium-, and long-range flights
- Non-pollutive energy for on-board services
- Strong synergies should therefore be established between key technologies and infrastructures, such as:
- Onboard liquid hydrogen storage
- Fuel cell technology
- Research on low-TRL hydrogen combustion
- (synergy with the stationary sector in turbine development)
- Airport infrastructure and refueling
- considered as a basis for liquid fuel through Power-to-technologies/procdures Finally, hydrogen can also be used for liquid pathways.

The use of FCH in aviation applications is already being tested in several demonstration projects across several use cases. However, due to the supply.

To support these prospects, key technologies need to be developed, tested and adequately demonstrated, namely high-power FC (at least 1.5 MW for the propulsion of small commercial aircraft) as well as key technologies for storage systems (on-board tanks) and power supplies aircraft with larger tanks and structural changes to the aircraft's energy supply chain, hydrogen, being totally green, requires aircraft density comparable to kerosene or SAF even though the road is not simple and the prospects are medium-term [19].

Figure 4.30 – Global supply of low-carbon fuels in the NZE [2]



Although its low volumetric density compared to kerosene or SAF requires aircraft with larger tanks and structural changes to the aircraft's energy supply chain, hydrogen, being totally green, requires aircraft with larger tanks and structural changes to the aircraft's energy supply chain, hydrogen, being totally green, even though the road is not simple and the prospects are medium-term [19].

Only later can it become the fuel for aircraft propulsion through direct combustion or by powering a fuel cell. Even on board the aircraft, hydrogen can be used initially to power auxiliary services such as flight systems, cockpit communications systems, lighting, heating and refrigeration.

Liquid hydrogen can then be transported directly to the runway for buses, and tugboats. Thanks to high-performance tank trucks, the impact. These include forklifts, baggage towing vehicles, shuttles range of ground services, thus reducing their environmental imports, even before being used to power aircraft, can power a hydrogen, even before being used to power aircraft, can power a aircraft refueling.

Airports are thus transformed into hubs or hydrogen valleys where imports, like ports, can also be seen as systems in which energy will be produced, stored, distributed and used efficiently.

The RefuelEU report adopted by the European Parliament has in forward that marks the growing importance of this fuel in the world fact included hydrogen as a fuel in the definition of SAF: a step of aviation.

The introduction of SAFs in the short term, with a focus on hydrogen in the medium to long term.

agricultural raw materials, it is difficult to produce them in large quantities, so compared to the price of fossil fuels, SAFs cost three times more, consequently increasing the impact of fuel costs on ticket prices. Therefore, an incentive policy is needed to help support the

Among the most developed SAFs for aviation are biofuels derived from biomass and waste, advanced biofuels synthesized from raw materials, and syngas, which are fuels synthesized from solid raw materials, and syngas, which are fuels synthesized from hydrogen and carbon dioxide. However, their use does not lead to zero emissions, as CO₂ is not completely eliminated by using SAFs. Furthermore, it is important to note that the supply of SAFs is insufficient to meet the demand for air transport; because they depend on hydrogen to meet the demand for air transport.

In reality, the most concrete solutions currently available for aviation are the use of sustainable aviation fuels (SAF) and hydrogen. But while SAF may be a short-term solution, hydrogen is a long-term solution to achieving zero carbon emissions in the aviation sector.

Decarbonization options include offsetting aviation emissions with "carbon-negative" activities. However, in the future zero-emissions scenario, this would only be possible with activities such as capturing and sequestering CO₂ emitted by flights and reusing it as other materials.

It's worth remembering that, over the past three decades, aviation has improved its passenger-to-emissions ratio, thanks to increased passenger density and operational improvements, such as more efficient engines. On the other hand, however, the increased demand for air travel has caused a significant overall increase in CO₂ emissions. The same research estimates that from 2015 to 2020 alone, emissions grew by 34%, with an upward trend. Given that the European Green Deal sets the goal of achieving carbon neutrality by 2050, the energy transition in aviation is also more urgent than ever.

According to the Hydrogen-powered Aviation study (Clean Sky 2 and Fuel Cells & Hydrogen 2 Joint Undertakings, 2020), air travel is responsible for approximately 3–7% of global CO₂ emissions. Indeed, aircraft combustion engines emit 3.15 kg of CO₂ for every kg of kerosene burned in flight: a significant amount of carbon that lingers in the upper atmosphere for 50–100 years.

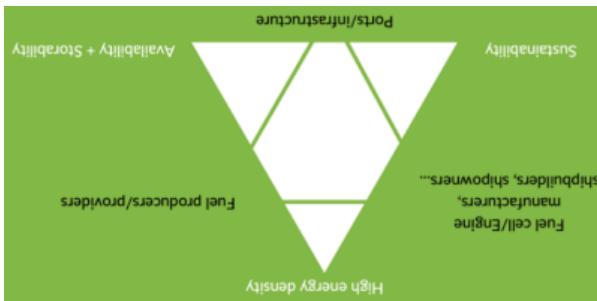
4.4 Air transport

sustainability, availability and ease of storage)

Figure 4.28 – Collaboration needed to meet the triple S criterion (energy density,

4.28)

critereion). triple S: sustainability, scalability and storability, Figure applicable to multiple port settings), and ease of storage (a key sector that is characterized by sustainability, scalability (i.e., develop a hydrogen infrastructure development process for the port essential to



imported, stored, and distributed for use in various applications. It is hubs or „Hydrogen Valleys”, where hydrogen can be produced or are intrinsically systems with high potential to become hydrogen From what has been expressed so far, it can be deduced that ports

tractors, waste collection vehicles, etc. hydrogen as a fuel include: service vehicles, mobile cranes, forklifts, increasing demand for clean hydrogen. Vehicles that can use already made in road transport and continuing to further operations, building on the progress hydrogen and fuel cells have this would allow OHT launch a process of decarbonizing port use as fuel for vehicles used for material handling in port terminals, Furthermore, another possible application of hydrogen could be its

develop a clean hydrogen supply chain. looking to hydrogen as a decarbonization option. Therefore, having to-able sectors, such as the steel industry, which is increasingly Many port areas have industrial facilities related to so-called hard-

produced through electrolysis from renewable energy sources. as it will gradually have to be replaced with green hydrogen, i.e. Grey hydrogen, therefore, could represent an important opportunity

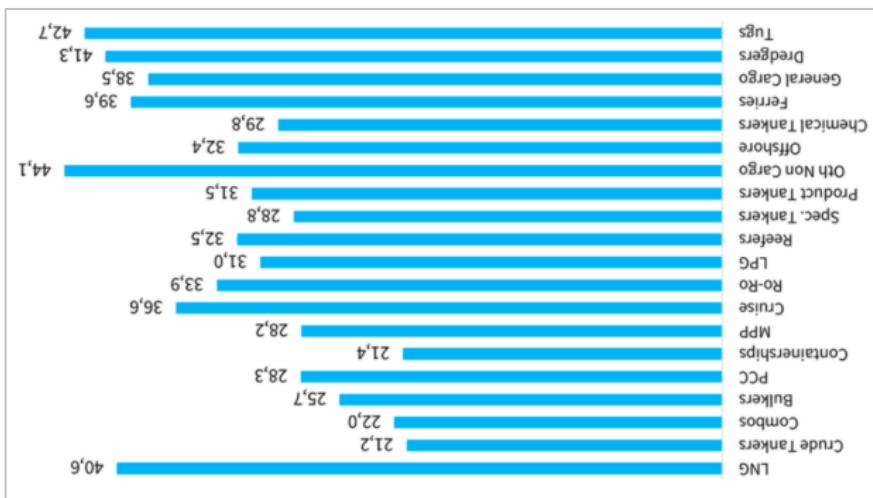
„hydrogen.”

gas through methane reforming, producing so-called "grey" Most of this hydrogen is often produced locally from natural appproximately 20% of the EU's current total consumption. generate a hydrogen demand of 1.7 Mt per year, equivalent to (Antwerp, Zeebrugge, Rotterdam, Ilmuiden, and Delfzijl) For example, five industrial hubs in Belgium and Dutch ports

EU, and many of these facilities are located in EU ports. appproximately 90% of all hydrogen produced annually in the ammonia, and chemical industries, which together use largest consumers of hydrogen come from the oil refining, consumption of hydrogen takes place in or near ports. The currently, much of the industrial production and

(Source: Hydrogen Europe elaboration based on data from the Clarksons World Fleet Register)

Figure 4.27 – Average age (in years) of 20 ship types



generally seen as those that will kick-start the transition. represent a cost-effective option and which are already

For the reasons outlined above, the use of hydrogen in ports can be considered a medium- to long-term intervention, which however needs to be planned through a gradual introduction policy: short-distance vessels and inland vessels, for which hydrogen can already truly

in turn show uncertainty when investing in alternative fuel storage and bunkering infrastructure. All of this has repercussions on port management policies, which

Figure 4.27), which delays the introduction of engines that use alternative knock-on effect is linked to the long useful life of ships (Figure required, which require a particularly large dedicated area. A further need to port areas, especially due to the high safety distances which currently apply to automotive vehicles and are difficult to adapt to the regulations on hydrogen refuelling stations (HRS), related to the regulatory framework. Added to this is the additional difficulty compared to other fuels, and secondly, the lack of a specific volume density, which makes hydrogen storage complicated large-scale adoption. These are primarily costs and its low main technical and economic barriers that have hindered its

The use of hydrogen in the port/naval sector must, in fact, address

Figure 4.25 – Comparison between battery and FC technology for different means of transport (source: Hydrogen Europe)

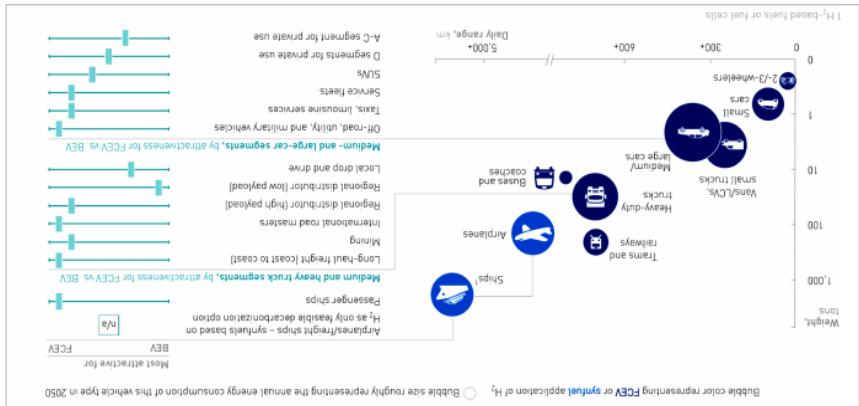
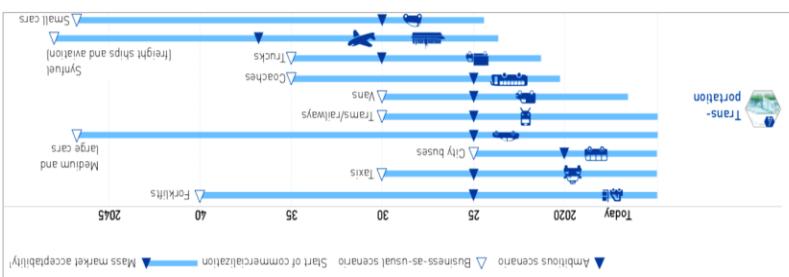


Figure 4.25) instead shows the most suitable technologies for the various means of transport. It is noted that for aircraft and ships, hydrogen-based synthetic fuels (e-fuels) represent the main decarbonization option.

Hydrogen Europe
Figure 4.24 – Outlook on the trend of FC vehicles in the market (source:



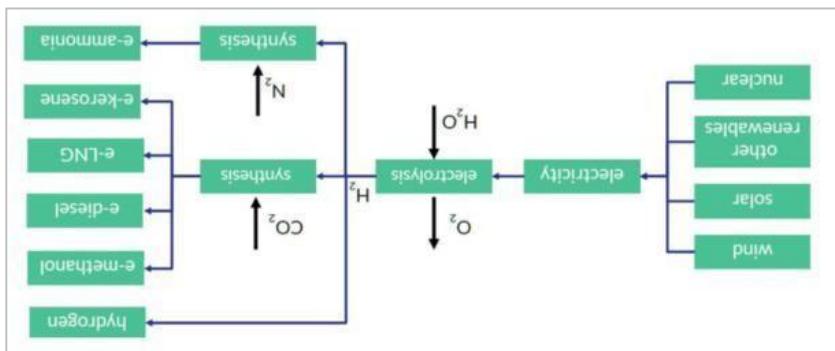
The scale of investment required to build maritime infrastructure is truly enormous, and the pace at which this sector can decarbonize depends largely on how quickly ports are able to store sufficient quantities of green hydrogen and are able to supply sufficient quantities of green hydrogen and hydrogen-based fuels.

The scale of investment required to build maritime infrastructure is considered, respectively. Depending on whether the most optimistic or conservative scenario is considered, respectively, reaching mass market acceptance around 2038 or 2050, types, reaching mass market acceptance around 2038 or 2050, air transport, appears to be lagging behind other vehicle types, reaching mass market acceptance around 2038 or 2050, of transportation, including shipping. Shipping, along with

Figure 4.24 shows a diagram illustrating the technological maturity and potential market penetration of fuel cell technology in various modes

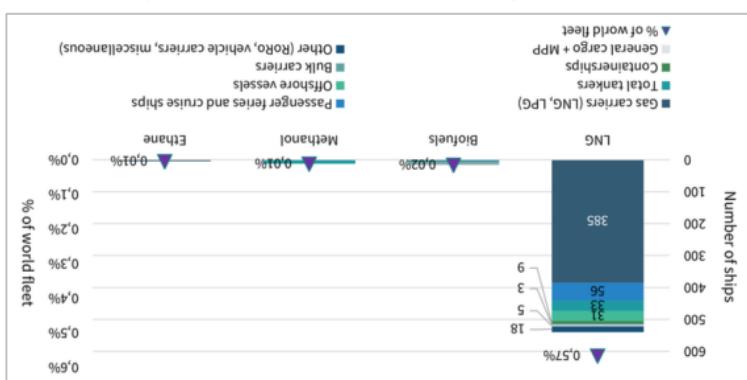
However, even in the maritime sector, hydrogen remains the fuel currently being relied upon to make a significant contribution to the decarbonisation process. (dehydrogenation) or for direct use in SOFC and DMFC fuel cells. seen as an option for the production of green hydrogen „on board“ For long-term applications, however, methanol, ammonia and ammonoia are

Figure 4.23 – Schematic representation of the relevant role of hydrogen and e-fuels (source TNO)



Clarkesons Research, Alternative Fuels Installations, May 2020 [16])

Figure 4.22 – Number of vessels using alternative fuels (Source:



Furthermore, the development and optimization of processes for the synthesis of green fuels (e-fuels) are of great interest for the transport and storage infrastructures. For this reason, they are considered a concrete technological solution capable of reducing CO₂ emissions in the short-medium term, especially for applications in the maritime and air transport sectors, which are particularly difficult to convert to hydrogen in a short time (Figure 4.23).

Among the main actions introduced at a strategic level for ports, the increasing widespread use of alternative fuels with low or zero carbon content emerges, such as „e-fuels“. Figure 4.22 (i.e. synthetic fuels such as methanol, ammonia and paraffinic kerosene, produced through processes powered by renewable electricity), ammonia and finally hydrogen.

account the uncertainty of the sources.

- Infrastructure for the transformation and conversion of vectors, from electricity to gas (power-to-gas) and from the gases to the liquid state and vice versa,
- Economic optimization of conversions based on market prices and resource availability
- Monitoring and management of supply and procurement networks, both by sea and by land
- Optimized management of energy storage, also taking into account the uncertainty of the sources.

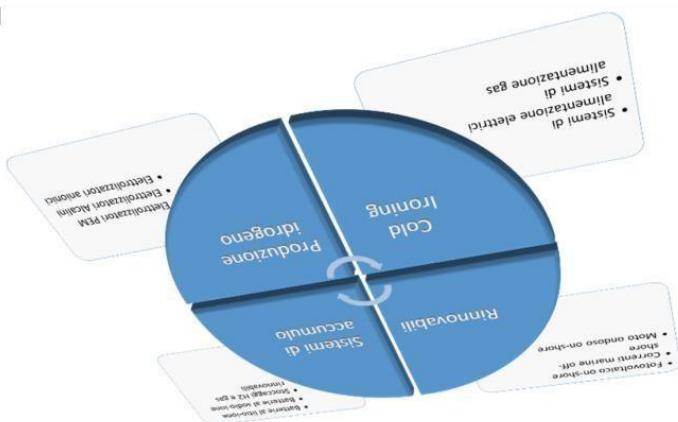
resources from various points of view: produced on site, will require integrated management of energy carriers (LNG, hydrogen, ammonia, electricity), some of which are finally, the coexistence in the port environment of different energy (Peak shaving).

The other, power supply sources in order to limit production peaks electrical loads in order to limit load peaks (Load leveling), and on electricity systems capable of coordinating, on the one hand, management necessary to implement supply and demand side

from 2.76% in 2012 to 2.89% in 2018. In the share of emissions into the atmosphere increased International Maritime Organization (IMO) study on greenhouse gases (CO₂), the share of emissions into the atmosphere increased increased emissions of CO₂ and other pollutants. According to the increased energy demand translates into higher energy costs and by an average of 2.6% annually between 2016 and 2019. This energy demand for maritime transport, including ports, increased so that over 80% of global trade volumes are carried by sea.

Maritime transport is increasingly the backbone of trade, so much

Figure 4.21 – The port as an energy hub



capable of demonstrating the ability to efficiently collect and transform renewable energy in the short term.

These technologies do not currently appear to be particularly mature, and therefore it will be necessary to resort to experimental plants motion.

It will therefore be essential to be able to build renewable energy plants, exploiting on the one hand terrestrial renewables, but increasingly exploring marine renewables, and therefore those that exploit both ocean currents and wave

2050.

The energy transition requires radical changes to port infrastructure and new methods for providing services related to mobility and maritime transport. The electrification of ports, renewable energy sources, the use of alternative fuels such as hydrogen, and the latest digital technologies can certainly provide the necessary mix of interventions to achieve European and international targets between now and

4.3 Maritime transport

The 2030 vision calls for hydrogen to be recognized as the primary option for trains on non-electrified routes, with at least 1 in 5 hydrogen-powered trains sold for non-electrified railways.

In conjunction with the revision of European and national railway regulations to allow the operation of FCH trains, it would be desirable to extend and expand the existing national standards for road vehicle stations to cover specific railway applications or, alternatively, to envisage specific standards for rail vehicle stations to cover specific aspects of rail transport.

This means that the railway company must manage the trains, while the infrastructure manager must provide the "minimum package" for operation, including electricity for traction in the case of catenary power. Currently, the supply of hydrogen in railways applies to the national and regional networks, but it should be noted that in the national and European railway world, due to the implementation of specific directives, operators for the management of passenger and freight rail transport and railway infrastructure managers are separate.

Synergies with long-distance truck refuelling stations to increase their use.

Regarding infrastructure, the design of a hydrogen refueling station (HRS) for railway applications, as previously mentioned, offers the advantage of being able to estimate the daily hydrogen demand with a high degree of reliability, given that rail transport is planned and constant with well-defined routes. Furthermore, as already mentioned in the section on heavy vehicles, it is essential to identify significant

technologies, at least as far as non-electrified railway lines are concerned. Although the technology requires hope for a ready market well-positioned for this railway sector to give rise to the use of hydrogen in the future and reduce costs, the prospects for the use of hydrogen in the market implementation to increase volumes and greater development and flexibility of fuel systems, and significant support for market implementation to increase volumes of hydrogen into the trains, optimization of the FCH components integrated into the trains, and greater development and further demonstration and

Figure 4.20 – Timeline of the "H2iseO Hydrogen Valley" project



Figure 4.19 – Brescia-Liso-Ealdo railway line



- within the next twenty years for routes that are difficult to electrify. Use cases based on this technology indicate that the TCO is between 5 and 20% higher than conventional options (depending on the cost of hydrogen).
- Alstom was the first company in the world to put a hydrogen passenger train (Coradia iLint) into service in Germany in 2018. The train has since been tested in Austria, the Netherlands, Sweden, and Poland, and purchased by France and Italy.
- The contract with Italy, signed at the end of 2020, gives the go-ahead to the "H2iseO Hydrogen Valley" project, built in Valcamonica along the non-electrified Brescia-Lesö-Edolo railway line by FNM (Ferrovie Nord Milano). Ferrovienord and Trenord (Fig. 19). The project is developed in three phases and includes (Figure 4.19) [15]:

 - Phase I: supply by Alstom of 6 hydrogen trains by 2023 and construction of a first hydrogen production, storage and distribution plant in Lesö, with Steam Methane Reforming (SMR) technology starting from biomethane and "CO₂ capture", with a capacity production of approximately 1,400 kgH₂/day at the Iseo station. Service to begin within the first six months of 2024;
 - Phase 2: Supply of an additional eight hydrogen trains by 2025, completing the conversion of the entire fleet to fully green vehicles. The trains by 2025, complete the conversion of the entire fleet to fully green vehicles. The
 - Phase 3: Commissioning of 40 hydrogen buses of production of approximately 1,400 kgH₂/ day; areas is also planned by 2025, with a capacity sources via electrolysis in the Brescia and/or Edolo hydrogen production plants from renewable energy generation of one or two additional green construction of one or two additional green

Europe has taken a leading position in the integration and assembly of FCH trains thanks to the innovative work of Alstom and Siemens. Although there is some demobilization activity of FCH trains in Asia and Canada, Europe appears to be at the forefront in this sector, particularly with regard to the integration of passenger trains in large-scale infrastructure fuel cell power systems, the provision of large-scale infrastructure and regulation to enable the use of hydrogen in railways [13]. In fact, for some years now in some European countries (for example Germany, a pioneer in this sector) hydrogen passenger trains have been fully operational and regularly used by travellers. In the United Kingdom and France, some proposals have been made to completely replace diesel trains with hydrogen ones.

Table 4.3 –The Italian railway network

conversion to hydrogen could arise by 2030. Considering that in some regions diesel trains have a high average age and therefore should be replaced in the next few years, it is reasonable to think that the ideal opportunity for operators, in particular, of the 16,829 km of railway lines in [14]. In particular, currently served by diesel trains non-electrified lines, consequently made up of network, it emerges that the 27.6% is currently made up of analysing more closely the situation of the Italian railway.

Supply chain and Fuel Cell technology (components, stacks, systems).

Hydrogen from renewables (Power to Gas, P2G paradigm) and is an opportunity for the development of the entire H2 and constitute a source of incentive for the production of hydrogen stations multipurpose services with the expected cost

It is therefore clear that the development of this market can reduce the refuelling stations shared with other types of mobility, making hydrogen refuelling infrastructure to be easily scaled and reliable as it relies on well-defined services. This allows the level of predictability in consumption, which is highly another favourable element for the railway sector boasts a high reliability as it relies on well-defined services. This allows the level of predictability in consumption, which is highly

cost-competitive with diesel trains.

Therefore, in the next ten years, fuel cell trains could become passenger trains but also for shunting locomotives.

Hydrogen-viable zero-emission options not only for regional passenger trains but also for shunting locomotives.

Hydrogen-powered ones. Furthermore, FCH trains could provide viable zero-emission options not only for regional

by renewing diesel units or replacing existing trains with new

Hydrogen is therefore seen as a key enabling technology for the decarbonization of rail transport, as it can provide the most cost-effective solution for some lines still operated with diesel trains.

Hydrogen trains are considered by many studies and scenarios to be extremely competitive, especially for currently non-electrified railways, particularly in the local transport sector (excluding high-speed and freight services due to the high power involved). In some cases, since the cost of electrification may not justify the distances and frequency of the service, the use of hydrogen trains is even considered a more economically competitive solution, showing a TCO (Total Cost of Ownership) lower than or similar to a diesel-electric trains.

The transition in the rail transport sector will be characterized by significant technological developments, with the use of hydrogen playing a key role in achieving decarbonization goals. For example, a fleet of approximately 30 diesel-powered trains emits approximately 22,000 tons of CO₂ into the atmosphere during a year of commercial service, which is entirely avoided by a train powered by green hydrogen.

4.2 Rail transport

Figure 4.17 – Comparison of powertrain technologies for HDT [11]

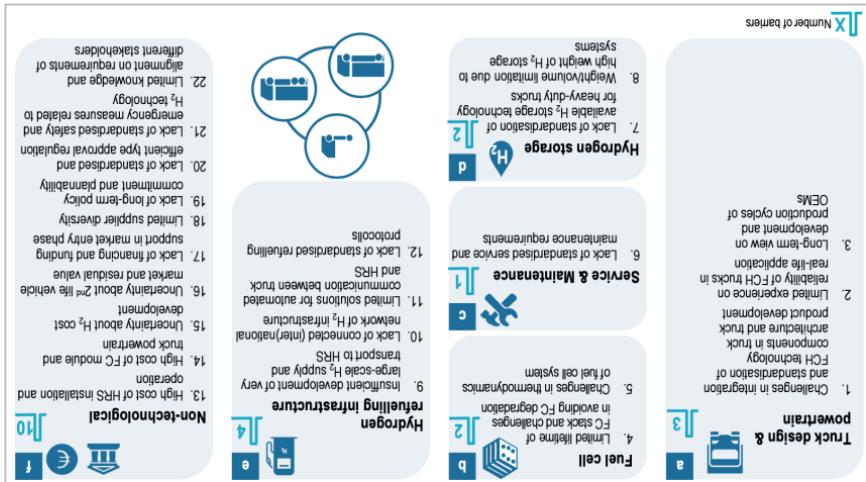


Figure 4.17 outlines the main barriers to the application of fuel cell technology in heavy-duty vehicles.

Furthermore, synergies between the Trans-European Transport Networks (TEN-T) and the Trans-European Energy Networks (TEN-E) should be further explored to create a direct link between the fuel source, the optimisation of the production, use and transport of large quantities of hydrogen networks.

More specifically, to ensure adequate cross-border connections must be installed at least every 150 km along the truck routes officially planned to be on EU roads by 2030, refuelling stations near intermodal terminals and along routes typically travelled by long-haul trucks).

In particular, and it is necessary to create a dedicated network with dozens of hydrogen refuelling stations, giving priority to strategic areas for heavy-duty transport (for example, those near intermodal terminals and along routes typically travelled by logistics users, truck OEMs, technology providers, fuel suppliers, and infrastructure).

However, realising this market potential will depend on building a financial and regulatory system that can simultaneously support all stakeholders: truck operators and logistics users, truck OEMs, technology providers, fuel suppliers, and infrastructure.

Given the above reasons, the European fuel cell truck market is accelerating, and the first ten long-haul fuel cell trucks are already in operation in Switzerland. If Italy were to follow a similar path, a penetration of at least 2% of fuel cell long-haul trucks could be expected by 2030, out of a total national fleet of approximately 200,000 vehicles.

Industrial-scale production, affordable green hydrogen prices, high sales share in the early 2030s and 2040s to phase out most diesel trucks by 2050.

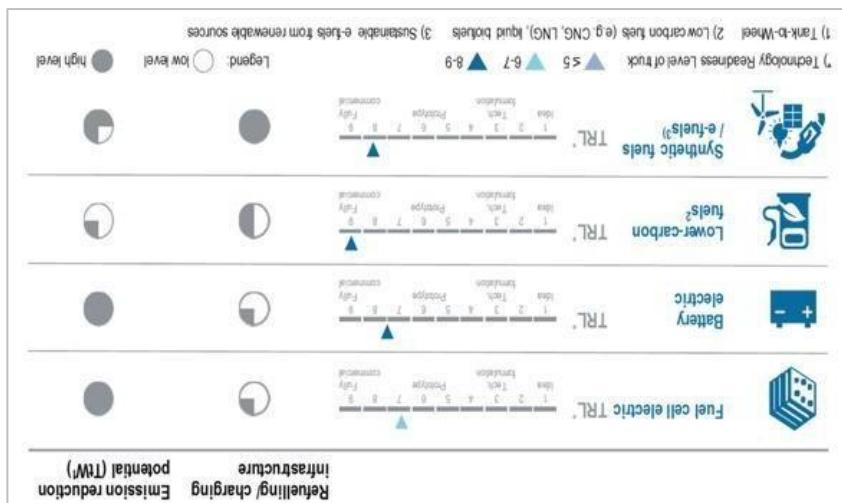
approximately 17% of fuel cell trucks sold in 2030 (approximately 59,500 units).

Starting from these assumptions, we arrive at a potential sale of • a hydrogen cost of less than 6 EUR/kg.

- Large-scale production of FC trucks

From a TCO perspective, heavy trucks have the potential to become cost-competitive as early as 2027-30 if production volumes increase rapidly. The prerequisites are:

Figure 4.16 – Comparison of population system technologies for HDT [11]



- Technology Readiness Level (TRL) of each technology identified on a scale from concept to full commercial use;
- Availability of refuelling and charging infrastructure;
- Potential reduction of emissions from tank-to-wheel (TW);

Figure 4.16 compares alternative population technology options for the HDT sector, namely hydrogen-powered vehicles (FCV), battery electric vehicles (BEV), low-carbon fuels, and e-fuels. For a comprehensive overview of the state-of-the-art technology, the comparison considers three main indicators:

developing a Total Cost of Ownership (TCO) analysis. The compensation showed that FCH applications present a very promising zero-emission alternative for long-haul operations due to their high operational flexibility and relatively short delivery times.

A recent study by the FCH JU [11] provides a comparison of alternative propulsion technologies for heavy-duty trucks (HDTs), analyzing the state-of-the-art technology and

From a technical point of view, the hybrid solution allows you to take advantage of the benefits of both technologies (batteries and FC), allowing the batteries to be used to track the load (faster and more responsive to variations in power demand) and dedicating the Fuel Cell system to covering the fixed load (thus avoiding dynamic stresses that reduce its life). The average consumption of a heavy vehicle is approximately 0.075-0.1 kgH2/km (7.5-10 kgH2 every 100 km). Assuming a storage pressure on board the vehicle of 700 bar, with a capacity with 60-80 kg tanks, ranges vary between 600 and 800 km.

For the reasons stated above, the range extender configuration currently appears to be the most economically feasible, making the final product more competitive than a purely electric (battery-only) or fully fuel cell configuration.

- less charging time needed for batteries since the Cell system ensures that the batteries do not discharge completely at the end of service; more affordable costs compared to the Total FC configuration (without batteries) due to the use of a small-sized fuel cell system and therefore less configuration (without batteries) due to the use of a small-sized fuel cell system and therefore less weight (compared to the all-Fuel Cell system to be powered); times required to refuel with hydrogen compared to those required to refuel with traditional fuels.

First, the ability to extend battery range allows for vehicles that can charge in long ranges without having to endure lengthy battery swapping times. This, in addition to temporarily rendering the vehicle impervious, also requires replacing the vehicle being charged with another capable of performing the intended service. This becomes crucial for fleet management, as it would require a larger fleet and therefore a greater financial investment. Specifically, trucks are often used for two consecutive shifts by two different drivers; for this type of application, waiting for battery-powered vehicles to recharge is not operationally feasible.

The advantages of the range extender configuration are many and concern not only the technical aspects but also the economic ones. The advantages of the range extender configuration are many and concern not only the technical aspects but also the economic ones.

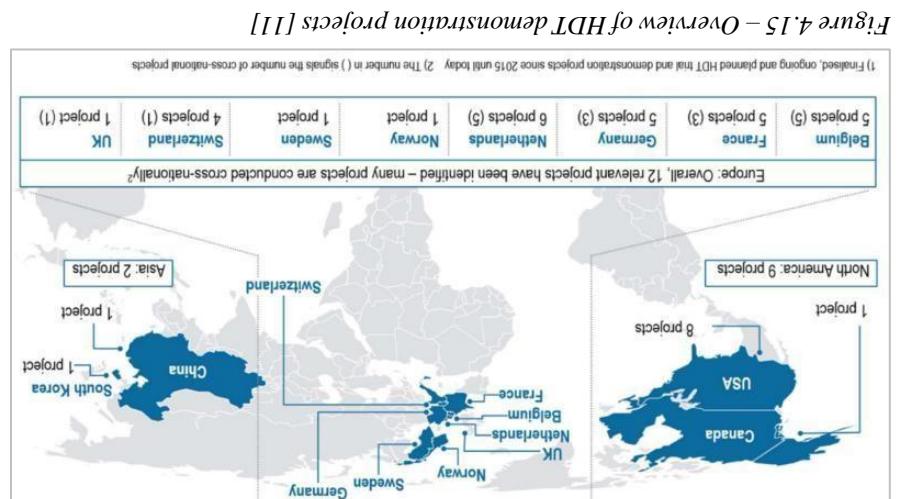
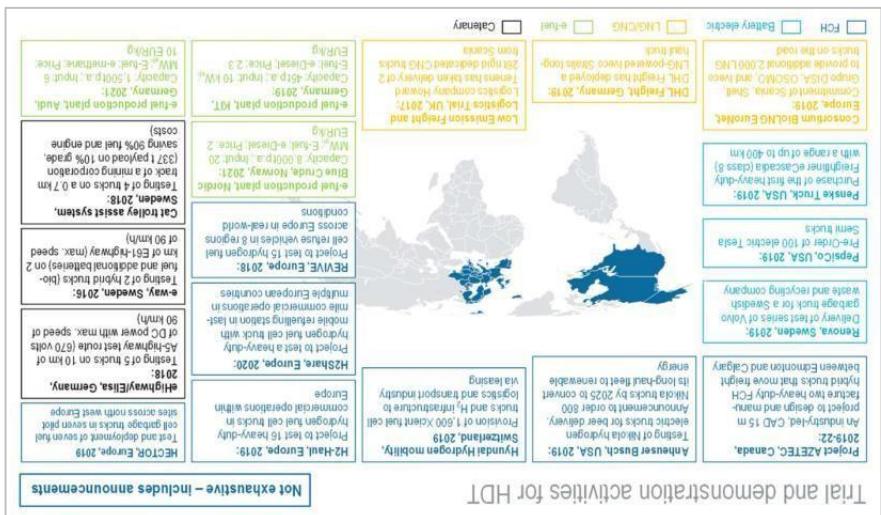


Figure 4.14 – Overview of HDT testing and demonstration activities [11]



A 2020 analysis of the market potential of fuel cells for heavy-duty vehicle applications showed that heavy-duty trucks (HDTs) represent a perfectly viable transport segment comparable with hydrogen mobility, as several projects are widely demonstrating [11, 12] (Figures 4.14 and 4.15).

mileage and shorter refueling times are key factors in paving the way for rapid adoption of hydrogen solutions. In this regard, the TCO of fuel cell trucks is expected to become competitive with diesel trucks within the next ten years, as both vehicle costs and the price of hydrogen decline.

improved uncompetitive compared to other low-carbon alternatives, its time). For example, the TCO of fuel trucks and currently Ownership - TCO) but also technical parameters (such as refuelling in this sector is not only cost competitiveness (i.e. Total Cost of biogasoline, etc.), electric motors, or LNG. Driving consumer choice vehicles, to fuels with lower carbon emissions (hydrogen, biofuels, heavy for a progressive transition from diesel fuels, now mostly used by Manufacturers (OMs) are starting to invest in alternative engines, To achieve the 2030 and 2050 targets, Original Equipment 6% of all emissions at European level.

Trucks, vans, buses and minibuses are responsible for around a quarter (25%) of CO₂ emissions from road transport and around 9% of all emissions at European level.

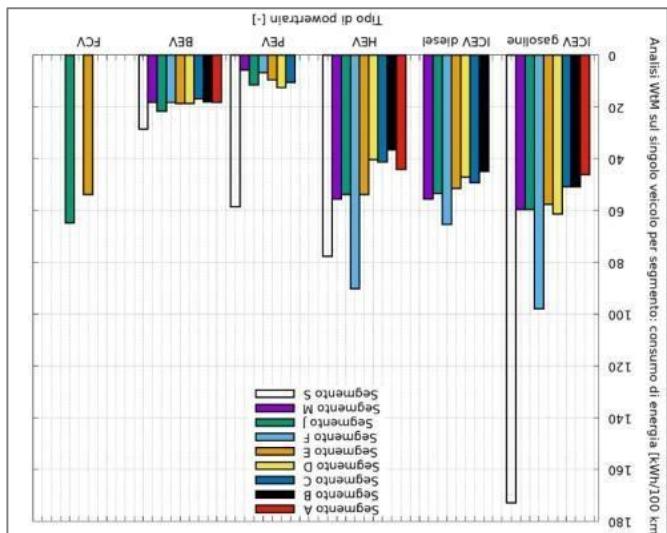
Heavy vehicles (trucks, buses, commercial vehicles)

Table 4.4 - Hydrogen to be produced to power FCEVs - Electricity consumption for the production of green and blue hydrogen

It is also possible to evaluate the amount of hydrogen needed to power FCEVs (Table 4.4), considering the production of green hydrogen and blue hydrogen.

Table 4.3 – Annual electricity consumption in different time scenarios for powertrains BEVs and FCVs (green hydrogen) – Percentage increase in electricity production compared to Italian national production in 2021

calculated on the WLTP cycle – The value zero indicates no data available [9]
 Average consumption
 WTW analysis on single vehicle by engine and segment type –
 Figure 4.14



production in 2021 in Italy, as reported in Table 4.3.
 energy requirement necessary with respect to electricity
 long-term (2050) scenarios, with the relative increase in
 the different short-term (2030), medium-term (2040) and
 electricity requirement [TWh/year] for their power supply, for
 of 12,000 km/year, it is possible to estimate the annual
 and the year (2030/2040/2050), assuming an average mileage
 Electric Vehicles (FCV) units, as a function of the segment
 importants step, based on the declared consumption and the
 underestimated compared to the real data. As a further and
 forecast of Battery Electric Vehicles (BEV) and Fuel Cell

charge the battery during the homologation test, resulting in an energy expenditure that is

Given the consumption data do not take into account the energy required to evaluate using the WLTP homologation cycle as a reference. It should be noted that for Plug-in vehicles (PHEV and PEV) these individual car segment, the total energy required to travel 100 km, which report, for each individual propulsion technology and each scenario), Figure 4.13 shows the results of the WTW analysis [8] segment by the manufacturers (and assumed to be valid for all scenarios). Given the consumption declared for each reference vehicle in the atmosphere pressure.

Very low density and therefore volumetric energy density at on-board tank of the vehicle considered in this analysis) due to its energy costs for its storage in gaseous form (at 350 or 700 bar in the Furthermore, for hydrogen, it is necessary to consider the significant production of blue hydrogen (estimated at 15-20 kWh/kgH₂) (ranging between 45 and 60 kWh/kgH₂) compared to the hydrogen involves an average energy cost more than double emitted CO₂. The technological process for producing green steam reforming using natural gas and subsequent capture of the production, and the production of blue hydrogen, produced through renewable sources, with a view to achieving zero-emission hydrogen, i.e., through the electrolysis of water using energy from not negligible. This study considered both the production of green production and on-board storage, considered in gaseous form, are however, the energy costs per unit of mass required for its charging efficiency must be considered. With regard to hydrogen, these fuel sources are mostly stored in liquid form. The situation is different for the transport and storage of electricity on board the vehicle in the battery, for which both grid losses and battery transport and for on-board energy storage to be negligible, as reasonable to consider the energy expenditures required for energy also taking into account the high efficiency, for fossil fuels it is the final conversion of energy into mechanical work at the wheels. Rather, for energy transport, for on-board energy storage, and for the energy required for the extraction or production of energy or the energy balance, thus taking into account the passive energy expenditures terms of [kWh/100 km] and according to a Well-to-Wheel (WTW) electric propulsion systems. Energy expenditure is expressed in engines, possibly hybrid or plug-in, battery-electric, and hydrogen-

systems with internal combustion is possible to compare the energy consumption of propulsion medium, and long term) and the type of propulsion system, it fleet in circulation in Italy based on the time horizon (short, Based on the information and estimated profiling of the car

Forecast of the percentage distribution of passenger vehicles in Italy by engine type up to 2050 [9]

Figure 4.12

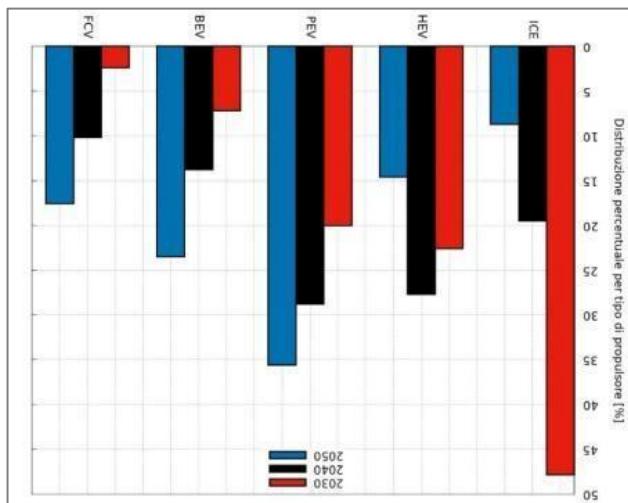
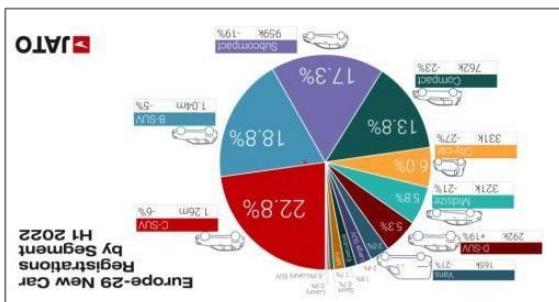


Table 4.2 - Number of vehicles by type of propulsion system and year

It was then assumed that the percentage distribution of cars among the different segments found in the European market in 2022 was considered valid for Italy, as shown in Figure 4.11 [6]. This distribution was also maintained in the three time horizons (2030, 2040 and 2050) despite some uncertainty about the future penetration of propulsion systems, in particular BEVs and FCVs, among the different segments and the possible variable constituted by new forms of mobility and private vehicle ownership (for example: rental, car sharing, etc.).

In the scenario forecasted by the European Parliament and Council referred to in Chapter 2, the European ratio based on the current regulatory provisions of the European Parliament and Council will represent an important forecast indicator that HEVs will gradually replace by intermediate stage until 2040, to then be gradually replaced by HEVs (also indicated with the acronym PEV in the graphs and tables), BEVs and FCVs (also indicated with the acronym FCV in tables),

Figure 4.11 – Distribution of car segments in the European market [6]



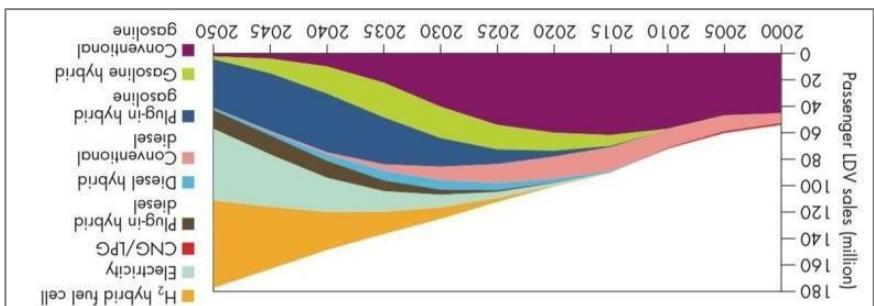
- S - Sports coupes, e.g.: Porsche 911
- M - Multi Purpose Vehicles (MPV), e.g.: Renault Scenic
- J - Sport Utility Vehicles (SUV), e.g.: Volkswagen Tiguan
- F - Luxury cars, e.g.: Mercedes S-Class
- E - Executive cars, e.g.: Audi A6
- D - Large cars, e.g.: BMW 3-Series
- C - Medium cars, e.g.: Volkswagen Golf
- B - Small cars, e.g.: Renault Clio
- A - City cars, e.g.: Fiat 500

The market penetration forecast is based on the type of propulsion system, starting from the data available in [7], have been translated into a distribution forecast divided by car segment according to the European classification:

Figure 4.10 - Percentages of presence of the different propulsion systems as a function of the forecast period



Figure 4.9 - Market penetration forecast for various types of propulsion system and energy vector [2]



The analysis was limited to the car sector, for which it is possible to rely on more homogeneous estimates between the different research centres (although with the degrees of uncertainty that are certainly present) of the market penetration in 2030, 2040 and 2050 of propulsion technologies (Figure 4.9) [2], grouped by macro-typeology in (Figure 4.10): ICE, HEV, PHEV, BEV, FCVE.

In developing short-term (2030), medium-term (2040) and long-term (2050) passenger car scenarios, it is absolutely necessary, for the purposes of evaluating additional electricity demands in Italy, to attempt to carry out a forecast estimate of the impact of the energy transition towards carbon neutral systems.

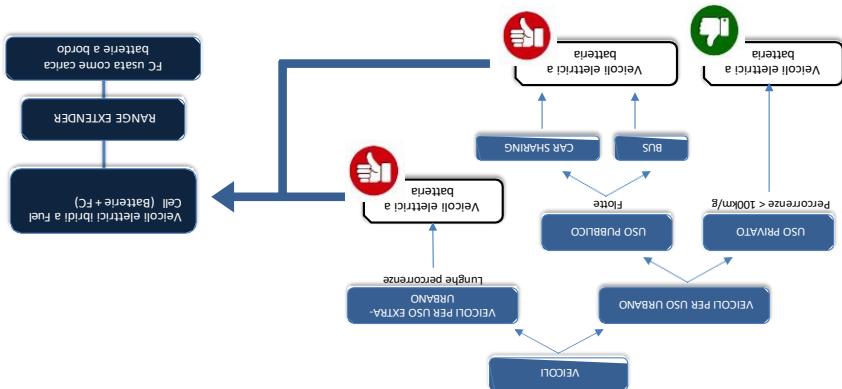
Commercial vehicles will allow for the demonstration of hydrogen's wider application, paving the way for the deployment of infrastructure that will subsequently benefit smaller vehicles.

Cars

evolving with the growing acceptance that cars may not be the most effective or economical route, at least initially, while trucks, buses, and other

As a result, hydrogen deployment in the mobility market is

Figure 4.8 – Approach methods to hybrid electric mobility

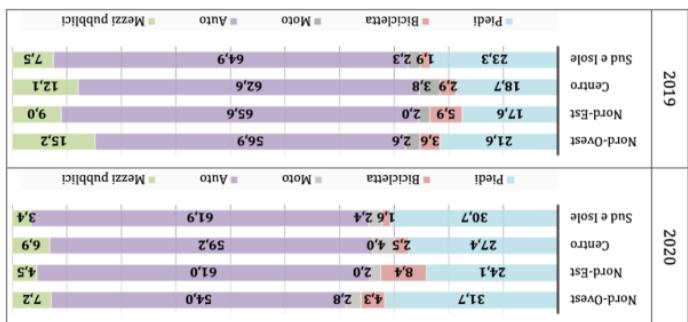


(Figure 4.8).

While the range of electric vehicles (battery-only) is well-known difficulties related to batteries and charging times require the coverage of ranges exceeding 200 km with the commercial vehicles, etc. In this case, the mission profiles over long distances, i.e. heavy goods vehicles, buses, with a mission profile defined in terms of consumption, sustainable in the context of urban mobility or light vehicles used range and time, it is no longer so if we consider vehicles used

Source: Ifsoft, "Audimob" Observatory on the mobility of Italians

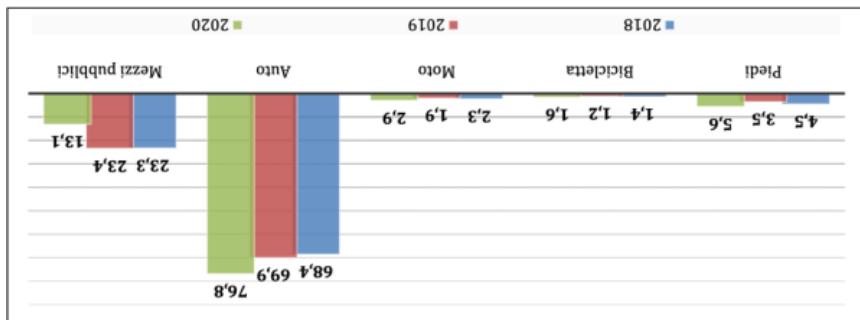
Figure 4.7 - % distribution of trips by mode of transport used and territorial districts [5]



Source: Isfor, "Audimob," Observatory on the mobility of Italians

mode used [5]

Figure 4.6 - % distribution of passengers per km according to the transport mode



Figures 4.6 and 4.7 show the percentage distribution of passengers per kilometer by transportation mode and by geographical area. The predominance of cars is evident, and this increased from 2019 to 2020, likely due to the Covid-19 pandemic, which, due to fears of contagion, led to the use of private vehicles over public transport.

Cars used for private urban use are often used for the typical home-work-home commute, which involves several hours of parking during which the vehicles, if they were electric, could be recharged, restoring full battery autonomy.

For short-range missions, i.e., ranges under 100-200 km/day, battery-electric propulsion is identified as the most suitable option for powerring light and urban transport, especially if government incentives are available to partially absorb the costs, at least until they decrease as a result of market share growth. According to the 2030 National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC), Italy is expected to reach 6 million electric cars by 2030.

Automotive sector, of vehicles powered by the technologies previously identified for the energy transition.

market penetration, in the

Based on the expected development of innovative technologies, it is possible to make forecasts of the

This openness, stemming from an amendment presented by Germany and supported by Italy, among other countries, clearly paves the way for the need to continue research on internal combustion engines not only for applications in long-range commercial vehicles but also in passenger cars, considering the use of synthetic fuel-powered engines in hybrid or plug-in hybrids powertrains. This also stems from the consideration that the internal combustion engine is currently the most technically advanced, reliable, and least expensive propulsion medium.

EU regulations, through the so-called Fit for 5% package, have introduced a 100% reduction in greenhouse gas (CO₂ed) emissions from vehicles by 2035. This means that, as previously mentioned, starting in 2035, it will no longer be possible to place cars or vans with internal combustion engines on the EU market. It should also be noted that the European Commission has established a mid-term review of the "evolution of technologies" by 2026 to assess the feasibility of the legislative targets. It is also worth noting that, within the European Council, an agreement was already reached in July 2022 among European environment ministers that provides for the possibility of considering the general market timing of internal combustion-powered vehicles. The Fit for 5% objectives without precluding or excluding any by climate-neutral fuels, i.e., capable of meeting the Fit for 55% objectives for the reduction of greenhouse gases.

Figure 4.5 - National CO₂ emissions in 2019 by vehicle category [3]

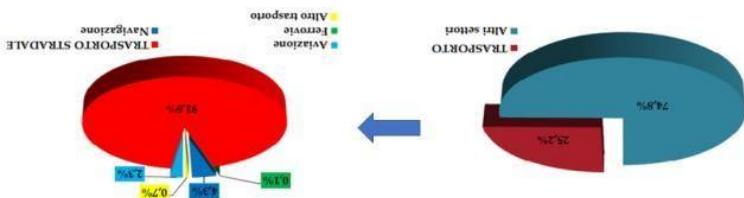


immediacy. Looking at CO₂ emissions for each road vehicle category in 2019 (Figure 4.5), it is clear that the largest percentage is due to passenger cars (68.7%), followed by heavy commercial vehicles (15.4%) and light commercial vehicles (10%). Hence the need to incentivize public (bus, tram, etc.) and shared (car/bike/scooter-sharing) passenger transport modes, as well as to strengthen incentives for electric vehicles.

MT of goods per km were transported by road, rising to 133,265 Mt in 2020, with an increase of 14.1%, higher than the average recorded in the same period in the European Union, which was 117.7% [4].

These data are indicative of how road transport (passengers and goods) remains the main mode of transport in Italy. From a laboration by the Observatory on Sustainable Mobility on the basis of Eurostat data, it was found that in 2015 in Italy 116,820 Mt of goods per km were transported by road, rising to 133,265 Mt in 2020, with an increase of 14.1%, higher than the average recorded in the same period in the European Union, which was 117.7% [4].

Figure 4.4 - National CO₂ emissions in 2019 and CO₂ emissions from the transport sector [3]



In 2019 the transport sector and was responsible for 25.2% of total national CO₂ emissions in Italy, and 92.6% of emissions came from road transport (Figure 4.4).

4.1 Road transport

- Road transport
- Rail transport
- Maritime transport
- Air transport.

- Heavy vehicles
- Cars

- Road transport

The following will be briefly discussed below:

and sometimes complementary.

It follows that, depending on the area being considered and the specific application, the technical solutions will be different

hydrogen refuelling stations).

(charging stations for electric vehicles and linked to the availability of infrastructure 2) technological maturity, which is also closely

the means of transport and 1) the autonomy required by the mission of using

energy strategies developed so far, it is possible to identify the factors that will influence the progress of the decarbonisation process in mobility, which are essentially two:

Based on the forecasts outlined by the various scenarios and bifuel-based use is expected after 2030. It can be predicted today that by 2040, electricity will become the dominant fuel in the sector. Road transport, especially for short-distance transport (urban vehicles). Hydrogen-powered vehicles (FCVs) are favored for long-distance transport (freight vehicles, buses, etc.). As for aviation and shipping, where the possibilities for using electricity and hydrogen, where the possibilities for using

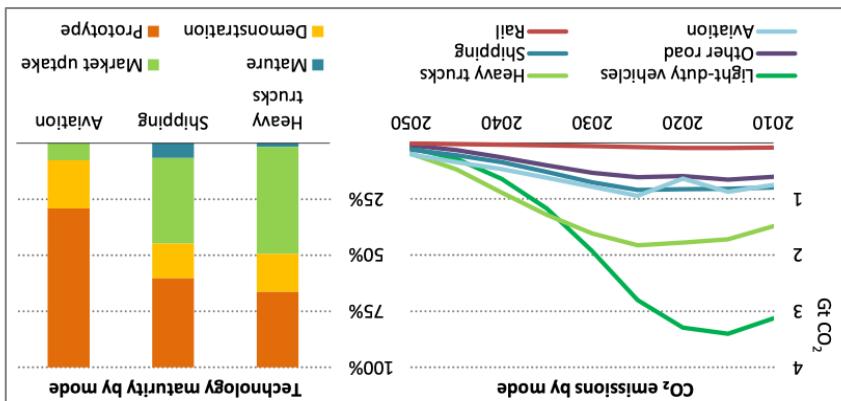
action to stimulate infrastructure investment and incentivize hydrogen-based fuels). These changes require significant blending and the direct use of low-carbon fuels (bifuels and consumer adoption.

shift to fuel

Decarbonizing the transport sector essentially depends on two major technological transitions: the shift to electric mobility (electric vehicles [EVs] and fuel cell electric vehicles [FCEVs]) and the

Global CO₂ emissions from transport and CO₂ reductions to 2050 by technology readiness in the NZE scenario [2]

Figure 4.3



Emissions from heavy-duty vehicles, shipping and aviation will almost cease by 2040, followed by cars, vans and railways. CO₂ by emisions from two- and three-wheeled vehicles will decrease by an average of 6% per year between 2020 and 2050, but overall will still amount to more than 0.5 Gt CO₂ by 2050. This reflects the fact that many of the technologies needed to reduce CO₂ emissions from long-distance transport are currently under development and will not begin to gain a foothold in the market until the next decade (Figure 4.3).

As previously mentioned, means of transport react differently to the decarbonisation process depending on their technological maturity, which varies significantly from one sector to another.

Following the overview above, we will now focus on the transport sector, analysing the current situation and evaluating possible projections for 2030-2040-2050 in the various sectors.

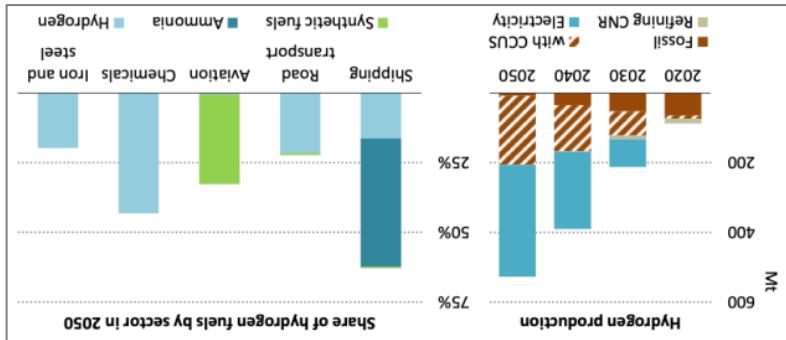
An alternative to production could be represented by importing hydrogen domestically may be cheaper than producing hydrogen depending on each country's circumstances. This means that, depending on each country's circumstances, density and can add to its production price about 1-USD/3/kg. distances is difficult and expensive due to its low energy imports, although transporting hydrogen over long distances is alternative to production could be represented by importing it.

- 1.2 USD/kg in 2050 from natural gas with CCUS;
- 1.5-3.5 USD/kg in 2030, 1-2.5 USD/kg in 2050 from electrolysis and renewables.

According to the above forecasts, the average costs of hydrogen production will be:

Global hydrogen production by fuel and hydrogen demand by sector in the NZE[2]

Figure 3.2



- 17-20% will be used in gas-fired power plants to balance growing electricity generation from solar PV and wind and to provide seasonal storage.

- Hydrogen is uniquely positioned to contribute to national environmental goals and safer and more reliable energy production, especially when produced from renewable energy sources through electrolysis. Italy's ecological transition also relies on the spread of green hydrogen, so much so that the National Recovery and Resilience Plan (NRP) is investing €3.6 billion in the hydrogen supply chain.
- In particular, hydrogen can play a dual role for the country: in the long term, until 2050, it can support the decarbonisation effort together with other low-carbon technologies, especially in "hard-to-abate" sectors (such as energy-intensive industries, oil refining), enabling the development of a national hydrogen mobility, oil refining), enabling the development of a national hydrogen economy, which is necessary to fully exploit its long-term potential.
- The "hydrogen valleys", ecosystems that include both the production and consumption of hydrogen, could represent areas for the diffusion of hydrogen to enable plannning and change, it is essential to define short-term milestones to achieve long-term objectives while facilitating an orderly transition. Figure 4.1 outlines the main milestones of the IEA's "Net Zero Emissions by 2050" (NZE) strategy to achieve the 2050 carbon neutrality goals.
- In the past, hydrogen use in the energy sector was primarily related primarily from fossil fuels and emitting nearly 900 Mt of CO₂ eq. In 2020, global hydrogen demand was approximately 90 Mt, proceeded to oil refining and the production of ammonia and methanol. In to oil refining and the production of ammonia and methanol. In the NZE scenario, hydrogen demand will increase almost sixfold, up to 530 Mt in 2050, of which:

In the NZE scenario, hydrogen demand will increase almost sixfold, up to 530 Mt in 2050, of which:

- 50% will be used in heavy industry (steel and chemical production) and in the transport sector;
- 30% will be converted into other hydrogen-based fuels (ammonia for shipping and electricity generation, synthetic methane blended into gas networks);

combustion or by powering a fuel cell. become the fuel for aircraft propulsion through direct systems, lighting, heating, and refrigeration. Only later can it

In air transport, one decarbonization option is offsetting emissions with carbon-negative activities. However, the most concrete solutions currently available for aviation are the use of sustainable aviation fuel (SAF) and hydrogen. While SAF may be a short-term solution, hydrogen-powered aircraft represent a longer-term response. Airports, like ports, can also hubs or hydrogen valleys where hydrogen, even before being stored, distributed, and used. Airports are thus becoming viewed as ecosystems where energy is efficiently produced, represented a long-term solution, hydrogen-powered aircraft may be a short-term solution, hydrogen-powered aircraft of sustainable aviation fuel (SAF) and hydrogen. While SAF of concrete solutions currently available for aviation are the use emissions with carbon-negative activities. However, the most

reducing infrastructure in ports and 2) its use on board ships. regulations capable of simplifying 1) the construction of it, in the meantime, it is supported by effective, specific competitive with fossil fuels, and hydrogen will only be used introduction policy. By 2050, ammonia will become which, however, requires planning through a gradual ports can reasonably be considered a long-term intervention, opportunity for decarbonization, while the use of hydrogen in hydrogen-based synthetic fuels (e-fuels) as the main reached competitive levels. Medium-term prospects see of alternative energy solutions in this sector has not yet methods. As previously mentioned, the technological maturity changes to port infrastructure and new service delivery The energy transition in maritime transport requires radical

a concrete and widespread reality by 2050.

The energy transition in maritime transport requires radical changes to port infrastructure and new service delivery are an effective and fairly competitive option that could lead to well-defined routes. It is therefore clear that hydrogen trains daily, given that rail transport is planned and continuous with high degree of reliability the hydrogen demand to be supplied of alternative energy solutions in this sector has not yet reached competitive levels. Medium-term prospects see of alternative energy solutions in this sector has not yet methods. As previously mentioned, the technological maturity changes to port infrastructure and new service delivery The energy transition in maritime transport requires radical

launched the "H2iseO Hydrogen Valley"

In rail transport, hydrogen trains are considered extremely competitive by many studies and scenarios, especially for currently non-electrified railway lines. In some cases, since the cost of electrification may not justify the distances and frequency of service, the use of hydrogen trains is even considered a more economic solution. At the end of 2020, Alstom

electric by 2040 and reach 40% of annual sales by 2050. Trucks, vans, buses, and minibuses have been shown to be a transport segment perfectly compatible with hydrogen mobility. It is conceivable that the trials currently underway will lay the foundations for long-range hydrogen-powered heavy-duty vehicles to become valid alternatives to other fuels (diesel, LNG,

high commercial vehicles. It should be noted that, although electric mobility (battery or fuel cell vehicles) will be the predominant mode, the recent openings of the European Commission in March 2023 towards e-fuels, if translated into regulatory acts, could allow the maintenance of intermediate combustion engines in some sectors of passenger cars and light commercial vehicles.

Regarding road transport, a distinction must be made between heavy-duty vehicles (passenger cars and light commercial vehicles) and those requiring hydrogen, hydrogen, hydrogen-powered electric vehicles (FCVs) are expected to be the leading technology for small vehicles, while hydrogen-powered electric vehicles (FCVs) are expected to become competitive for use on off-road vehicles (forklifts, forklifts, and cranes), as well as for use on agricultural and mining vehicles. By 2040, thanks to the greater range afforded by hydrogen vehicles. By 2040, the shorter refueling times compared to those required for battery charging, hydrogen-powered electric vehicles (FCVs) are expected to become more competitive and become more widespread in the passenger car and light commercial vehicle sectors. Finally, by 2050, hydrogen-powered electric vehicles (FCVs) will reach a level of competitiveness that will challenge the European Commission in March 2023 towards e-fuels, if translated into regulatory acts, could allow the maintenance of intermediate combustion engines in some sectors of passenger cars and light commercial vehicles.

2) technological maturity, which is also closely linked to the availability of infrastructure (electric vehicle charging stations and hydrogen refueling stations).

that will influence the progress of the decarbonization process in mobility: 1) the range required by the vehicle's intended use and the frequency of on-board energy recharging in relation to the capacity of the storage

Based on the above, it is possible to identify the main factors

use of biofuels and/or synthetic fuels is expected after 2030. Concentrated application impact of technologies based on the and challenging for typical mission profiles, an increasingly potential for using electricity and hydrogen is more limited and long-distance maritime transport sectors, where the transport (freight vehicles, buses, etc.). In the air transport electric vehicles (FCVs) are favored for long-distance short-distance transport (urban vehicles). Hydrogen-powered the dominant energy carrier in road transport, especially for It is currently predicted that by 2040, electricity will become

vehicle ownership costs.

consumers and end users in general, promoting a reduction in infrastructure investments and incentives their adoption by significant support measures are required to stimulate blends and fuels (biofuels, hydrogen, and low-carbon fuel vehicles [FCVs]) and the shift to the use of low-carbon fuel mobility (electric vehicles [EVs] and fuel cell hybrid electric on two major technological transitions: the shift to electric The decarbonization of transport therefore essentially depends

market before the next decade.

development and will not begin to gain a foothold on the CO₂ emissions in long-distance transport are currently under maturity and that many of the technologies needed to reduce the decarbonisation process depending on their technological dependence on their mission profile, react very differently to These projections reflect the fact that transport vehicles,

emissions in 2050 could still remain at around 330 Mt/year. challenging, and it is estimated that atmospheric CO₂ reducing CO₂ emissions is much more complex and transport. However, in the air and maritime transport sectors, help reduce carbon dioxide emissions in long-distance road more sustainable forms of freight transport, will therefore combine with behavioral changes and the introduction of sectors. New propulsion systems and low-emission fuels,

emissions by 2030 and a 90% reduction by 2050 in these transport

This framework is expected to lead to a 20% reduction in CO₂

Projection of electricity consumption in the transport sector [2]

Table 4.1

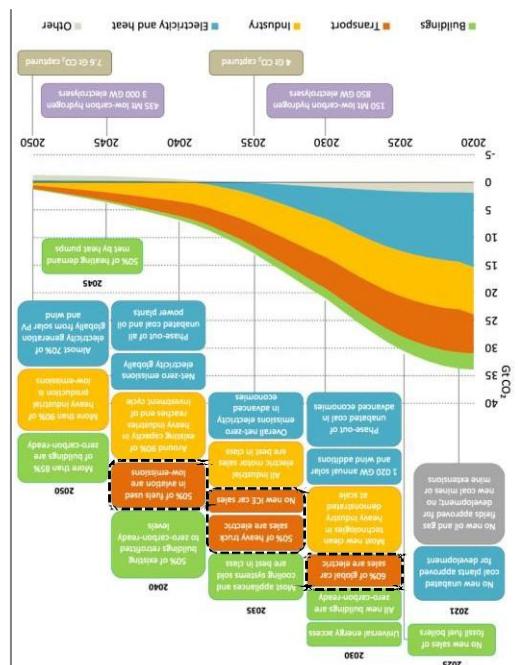
		Share of electricity in total final consumption			Sector		
		2020	2030	2050	2020	2030	2050
Transport	Share of electric vehicles in stock cars	1%	20%	86%	100%	54%	54%
	two/three-wheeler	26%	54%	100%	79%	22%	0%
	buses	2%	33%	100%	84%	22%	0%
	vans	0%	23%	100%	59%	8%	0%
	heavy trucks	0%	9%	100%	59%	9%	0%
Annually battery demand for electric vehicles (TWh)		0.16	6.6	14			

4.).

outlined in Chapter 2 above, is in line with IEA strategies (Table since the approval of the Fit for 55 environmental Policy Package, or electric. The European regulatory framework that has emerged will be electric, and by 2050, almost all trucks sold will be fuel cell according to IEA forecasts, by 2035, almost all cars sold globally will be electric, and by 2050, almost all cars sold globally

Key milestones on the path to the 2050 “zero emissions” goal [2]

Figure 4.1



4. Future prospects for the ecological transition in the transport sector
- Future prospects for the ecological transition in the transport sector focus heavily on the spread of electric mobility and the ever-increasing use of hydrogen.
- The main objectives of the IEA (International Energy Agency) strategy „Net Zero Emissions by 2050“ (NZE) to achieve the 2050 carbon neutrality targets are that [2]:
- 2030: 60% of cars sold will have to be electric
 - 2035: 50% of vehicles sold for heavy transport (trucks and buses) will have to be electric and cars with thermal propulsion (i.e. with internal combustion engines) will no longer have to be sold.
 - 2040: 50% of the fuels used for air transport must be low-emission.
 - The key milestones for electrification projected from 2020 to 2050 are linked to these objectives and are summarized, for the transport sector, in Figure 4.1.

34. Available online: <https://www.gse.it/document-site/Documenti%20GSE/Rappor t%20statistiche/Energia%20nella%20settore%20trasporti%202005-2021.pdf>
35. Available online: https://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php?title=Rene wable_energy_statistics#of_renewable_energy_used_in_transport_activities_in_2020
36. Available online: https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/pnrr_fimale_17012020.pdf

29. Italian Biogas Consortium (CIB), Elettricità Futura (EF) and MOTUS -E, coordinator Zaghini A., "The Vectors energy for sustainable mobility: state of the art and employment prospects", October 2021
 online:[https://documenti.camerali.it/leg18/dossier/test/ES062.htm?_l645283377520](http://documenti.camerali.it/leg18/dossier/test/ES062.htm?_l645283377520)
 30. Available online:<https://www.terna.it/sistema-ele>
31. Available online:[https://documenti.camerali.it/leg18/dossier/test/ES062.htm?_l645283377520](http://documenti.camerali.it/leg18/dossier/test/ES062.htm?_l645283377520)
 32. Available online:https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2022_8da7404f6e228d.pdf
33. MIMS, Sustainable Mobility and Logistics: Analysis and Strategy Directions for the Future, 2022
 online:https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2022_8da7404f6e228d.pdf

28. Available online: <https://www.greencap.com/press-releases/aca-how-to-build-a-power-to-liquid-fuel-option-for-renewable-energy/>
27. Schmidt P. et al. *Power-to-Liquids as Renewable Fuel Option for Environmental Impact*, *Prog. Energy* 4 032010, 2022
26. Graham M. et al., *Review of electrofuel feasibility—cost and environmental impact*, *Prog. Energy* 4 032010, 2022
25. Available online: https://downladtema.it/tema/Evoluzione_Rinnovabile_8d940b10.pdf
24. Available online: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036054221019009>
23. Ghandi et al. (2019), *Technical and environmental assessment of all-electric 180-passenger commercial aircraft*
https://www.h2tutu/wp-content/uploads/2019/12/Piano-Mobilità_MIMS_Decarbonizing_Transport_Scientific_Evidence_and_Policy_Proposals_2022.pdf
22. GSE Eurostat Ministry of Infrastructure and Sustainable Mobility, MIMS, *Decarbonizing Transport: Scientific Evidence and Mobility, MIMS, Decarbonizing Transport: Scientific Evidence and Sustainability*, 2022
21. Available online: https://www.h2tutu/wp-content/uploads/2019/12/Piano-Mobilità_MIMS_Decarbonizing_Transport_Scientific_Evidence_and_Policy_Proposals_2022.pdf
20. Available online: <https://www.citroen.it/mobile-400km-r-l.html>
19. Available online: <https://www.opendata>About-opel/opel-news/1705>
18. Available online: <https://www.mdpic.com/2075-1702/10/12/1121>
17. Available online: <https://h2tutu/en>
16. Available online: <https://mistedevs.com/news/428001/world-fastest-all-electric-rygerlektura-jerry/>
15. Available online: <https://electrek.co/2019/11/26/electric-jerry-longest-travel-times-co2/>
- E
 984002&gclid=EAldQobCHMlg-Tvg5if-gIVFk3VC3d4wrUEAAYASAAEgLnQjD-Bw

- Online and bibliographic references*
1. Available online: https://www.tesla.com/it_it
 2. Pajicunski et al., ‘Alternative utility factor versus the SAE J2841 standard method for PHEV and BEV applications’, 2018
 3. Available online: <https://www.joyota.it/content/dam/joyota/nmsc/italy/gammaplans/scheda-tecnica.pdf>
 4. Available online: <https://press.siemens.com/globale/njfeature/highway-solutions-electrified-road-freight-transport>
 5. Available online: <https://electrecon.com/projects>
 6. Available online: <https://insideevs.it/reviews/6096672/gate-500-elettrica-capri-ridereonline>
 7. Available online: https://www.tesla.com/it_it
 8. Available online: <https://www.dacia.it/gamma/spring/autonomia-ricarica.html>
 9. Available online: <https://insideevs.it/news/612841/peugeot-e208-2023-autonomia-potenza/>
 10. Available online: <https://www.volkswagen-it/it/modello/ida3.html>
 11. Ministry of Infrastructure and Sustainable Mobility, MIMS, ‘Decarbonizing Transport: Scientific Evidence and Policy Proposals’, 2022
 12. Available online: <https://www.nikolamotor.com/tebev/>
 13. Available online: <https://www.volvotruckcenter.it/vtc/it-trucks.html?gclid=EAIAQobCHMn4WvsZefgIVIOPRC>
 14. Available online: <https://www.scatia.com/it/en/home/scatia-electric-solutions.html?cid=sep-2022>

The European Commission's move in March 2023 toward the use of zero-carbon synthetic fuels and hydrogen in thermal engines must be carefully considered and thoroughly analyzed with targeted energy analyses, given the above-mentioned potential role these energy carriers can play as one of the solutions for renewable energy storage and as a strategic element of technological diversification.

Based on the previous point, excluding cases related to specific applications (ships and aircraft that travel long distances without the possibility of frequent refueling/electric recharging), the choice of technologies based on hydrogen or synthetic fuels cannot be evaluated by taking a reference point only the efficiency and (possible) local pollution resulting from the application.

Based on the recent pandemic and the recent Ukrainian crisis have demonstrated, the dependence on a single technology and the resulting supply risks, in terms of costs and availability, of both energy and raw materials if they are not available, or not sufficiently available, within the national territory or in European Union countries (as the recent pandemic and the recent Ukrainian crisis have demonstrated).

With reference to the electrification of transport in its broadest sense, while vehicles will occur gradually, it is appropriate to foresee that the Italian and European electricity grids are able to adapt from now on, guaranteeing not only the continuity of dispatching and electric vehicle charging facilities distributed throughout the country but also adequate net installed and available power, possibly deriving from renewable plants;

With reference to hydrogen, it should be remembered that its production requires electrolysis (which, in order to achieve decarbonization, must come from renewable sources) and that the distribution and refueling infrastructure is practically non-existent in Italy;

To accelerate the transition, it is necessary to support the implementation of the identified technologies with adequate infrastructure, both with reference to the energy vector hydrogen (or other alternative fuel);

In long-distance transport, it is typical of heavy road transport, several scenarios and areas of focus remain open (high-power charging points, highway electrification, battery swapping, hydrogen, biofuels, or zero-carbon synthetic fuels) that require a convergence of European policies;

For the longer distances typical of heavy road transport, several scenarios and areas of focus remain open (high-power charging points, highway electrification, battery swapping, hydrogen, biofuels, or zero-carbon synthetic fuels) that require a convergence of European policies;

Due to the emissions reduction targets, and the related timetables, resulting from the contribution of decarbonization technologies for achieving them;

- The choice of propulsion technology is closely linked to the sector of application and the mission profile of the vehicle and must be based on elements based on the points of attention can be highlighted:

With regard to the technologies available for the energy transition, the following summary and final elements

Figure 3.11 - Consumption and percentages of energy from renewable sources detected and estimated in road transport (ketep) [7]

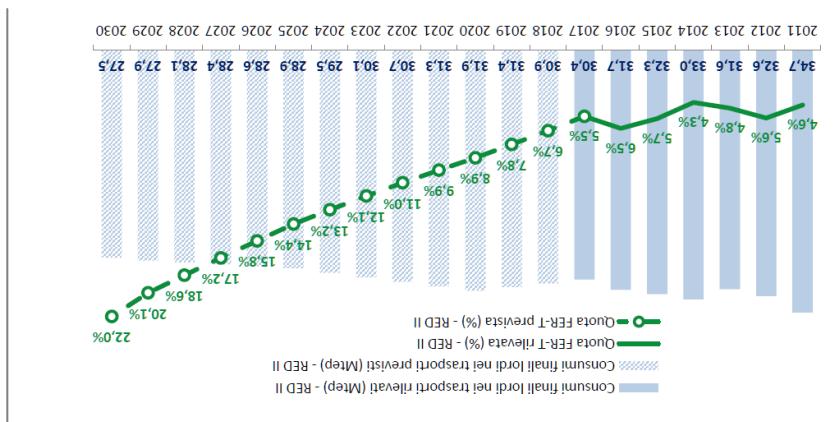


Figure 3.10 - Contribution to the reduction of final energy consumption (Mtoe) by 2030 [7]

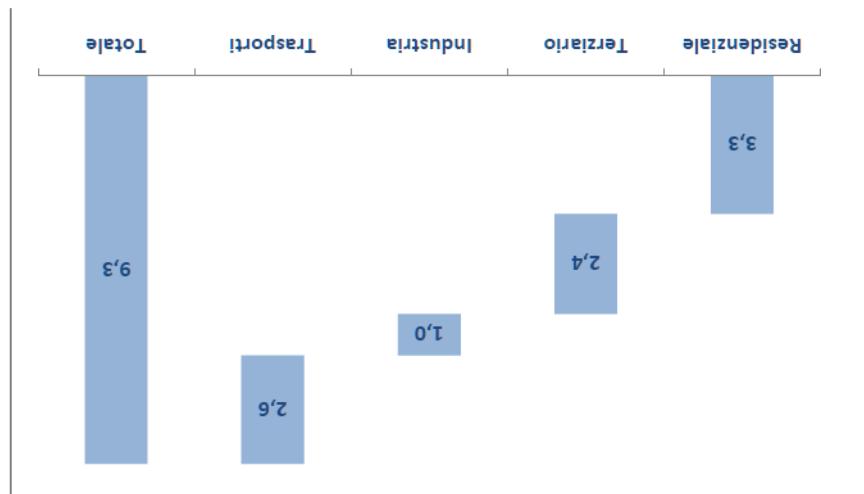


Figure 3.8 - Electricity consumption in road transport (ktep) [5]

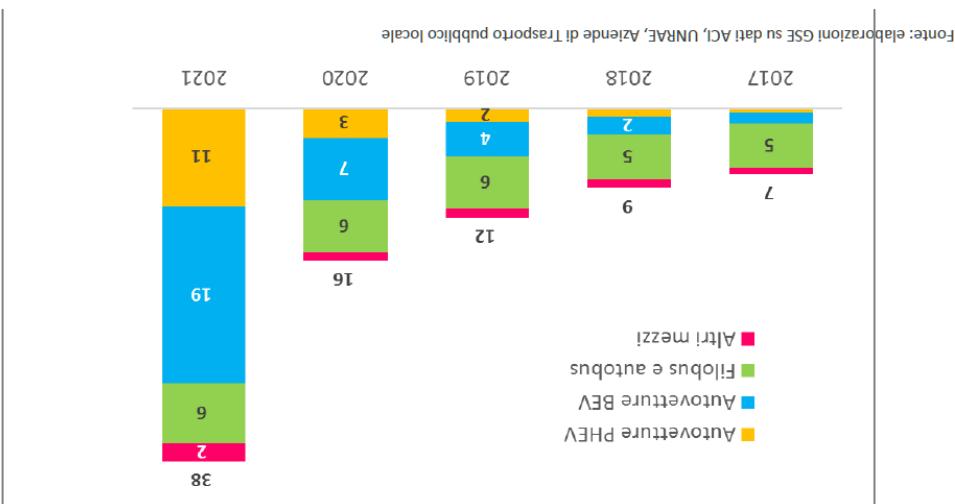


Figure 3.9 - Number of vehicles circulating in Italy (in thousands) [5]

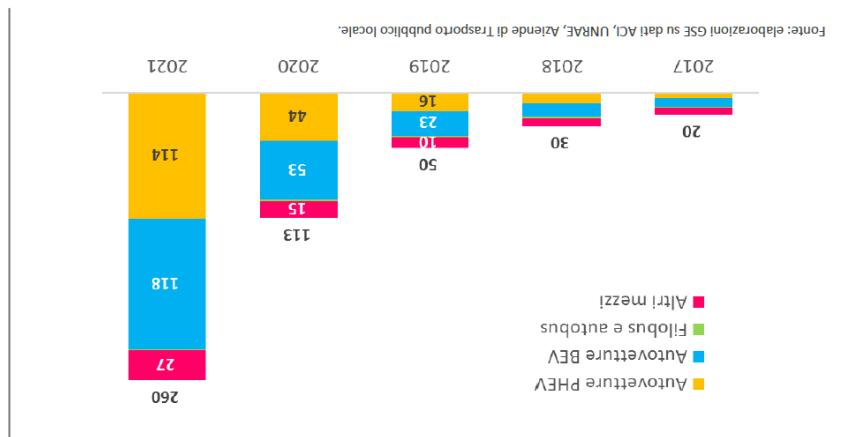


Figure 3.7 - Share of energy from renewable sources (RES) in the transport sector in the EU [6]

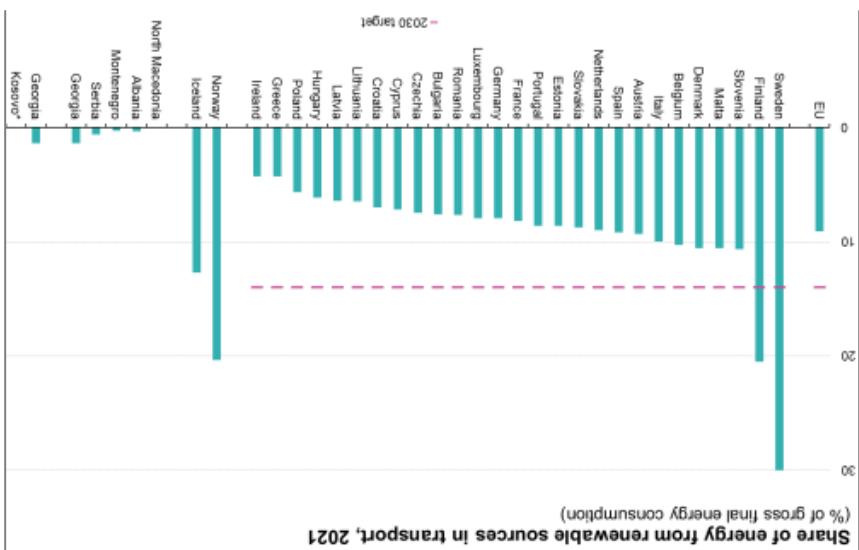
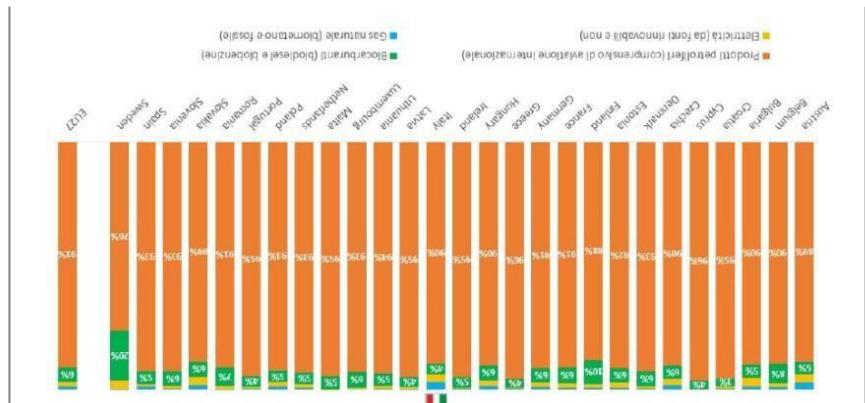


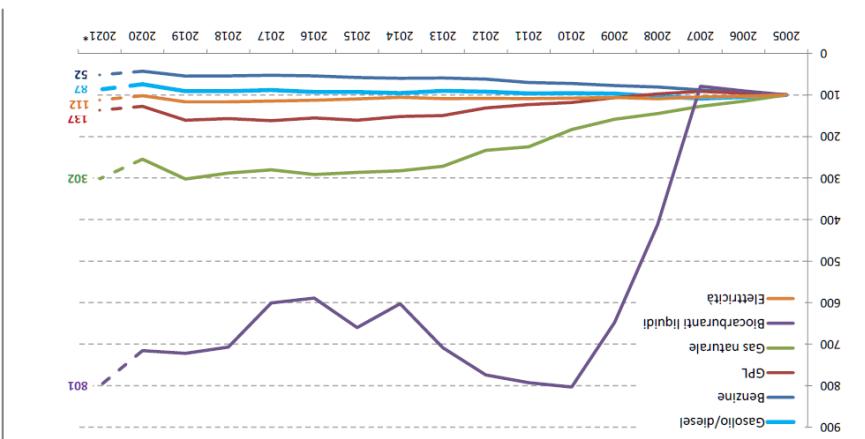
Figure 3.6: Percentage composition of total energy consumption at national level in transport in the Member States of the European Union [5]



source.

Conventional reference assumed to be 100 in the year 2005 for each energy source in Italy [5]

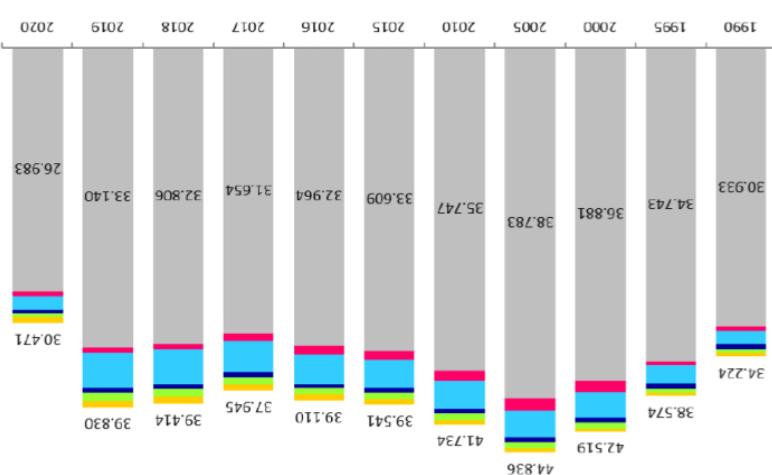
Figure 3.5: Trend in the contribution of energy sources in the transport sector



in the period 1990-2020 in Italy [5]

Trend in the contribution of individual transport sectors to energy consumption
Figure 3.4

■ Trasporti stradali ■ Navigazione interna ■ Alziazione interna ■ Trasporti ferroviari ■ Alziazione interna ■ Altro



[7].

The Italian PNIEC currently in force also foresees, with specific reference to the transport sector, a share of sectoral renewable energy equal to 22% in 2030, significantly higher than the 14% foreseen by RED II, as shown in Figure 3.10

Mtoe in the period 2021-2030 (corresponding to 2020) of the Italian PNIEC includes a minimum energy efficiency target through a reduction in energy consumption of at least 50.98 Mtoe in the period 2021-2030 (corresponding to 2020) of the updated Energy and Climate Plan (PNIEC). Pending the integration of the National Plan in the programming document called the 2030 objectives set by the Clean Energy for all Europeans Package are set out in the programming document called the 2030 programming to decarbonisation and to achieving the 2030

As previously outlined, the national perspectives for

mobility include policies.

It is very complex to forecast medium- and long-term trends in energy demand in the transport sector due to the many factors that will determine it, starting with both economic and

road transport has more than quintupled, reaching, in 2021, over 38 ktoe (around 440 GWh) (Figure 3.6).

Considering the importance of the transport sector in achieving the sustainability objectives promoted by Fit for 55, it becomes particularly useful to evaluate the composition of the electric vehicle fleet in Italy in 2021. According to the analysis carried out by the GSE [5], the growth rates of the sector between 2020 and 2021 were decidedly significant and recorded a maximum of 260% for PHEV cars. In 2021, the Italian circulating fleet included 260,000 electric vehicles (BEVs, plug-in hybrids, motorcycles, tucks, rollerbuses and buses), mainly BEVs (45%) and PHEVs (44%) [5]. Electric motorcycles and tucks constituted 10% of the total, while rollerbuses and buses 0.5% (Figure 3.5) [5]. The associated electricity consumption [5] represented only 2% of the total, but it is the one that is recording the most significant growth in fact, in the last 5 years the electricity consumption in

As can be seen in Figure 3.6, almost all Member States, with the exception of Sweden, had a contribution from petroleum products equal to or greater than 90% in 2020 [5]. Figure 3.7 (source Eurostat [6]) shows the distribution of the share of energy from renewable sources (RES) in the transport sector in Europe: in 2020 this share stood at around 10%, reaching the sector target (set at 10% for 2020). In 2004 this contribution stood at 1.6%, while in 2015 it was still limited to 6%. In 2023, the target was set to reach a share of 24% through the diffusion of electric vehicles, advanced biofuels and renewable biofuels.

With reference to the contribution of primary energy sources to meeting demand in the transport sector, the GSE analysis [5] indicates that in the period 2005-2021 there was a progressive contraction in the consumption of petroleum products (-11.4 Mtoe, for a variation of - 26%) thanks also to the efficiency of vehicles. Among fossil fuels, an increase in the consumption of liquid fuel (petroleum gas (+37%) and natural gas (+20%), thanks also to the significant contribution of biomethane. With reference to overall electricity consumption (railways, electric vehicles, trams, subways, etc.), an increase of 12% is recorded. In Figure 3.2 these variations are reported assuming a conventional reference equal to 100 (100%) in the year 2005 for each energy source.

2022. compatible with the pandemic emergency. This trend, decidedly detrimental to the sustainability of transport, appears not to have yet been fully reversed as of October.

In a more general framework, a 2020 study by the Ministry of Infrastructure and Sustainable Mobility MIMS[4] shows that Italian's demand for mobility has undergone significant changes over the last five years. Indeed, the analysis of infrastructure and Sustainable Mobility MIMS[4] shows that Italian's habits has highlighted changes determined both by mobility habits has highlighted changes determined both by the pandemic period and by changes in work methods (smart working). Light vehicle traffic on the road network (ANAS and Autostrade) underwent a significant reduction of over 80% during the first lockdown period (March-April 2020). This reduction has tended to decrease (with the exception of subsequent waves of increased infections in 2020 and 2021) to values close to pre-pandemic levels in the second quarter of 2022. Collective transport appears to have suffered a significant contraction in favor of individual road transport,

Country's total energy consumption.

With specific reference to energy demand in the transport sector, Figure 3.1 shows the trend in the contribution of individual transport sectors to Italian energy consumption from 1990 to 2020. THE GSE analysis [5], obtained by re-elaborating data from different databases, shows that in 2021 national energy consumption in the transport sector is equal to approximately 35.5 Mtoe and concentrates 31% of the

Furthermore, in all scenarios considered, both for 2030 and 2040, an increase in imported energy is expected compared to 2019 (38.1 TW_h, against the 49.0–53.7 TW_h expected in the 2019 scenario, depending on the scenario considered), with Italy remaining a net importer from neighbouring countries.

The instillation of electrolyzers is also planned, which will allow the system's excess electricity production (overgeneration) to be exploited to produce green hydrogen. Electrolyzers are another common element in all scenarios. By 2040, the capacity required for electrolyzers is expected to vary between a maximum of approximately 12 GW and a minimum of 5 GW, depending on the scenario considered.

total demand. Conventional thermal generation is expected to decline further compared to 2030.

With reference to 2030, Renewable energy generation (hydro, wind, photovoltaic, bioenergy, and geothermal) in the FF55 scenario is estimated at 239 TWh, reaching a share of 65% of total electricity demand from renewable energy sources (RES), while in the LT scenario it is estimated at a lower value of 56%. This represents an increase of 127 TWh in RES generation compared to the values recorded in 2019. This transition scenario is aligned with the connection requests received by Terna.

With reference to 2040, Renewable energy generation (hydro, wind, photovoltaic, bioenergy, and geothermal) in the FF55 scenario is estimated at 290 TWh, reaching a share of 63% of total electricity demand from renewable energy sources (RES), while in the LT scenario it is estimated at 59%. This represents an increase of 51 TWh in RES generation compared to the values recorded in 2019. This transition scenario is constructed coherently with the PNIEC and the NT Italia scenario, ..., however considering a distribution of the RES more aligned with the connection requests received by Terna.

The NT Italia scenario is constructed coherently with the PNIEC and the transition scenario is aligned with the connection requests received by Terna. The NT Italia scenario, ..., however considering a distribution of the RES more aligned with the connection requests received by Terna.

- a scenario for 2030 and 2040, called Late Transition (LT), which foresees the achievement of the European targets with a delay of several years (5-10 years). As described in [3], the Late Transition with a more marginal role.

- generation (photovoltaic equal to 22.6 GW, wind equal to 11.3 GW, hydroelectric equal to 19.2 GW). The maximum power required by the national electricity system was 55,016 MW (alternatively "approximately 55 GW"), recorded in July, 2020) for a total nominal active power of 407.1 MW.
- With reference to the trend of electricity production in the next few years in Italy up to 2030 and up to 2040, despite the complexity of the estimate, Snam and Terna have developed three different types of scenarios [3]:
- a scenario for 2030, based on the Fit for 55 (FF55). As described in [3] the Fit-For-55 (FF55) scenario with a 2030 horizon plays a particular role for the electricity system, not only because it targets the policy objectives for 2030 but above all because it hypothesizes an efficient mix of investments in network infrastructures, renewable sources, storage and new digital technologies because it hypothesizes an efficient mix of administrative constraints that could otherwise be incompatible with the main technical, economic and social objectives, storage and new digital technologies, prevent its implementation in such a short timeframe;
 - Two scenarios for 2040, both based on the Fit for 55 model, aim to achieve Net Zero by 2050. In the first, Global Ambition Italia (GA-IT), the objectives are achieved through consumption reduction, the development of renewable energy, greater penetration of electricity is assumed, resulting in the need for a greater quantity of non-programmable renewable sources, which will limit storage, and electrolyzers, which will help limit overgeneration. This scenario also uses CCS

With reference to installed capacity, the gross efficient capacity was 119.8 GW, of which 48.4% (58 GW) consisted of renewable energy

between wind, photovoltaic, geothermal, and bioenergy. Between hydropower plants, while the remaining 24.6% was split 41% came from renewable sources. Of this, 16.4% came from thermoelectric power plants using non-renewable sources, while in 2021, 59.0% of the electricity produced in Italy came from

of the requirement was covered by net imports from abroad, domestic production for a value of 277 TWh. The remaining share compared to the previous year and 86.6% of it was met by electricity was equal to 319.9 TWh, with an increase of 6.2% according to Terma data [1], in 2021 the total demand for

it is essential to first present the Italian electricity energy balance. Since electricity is the energy carrier underlying the powering of electric vehicles and the production of synthetic fuels and hydrogen,

3.3 Quantitative and qualitative variation over time in energy requirements in transport

The achievement of the 2030 scenarios, which currently characterize the objectives of most planning documents at both European and national levels, will need to be constantly monitored, also with the aim of progressively directing industrial production and users towards a global shift in perspective, with an increasingly integrated approach to sustainability.

While this contribution stood at 1.6% in 2004, it was still limited to consumption, while the target for non-biological renewable fuels is established a 2.2% share of advanced biofuels in total current has reached a 24% share through the spread of electric vehicles, advanced biofuels, and renewable biofuels. Looking ahead, in accordance with the 2030 Agenda Climate Plan, the European Union

Focusing on the transport sector, the share of energy coming from renewable sources stood at 10.2% in 2020, reaching the sector target (set at 10%).

more than doubled in the Union countries between 2004 (9.6%) and 2020 (22.1%).

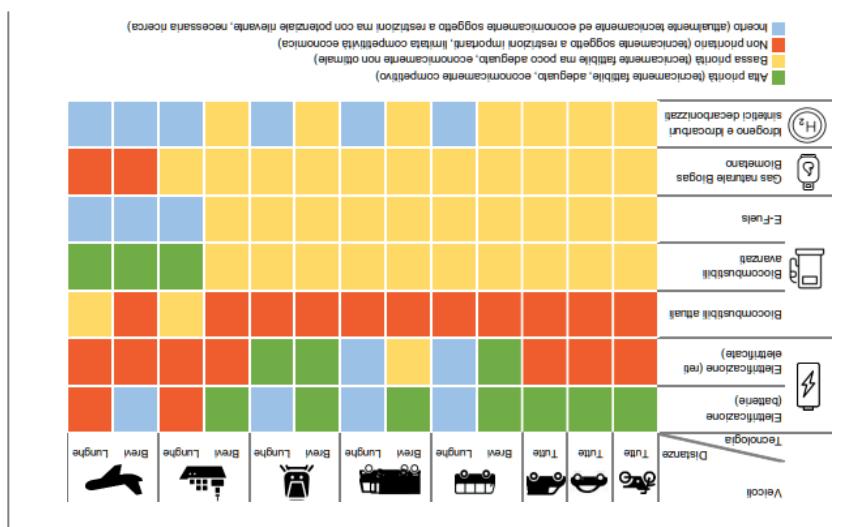
In fact, Eurostat notes that the share of renewable energy 2018/2001).

According to data provided by Eurostat and already reported in another chapter, Italy is among the Member States that have exceeded the 2020 target for electricity generation from renewable sources with a percentage of 20.4% against an assigned target of 17% (see Annex I of EU Directive policies.

The gradual penetration of renewable energy resources into the national energy landscape, which has seen a significant increase, especially in the last three years, is mainly attributable to the effects of renewable energy incentives

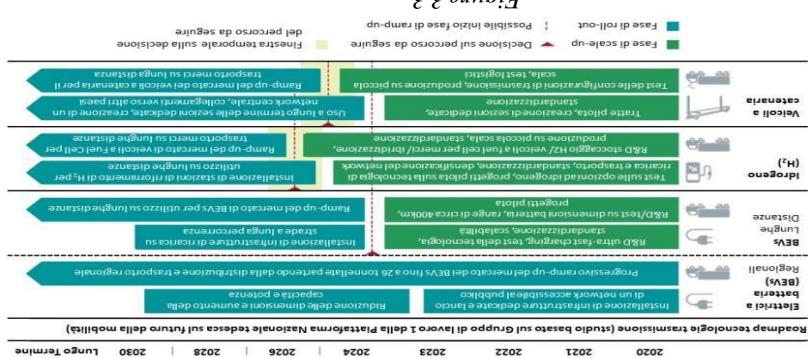
As can be seen from the discussion thus far, there has not yet been a significant shift in the transportation sector's fuel systems, which are almost entirely based on petroleum products, as reported in the statistics in the previous paragraphs. Among those described, biofuels are the main exceptions, while there is still a modest shift towards the use of resources derived from renewable sources (through the exception of electric vehicles from the electricity grid).

Table 3.5: Comparative synopsis of the priority of the different solutions driving forces in the energy transition in transport [1]



It is also considered appropriate to report in Table 3.5 the conclusions on the different priorities for the implementation of decarbonisation technologies in the transport sector:

Source: Decarbonising transport – MIMS 2022 [1].
Figure 3.3



Despite the uncertainty due to the numerous factors at play, some forecasts of evolution remain. Specifically, the following diagrams show scenarios for the correlation between demand trends and technological developments, with reference to the main alternative technologies for the transport sector by year 2030 as the horizon for the estimates (Figure 3.3).

Figure 3.2 Characteristic elements of the process of diversion towards alternative technologies in transport



The following diagram (Figure 3.2) briefly illustrates how the process of diversion towards the use of alternative vehicle propulsion technologies is closely related to aspects related to the infrastructure for distribution, as well as to the reconfiguration of the industrial system in relation to the production of the vehicles themselves.

From this perspective, it is very complex to make medium- and long-term forecasts.

The ISFORT study from October 2022, incorporated into the drafting of the text "Sustainable Mobility and Logistics: Analysis and Strategic Directions for the Future" by the MIT, revealed that Italians' mobility demand has undergone significant changes over the past five years. The analysis of mobility habits, in fact, highlighted changes driven both by the pandemic period and by changes in work delivery methods (smart working). Light vehicle traffic on the road network underwent a significant reduction during the first lockdown (March-April 2020), in the order of 80-85%, and has now virtually disappeared. Within this context, however, collective transport appears to have suffered a significant decline in favor of individual road transport.

E Costs Careful consideration must be given to the role of costs arising from both the implementation of the support infrastructure and the production, operation, maintenance, and sustainable disposal of each vehicle.

E. Costs

To effectively pursue the aforementioned objectives of reducing greenhouse gas emissions, it is appropriate that all possible technologies, at least in the analysis phase, be considered without any prior exclusions. This is both to provide a variety of solutions, avoiding dangerous dependencies resulting from the adoption of a single technology, and to allow each sector to avail itself of the technology best suited to the mission profile and the vehicle specification that characterize it.

Focusing on the environmental impact resulting from the use of these technologies, it can certainly be stated that, during the energy transition towards electricity generation entirely from carbon-neutral and renewable sources, the environmental impact on the type of primary source (renewable or fossil) from which electricity and hydrogen are produced, not to mention the environmental impact resulting from other life cycle processes (for example, the extraction of elements for battery production) or the implementation methods of a technology. As mentioned previously, for example, in Italy only about 40% of electricity comes from RES (Renewable Energy Sources). Hydrogen production is almost exclusively based on fossil fuels (approximately 95% of hydrogen is produced through steam reforming of methane), resulting in a significant environmental impact as well as high costs and significant energy losses for PHEV and FCEV vehicles will contribute to the improvement of the environment and to decarbonisation the higher the market shares of these vehicles and the higher the percentage of electricity generated from renewable sources [2].

D. Environmental Impact

appropriate to further evaluate and investigate the possible role and potential of synthetic fuels in the storage of energy produced from renewable sources.

- Vehicle-2- Grid stored in electric vehicle form in vehicle batteries with interconnection between vehicles and the electricity grid to transfer excess renewable energy shares into the batteries and, if necessary, draw energy from the same shares in order to ensure grid load balancing with respect to instantaneous electricity demand.

The increasing use of renewable sources from 2040 will lead to a significant increase in the hours of overproduction of electricity from renewable sources which could:

DRole in storage capacity to support renewable energy production

In the context of the energy transition, plug-in hybrid vehicles represent, in various transport sectors (road and maritime in particular), an interesting bridging technology that can enable a progressive shift towards the electrification of propulsion, with benefits for the parasitic use of critical materials (in terms of cost and procurement), and the possibility of allowing the progressive adaptation of the electricity generation and distribution given the presence of the combustion engine of allowing the components (in terms of cost and procurement), and the possibility of progressive infrastructure and the charging infrastructure.

C.4. Plug-in hybrid vehicles

primary sources.

When using synthetic fuels to power thermal engines or gas turbines, the energy required to produce 1 kg of synthetic fuel is high (28-32 kWh/kg in the case of synthetic gasoline [4,5]). Synthetic fuels are obtained from the combination of hydrogen and carbon. The carbon neutral footprint of these fuels derives from the fact that the carbon comes from carbon dioxide capture processes. It is worth noting that, while it is clear that synthetic fuels represent a promising solution to decarbonization in long-distance transport applications (ships or planes), their use in the road transport sector is very often viewed with disdain due to their intrinsic characteristic of requiring an amount of energy for their production that is deemed incompatible with future production from renewable energy sources.

C.3. Vehicles powered by synthetic fuels (e-fuels)

When using synthetic fuels to power thermal engines or gas turbines, the energy required to produce 1 kg of green hydrogen is high (28-32 kWh/kg in the case of synthetic gasoline [4,5]). Synthetic fuels are obtained from the combination of hydrogen and carbon. The carbon neutral footprint of these fuels derives from the fact that the carbon comes from carbon dioxide capture processes. It is worth noting that, while it is clear that synthetic fuels represent a promising solution to decarbonization in long-distance transport applications (ships or planes), their use in the road transport sector is very often viewed with disdain due to their intrinsic characteristic of requiring an amount of energy for their production that is deemed incompatible with future production from renewable energy sources.

lighthearted weight of the hydrogen storage tank due to the required safety standards;

- f) The size and weight of the Fuel Cells are still significant (in the order of 4-5 kg/kWh) to which must be added the equally implementation of the distribution and supply infrastructure throughout the national territory;

- a) For hydrogen to contribute to the decarbonisation of transport, its production must be based on the use of processes (e.g. electrolysis) that use energy produced from renewable sources and that avoid greenhouse gas emissions into the environment; efficiency of the technology in the order of 35%;
- b) Fuel cell electric vehicles have an overall WtW efficiency of the technology in the order of 35%;
- c) Hydrogen, like all gaseous fuels, has a very low volumetric energy density, partially offset by its higher net calorific value (about three times greater than that of a liquid hydrocarbon such as commercial gasoline). Compared to this, 200 kWh (or bar) can currently be stored in a tank weighing 125 kg and with a volume of 260 litres. In the specific case of aviation, it should be emphasised that this high gravitational energy density would theoretically make it preferable to batteries and the current fuel (kerosene). However, even assuming storage in liquid kerosene, it is significantly heavier and larger tanks than current ones, with a clear impact on reducing payload;
- i) the effective gravimetric energy density is significantly reduced due to the weight of the required tank; ii) the specific design of the distribution infrastructure and propulsion systems is required to take into account the ignition energy of such mixtures;
- j) the effective gravimetric energy density is significantly reduced due to the weight of the required tank, compared to kerosene at 25°C, it is important to remember that, compared to kerosene;
- d) Specific design of the distribution infrastructure and propulsion systems is required to take into account the ignition energy of such mixtures;
- e) It is necessary to foresee a widespread forms flammable mixtures with oxygen and the low taken due to the greater ease with which hydrogen seals, and the necessary safety adjustments to be made to materials, the necessary adjustments to be made to hydrogen (e.g., the embrittlement effects of hydrogen specific chemical and physical characteristics of propulsions systems is required to take into account the ignition energy of such mixtures);

When using hydrogen as a fuel in vehicles equipped with fuel cells or internal combustion engines, the following elements must be considered:

C2 Hydrogen vehicles

costs.

EU, creating potential supply risks or procurement
geographical areas outside not only Italy but also the
and whose availability could be limited to a few
to be substantially increased to meet future demand
batteries, whose current production levels will have
(f) the possibility of sourcing the materials used for

storage capacity.

charged to a level above 85% of its maximum nominal
charging (i.e., above 50 kW), and if the battery is
frequently charging, especially with high-power
charge (and discharge) cycles, which decreases with
unknown. Batteries tolerate a maximum number of
their factory specifications remains a major
e) Battery lifespan: How long batteries can maintain

[3];

CO, C₂H₄, H₂S) due to the high reactivity of lithium
combustion, explosion or a leak of toxic gases (e.g.
500 discharge cycles at 55°C), but can also lead to
(some studies have recorded a 70% decrease after
is too high not only reduces the battery capacity
capacity and power output, while a temperature that
resistance and consequently a reduction in energy
low (e.g. T<10°C) determines an increase in internal
conditions of the battery: a temperature that is too
d) dependence of autonomy on the operating thermal

required frequency during the vehicle's mission [2].
therefore in cases where battery charging cannot occur at the
distance transport, especially for ships and/or aircraft, and
limitation emerges markedly in applications relating to long-
comprise between battery storage capacity and weight. This
fact, is reduced due to the lower energy density, which forces a
based electrification in aviation and maritime transport. Range, in
represents one of the major obstacles to the application of battery-
3,500 Wh/kg. The current energy density of batteries also

noted that, due to the higher **WW (Wheel-to-Wheels)** efficiency of electric vehicles compared to vehicles with internal combustion engines, the actual energy density of hydrocarbons is approximately 2,500-

The application of electric vehicles (BEVs) in the various sectors of large-scale transport is linked, in particular, to:

- a) development of electricity generation and transmission infrastructure and charging stations throughout Italy and Europe. When evaluating
- b) battery charging time, currently very long in demand;
- c) volumetric and gravimetric energy density of batteries, which are currently much lower than that of liquid hydrocarbons and synthetic fuels. Batteries have gravimetric energy densities ranging from 100 to 250 Wh/kg, compared to the theoretical 11,500 Wh/kg of hydrocarbons (gasoline and diesel). It should be

C.1 Electric Vehicles

to be applied. Obviously, the costs and investments associated with their introduction should not be overlooked, which can constitute an initial barrier to the technology's diffusion and require targeted incentive policies.

expected for reasons strictly related to the specific sector in which they are scale availability of supporting infrastructure or raw materials, and reasons related to their state of development, including the large-

Different technologies may be more or less mature, both for C. Maturity and availability of technologies

internal combustion or hybrid engines).

transport sector (for applications on vehicles with

possibly, if there are regulatory changes, in the road

with internal combustion or hybrid engines) and

in the maritime sector (for applications on vessels

on aircraft with jet or internal combustion engines) and

3. **Synthetic fuels**, in the aviation sector (for applications

combustion engine is powered by hydrogen.

or PHEV vehicles in cases where the internal

2. **Hydrogen**, for Fuel Cell vehicles and also for HEV

production,

and renewable sources) require electricity for their

PHEV vehicles with a view to using carbon-neutral

power the internal combustion engines in HEV and

taking into account that synthetic fuels (necessary to

1. **Electricity**, for BEV, PHEV and HEV vehicles,

actually absorbs electrical energy:

remembering that the production of hydrogen (or synthetic fuels)

interest for the energy transition can essentially be three,

for §5, the energy vectors used to power the propulsion systems of

Taking into account the European regulatory framework of the Fit

B. **Type of energy carrier**

interest [1].

liquefied natural gas or synthetic fuels are considered to be of

therefore, propulsion technologies based on hydrogen, biofuels,

appear to be applicable in the near future. In these sectors,

where direct electrification is not currently applicable nor does it

transport sector, both in the maritime and aeronautical fields,

The scenario is clearer in the long- and very long-distance

engines).

in all possible forms (FCVs (zero local emissions) and combustion

addressed for the implementation of hydrogen propulsion systems,

be noted that, as will be shown, several key points need to be

gasous and/or solid polluting emissions during operation. It should

considered in all transport sectors, as can propulsion with a combustion engine powered by hydrogen or synthetic fuel, even if the latter generates

It is also clear that fuel cell electric vehicles (FCEVs) can benefit countries.

For the longer distances typical of heavy road transport, from an energy efficiency perspective, the direct electrification (BEV) solution would certainly be attractive, but several scenarios and points of attention remain open regarding both the technology and its impact on the vehicle (weight and size) and, above all, the infrastructural aspect (spread of high-power charging points, electrification of motorways, battery swap stations)). With respect to which a rapid alignment of European policies is required due to the nature of the mission profiles characterised by long journeys across multiple vehicles in the market..

With reference to electric vehicles (BEVs), considering the sector imposed by the various legislative provisions, mix of primary sources currently used for electricity generation, which also includes renewable sources (in Italy, the contribution of renewables to total electricity production is approximately 40% of the total), their adoption immediately allows for a reduction in CO₂ emissions. European objectives also require specific support through policies that allow for their gradual and complete market penetration in order to overcome the current barriers constituted by both the inadequacy of the dispatch and charging infrastructure and the high total cost of ownership, now also determined by the low level of penetration of these

the scenario described above can be considered as a decision-making process for the selection of the best alternative among the available options. The proposed model can be used to evaluate different policy scenarios and identify the most effective measures to reduce greenhouse gas emissions from road transport.

A. Objectives of the European Union

3.2.3 Points of attention in the implementation of technologies To better evaluate the possibility of applying the aforementioned technologies to the various transport sectors and the implementation times, it is advisable to consider the following aspects:

Table 3.4

Tubo gas	A combustione per aviazione (Vehicule)	Combustione di idrogeno o e-fuel per aviazione (Cherosene)	Assentri solo con uso di gasolio: presente.
FCV (Fuel Cell Vehicle)	Elettrico	idrogeno S1 Capacità limitata (2-3 kWh 50-55% in architettura tridimensionale metà auto) ad alimentata solo batterie)	Assentri Gasolio: assente
BEV (Battery Electric Vehicle)	Elettrico	idrogeno 70-80% Capacità variabile da 50 kWh a 5 MWh kWh in funzione del stato (utile, animo, area) e recaricabile dalla rete	Assentri Gasolio: assente
PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle)	Elettrico (Prevalente) ed idrogeno (biocombustibile)	idrogeno elettrica del settore, e ricaricabile dalla (funzione di uso)	Assentri solo con uso di idrogeno Gasolio: presente
HEV (Hybrid Electric vehicle)	A combustione (Prevalente) ed idrogeno (biocombustibile)	Combustibile (fossile o idrogeno o e-fuel o biocombustibile) superiore di un 10% al valore del motore termico Capacità limitata (max 0,9 KWh utile auto) e alimentata in fase generativa in fase regenerativa Assentri solo con uso di idrogeno Gasolio: presente	Assentri solo con uso di idrogeno Gasolio: presente
Motore Termico	A combustione Combustibile (fossile o idrogeno o e-fuel o biocombustibile)	idrogeno Autocarri: 20-38% Navi: 40-50% per nave Capacità limitata (max 2- 3 KWh utile auto ed alimentata in fase generativa in fase regenerativa Assentri solo con uso di idrogeno Gasolio: presente	Assentri solo con uso di idrogeno Gasolio: presente

Table 3.4 provides a comparison of the technologies available for the energy transition.

renewable energy sources.

On the basis of European guidelines and policies, in order to proceed with the progressive elimination of fossil fuels as an energy carrier, on the basis of the principle of technological neutrality and the evaluation of carbon dioxide emissions as towards decarbonization of vehicles, as anticipated, is a necessary step towards reducing and neutralizing carbon dioxide emissions and emissions of gaseous and solid pollutants.

use are related to the complexity of the liquidation/regassification processes and the lack of a widespread distribution network.

3.2.2. Technologies

Application aspects (advantages and disadvantages). One of the most significant application aspects is the potential for use across all sectors, with high performance in terms of power and autonomy, and a compact footprint. The major challenges and obstacles to widespread

Field of applications As already described, the optimal field of use of LNG is essentially that of freight transport, but the Italian maritime industry will also be able to meet the demand for LNG-powered, or "LNG-Ready", ships, which allow for the gradual transition from a "dual-fuel" phase to the exclusive use of LNG, guaranteeing the operational flexibility necessary to allow the economic and financial sustainability of the liquid methane solution also with a view to complying with the emission limits set by the International Maritime Organization (IMO)..

LNG-powered vehicles. LNG is becoming increasingly widespread for road vehicles used for freight transport. At the beginning of 2021, there were approximately 3,000 LNG-powered vehicles in circulation in Italy, out of a total of 20,000 in Europe [8]. Furthermore, according to the same source, the infrastructure network has grown exponentially, going from the first LNG refilling station in 2014 to approximately 100 in operation. A recent simulation model developed by Ivecos CSST and relating to journeys with LNG vehicles has highlighted a potential market for transport with LNG vehicles of approximately 76,000 trips/day (equivalent to a quarter of the total). Of these, over 50,000 are bidirectional journeys of the total), through the deployment of bio-LNG vehicles is desirable, through the development of biogas networks, a shift to liquefied biomethane is programmable terms, a shift to liquefied biomethane is and liquefied biomethane will be used for the transport sector.

In programming terms, a shift to liquefied biomethane is desirable, through the deployment of bio-LNG vehicles is interurban public transport and especially for heavy goods transport. With regard to public transport, the possibilities of "integrating" production directly from waste sorting and a fleet of vehicles powered by "self-produced" biomethane are extremely interesting. The shift, for certain types of vehicles, could be positively impacted by ad hoc policies such as the application of discount motorway tolls for "green" heavy goods vehicles (e.g., a 30% discount granted to LNG-powered vehicles (e.g., a 30% discount granted to LNG-).

generated by the agricultural sector in the order of 30%.

Vehicles powered by methane gas (CNG). Methane fuel is very widespread in the automotive sector and has seen significant development in the period 2010-2019, thanks to government incentive policies, environmental benefits, and the greater availability of new models from car manufacturers. In Italy, these factors [8] have contributed to bringing the methane-powered fleet in circulation to almost one million vehicles even if, for reasons related to vehicle autonomy, the engines are often of the bivalent methane-petrol type.

Field of application. A large part of the use of CNG concerns the "alternative" fueling of vehicles already in circulation. Currently, the Italian car fleet, equal to approximately 40 million vehicles, is composed of 32% cars from Euro 0 to Euro 3, and a good 57% are limited to petrol and diesel vehicles.

Application aspects (advantages and disadvantages). Given that, for a biomethane also represents an opportunity in the agricultural sector, as it is a biofuel that can be produced directly on farms. The agriculture sector also has the potential to reuse livestock effluents, byproducts, and supplementary crops.

of the existing legislative protection of biomethane system is desirable, especially at the community level, the use of methane in the automotive sector already allows a reduction in CO₂ emissions in the order of 20-25%: compared to the reference fossil fuel. This results in a reduction in biomethane generates savings in CO₂ emissions of at least 65% climate-altering emissions of around 95%, which, under certain conditions and production matrices, can reach carbon negative levels. The reduction in CO₂ emissions varies according to the production matrices [8]. Biomethane fueling also reduces emissions in terms of nitrogen oxide (NO_x) and eliminates particulate matter (PM10). According to some estimates by the CIB - Italian Biogas Consortium, an increase in biomethane production up to 6.5 billion Sm³ would lead to a reduction in emissions

One of the aspects that put a brake on development remains linked to the high cost due to low production: in 2019, the IEA International Energy Agency estimated that 70 Mtoe of hydrogen was produced globally using 275 Mtoe (Megatonne of Oil Equivalent) of energy, 2% of global primary energy demand [8]. Approximately two-thirds of hydrogen is produced through reforming processes using natural gas and therefore with considerable impacts in terms of CO₂ emissions. Renewable hydrogen produced through electrolysis with electricity from renewable energy plants will be the fuel of the future.

To overcome storage issues, production via electrolyzers is particularly suitable and brings significant benefits to the electricity system. It allows for the integration of renewable energy sources, which are difficult to connect to transmission networks, but requires large spaces which, according to some recent developments, could be created near road safety zones.

FCEVs do not produce CO₂ emissions or other pollutants (NO_x, SO_x) that are hazardous to health, and, although not to a significant extent, they do have beneficial effects on the intake air for vehicle operation. However, from an energy efficiency perspective, particularly for "lightweight" vehicles, hydrogen produced with electricity suffers from a loss of efficiency related to the energy conversion process (from electricity to hydrogen), its storage, vehicle refueling (with the related compression process), and finally the energy conversion from an FCEV's hydrogen to electricity). Regarding the efficiency used, FCEVs have an efficiency of approximately 30%, compared to the efficiency of an electric vehicle of around 75-80%.

Application aspects (advantages and disadvantages). As already highlighted, the strengths of hydrogen-powered vehicles make them competitive in the so-called hard-to-abate and difficult-to-electrify sectors, such as long-distance medium/heavy duty vehicles (LDV/HDV) and rail. The advantages lie in reduced charging times (currently up to 15 times faster than ultra-fast electric charging) and are similar to those of an LNG vehicle, while offering a range of use comparable to that of internal combustion vehicles.

Hydrogen to produce synthetic fuels, methanol, or ammonia, with higher energy density.

of fuel cells and use renewable distance vessels, however, it will be necessary to increase the power emission alternative energy carrier. To enable its use on long-

Given the critical issues in road transport related to explosion and shipping, and inland waterways, hydrogen represents a low-risk, especially in confined spaces (tunnels), short-sea and overland issues in road transport related to explosion and produced by the Fire Brigade.

The critical issues related to the use of this fuel must be addressed and overcome through the indications contained in the regulations and fire risks, especially in confined spaces (tunnels), short-sea

Table 3.3. Main properties of hydrogen

Properties	Hydrogen	Comparison
Density (g/m³)	0.089 kg/m³ (0°C, 1 bar)	1/10 of natural gas
Boiling point	-252° C (-253°C, 1 bar)	90°C below LNG
Energy density (mbtu/cd, LHV)	121 MJ/kg	3x that of gasoline
Fame velocity	346 cm/s	8x methane
Ignition range	4.77% in air by volume	22°C for gasoline Ex other than methane
Autoignition temperature	895°C	22°C for gasoline
Lignin energy	0.02 MJ	1/10 of methane

Table 3.3 shows the main properties of hydrogen, compared with the characteristics of other combustible substances.

Field of application. It is foreseeable that long-distance freight transport vehicles will increasingly be powered by hydrogen.

Hydrogen-powered vehicles. The use of hydrogen in transport is particularly relevant where electrification is not possible or problematic. For example, the use of hydrogen enables integration into sections of the railway network that cannot be electrified and into heavy-duty vehicles for the transport of people and goods over long distances. Fuel Cell Electric Vehicles (FCEVs) are, in fact, not substitute solutions, but are closely related to the characteristics of the networks, so vehicles powered by electric propulsion or CNG/biofuels are preferable at the time of this edition.

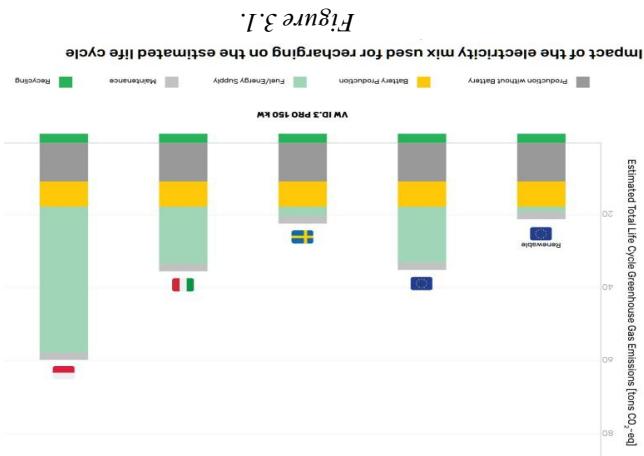
Furthermore, there is a general delay in the provision of charging infrastructure compared to the 3.3 million private charging points needed, according to some scenarios, by 2030.

Moreover, costs of battery production, despite initiatives developed in Europe to increase their production.

To achieve national energy policy objectives, an increase in the modal share of local public transport and electric sharing is key elements, but the transition to electric mobility is also associated with avoided externalities.

At the urban scale, the air pollution benefit is compounded by the reduction in noise pollution. Environmental benefits are also associated with avoided externalities.

The impact of the energy mix used for recharging on the LCA of electric vehicles – source EuroNcap



production from fossil fuels leads to an unfavorable balance in terms of LCA. In Italy, energy production from renewable sources exceeds 40% and this allows, especially for certain types of vehicles (light), a substantial advantage for electric vehicles [7-8]. The case of other countries such as Poland, where production from fossil fuels (coal) is higher, is very different (see Figure 3.1).

Application aspects (advantages and disadvantages). The main sources. It is important to note how, in some countries, energy but as previously reported, they are strongly linked to energy advantages associated with electric vehicles are environmental, advantages (advantages and disadvantages). The main refueling of passenger and cargo ships, as part of the port area in distribution infrastructure specifically designed for the prospects for naval transport are linked to significant investments shipping and aviation, is still not widespread, and development As already described, its use in various transport sectors, such as restucturing process.

In addition to passenger vehicles, particularly in urban areas and adequate charging facilities. Adoption is still limited due to the need for a large fleet of vehicles range of applications also includes public transport, although their although their high purchase price slows their adoption. A broad high commercial vehicles (LDVs) for urban transportation, for medium-range mobility, electric vehicles are also attractive for In addition to passenger vehicles, particularly in urban areas and adequate charging facilities.

Field of application. The field of application mainly concerns charging, or the use of increasingly widespread charging spaces. Thanks to the possibility of removing the batteries for home motor vehicles, but also includes bicycles, scooters, and mopeds, encouraging the diffusion and development of this technology.

The accessibility and widespread availability of electricity through consolidated and comprehensive networks and is increasingly expanding its scope. Reducing the cost of storage systems, increasing their energy density, and shortening charging times are encouraging the diffusion and development of this technology.

Electrically powered vehicles. This type of vehicle benefits from currently in use in relation to different modes of transport, starting from those described in the previous paragraph, without neglecting secondary compared to electric and hydrogen vehicles, is however the reference to some types of vehicles whose presence, although the difference in the national reality and inherent to the different technologies to the outline references [8], the general framework is reported, referring useful summary report recalled in the list of bibliographical and foreseen in the short to medium term scenarios.

In the following, also making use of the framework described in a CNG) and PHEVs have similar LCAs [7].

terms of future prospects. Overall, cars powered by natural gas moment, however, this cannot yet be fully assessed even in can positively influence the LCA of the electric car, but at the combustion engines. The recycling of electrical components can be seen that the electric vehicle is characterised by zero size and shape, but with different types of propulsion, it can road sector and aimed at comparing vehicles of different mass, For example, using some recent experiments relating to the

one of the tools for achieving this.

conducted with a holistic view of the problem, and LCA is conducted for its exploitation: each assessment must be components for its exploitation, given the dependence on the production environments of the energy source and the absolutely superior to others, given the dependence on the components. Ultimately, there is no single technology that is extraction, production, installation, and disposal of vehicle resource consumption and therefore CO₂ production for the vehicle's use is not only the emissions it generates, but also the considers the entire supply chain, from petroleum extraction and natural resource consumption. Life Cycle Analysis (LCA) to final use. This assumption means that the impact of a relevant energy source. For example, not only CO₂ emissions should be analyzed, but also the associated land developments, must include a thorough life cycle analysis of sustainability assessment, when considering future noted that, regardless of the technology used, any general overview of available technologies, it should be

3.2.1 General framework

3.2 Technologies available for the ecological transition in transport

Applications of fuel cell propulsion systems to heavy road transport [21]

Table 3.2

	Country / State	VDL	(source / reference) Hz/e	Ni-MH - CEN	Turbine / Turbomotor	(A/Port)
SINO/MAN	China	VDL	Hundal	Ni-MH - CEN	Turbine / Turbomotor	(A/Port)
(coop)						
Nazionale	Switzerland	Pace/Sassi / Belgo	Croce Sud / Switzerland	USA / UE	Gilappone / USA	
Dipontellini	In strada dal 2018	Q4-2019/Q1-2020	2020	2020-2025	2022	In strada da Q1 2019
Tagliati (PTT)	34t	27t	44t	27t	34t	36t
Autonomia	400 km	500 km	350 km	400 km	700-1200 km	482 km
Ricarica	10 min			7 min	15 min	
Potenza motore	250kW	390kW	210kW	350kW	750kW	495kW
Fuel Cell	100kW	90kW	88kW	190kW	300kW	226kW
Batteria	120kWh	56kWh	72kWh	82kWh	320kWh	122kWh
Seitzal H2	35 kg (350 bar)	33 kg	30 kg	33 kg	100 kg	55 kg (700 bar)
Consumi	7,5 - 8 kg/100 km					4,6 kg/100 km

widely used in the aviation industry due to the extremely high power-to-weight ratios they can deliver, these systems are turbines (or turbogas) and consist of a combined assembly of an axial compressor, a combustion chamber, and an axial turbine. The turbine can produce mechanical torque exclusively to drive the compressor or a propeller for propulsive thrust) and also propulsive thrust for the aircraft if a propeller is not present. The fuel used in aviation is fossil fuel, based on kerosene (the most common being Jet-A and Jet- A1), which has specific characteristics for storage in liquid form at high altitudes where extremely low temperatures (which can reach -45/-50°C) are recorded.

F.Raciation propulsion systems

In the maritime sector, it should be noted that, as reported in [2], fuel cells are beginning to show considerable potential both for propulsion purposes and for powering on-board auxiliary systems (for example to cover the so-called hotel services when the vessel is moored in port). The modular nature of fuel cells allows them to potentially adapt to different types of vessels and services.

System and the vehicle. Table 3.2 shows some examples of applications [21].

In the field of heavy road transport, the autonomy of fuel cell vehicles is generally lower than that of traditional diesel vehicles, requiring tanks with a capacity of between 30 and 100 kg of hydrogen at 350 or 700 bar, capable of guaranteeing a range varying from 350 up to approximately 1000 km depending on the configuration of the propulsion system.

With reference to light commercial vehicles, there are few Fuel Cell vehicles. As an example, we can mention: (a) Opel Vivaro-e-Hydrogen [19], which is a vehicle equipped with a 45 kW Fuel Cell. The hydrogen is stored at 700 bar in a tank that contains 4.4 kg. Refuelling takes three minutes and offers a range of up to 400 km according to the WLTP cycle. It should be noted that the propulsion system also includes a 10 kWh battery that can accumulate energy by charging from the grid. (b) similar performances are observed for the Citroën e-range; b) the Fuel Cell in the vehicle's electrical network and assist the

Comparison table of Fuel Cell applications in buses [18]
Table 3.1

Bus Model	FC-Stack	B Energy [kWh]	I Range [km]	FC Type	Storage and Pressure Level
Full cell Citybus extenders bus	0.60	243	350-400	PEM-FC	
Thunderpower hybrid fuel cell bus	0.60	26	240-320	PEM-FC	25 kPa, 35 MPa
City Class fuel cell bus	0.60	48	200	PEM-FC	1260 L
Van Hool's A330 Fuel Cell Electric Bus	0.85	36	300-350	PEM-FC	820 L, 145 kgs
Stadibus fuel cell	0.85	24	300	PEM-FC	38 kPa, 35 MPa
Urbino 12 Hydrogen	0.70	48	350	PEM-FC	37.5 kPa, 35 MPa
Cataneo Hydrogen Bus	0.60	44	400	PEM-FC	37.5 kPa, 35 MPa
Ramplift Hydrogen All Bus	1.6	80-90	170-190	PEM-FC	2 x 489 kgs, 35 MPa
Satra Hydrogen	4.5	130	350	PEM-FC	35 kPa, 35 MPa

some examples of applications [18].

in circulation with new zero-emission models. Table 3.1 shows often benefit from subsidies aimed at renewing the fleet of vehicles available in depots. Furthermore, it should be underlined that the mission profiles, which mostly manage these vehicles, very public companies, which mostly manage these vehicles, generally can be cited thanks to the fact that they operate with predetermined

In the bus sector, many examples of vehicles powered by fuel cells

travel. The second generation Mirai allows a range of up to 650 km in the WLTP cycle, with a consumption of 0.79 kg of H₂ per 100 km of electric motor capable of delivering a maximum power of 134 kW. cell capable of delivering a maximum power of 128 kW and an 5.6 kg of hydrogen (and with a volume of 142 litres), with a fuel cell capable of holding

since 2014. The second generation Mirai [3] is equipped with a tank certainly be mentioned, which has been marketing the Mirai model industrial plans. As a technological reference, Toyota must application of hydrogen fuel cell technology in their future companies (Honda, Hyundai, Toyota, Mercedes) have foreseen the

With reference to fuel cell vehicles, some of the major automotive European and Italian territory [17]. Cells of which the most promising is the SOFC (Solid Oxide Fuel Cell), fueled only by hydrogen but also by other fuels. Currently one of the reasons that limits, or conditions, their use is linked to the poor hydrogen distribution network in the diffusion is limited to the poor hydrogen distribution network in the cells. Currently not only by hydrogen but also by other types of Fuel Cells. Potentially fueled not only by hydrogen but also by other fuels. Cells of which the most promising is the SOFC (Solid Oxide Fuel Cell, fueled by hydrogen), even if there are other types of Fuel Cells. There are different types of Fuel Cells: currently the most the order of 35%, that is, much lower than that of BEV vehicles. balance, the Fuel Cell presents an overall technology efficiency of around 50-55%. Considering instead a WTW (Well-to-Wheels) a TWW (Tank-to-Wheels) basis, the fuel cell has an efficiency of the battery, the electric motor, and an electronic control system. On the hydrogen tank, the fuel cell, the inverter, the DC-DC converter, cell vehicle, in a nutshell, includes the following main components: and power auxiliary equipment. The propulsion system of a fuel electricity is then used by the electric motor to propel the vehicle produce electricity, while also generating heat and water. The stored on board the vehicle) and oxygen (taken from the air) to are effectively electric vehicles. A fuel cell combines hydrogen (also referred to as FCEVs or HFCEVs)

Some examples of heavy commercial vehicle models are given below:

- (a) **Nikola Tre** (developed by Nikola Corporation on an IVECO vehicle platform), which delivers a power of 480 kW with a range of approximately 500 km. It is equipped with six lithium-ion battery packs at 350 kW [12]; b) **Volvo FH/FM Electric**, which guarantees a total capacity of approximately 733 kWh that can be recharged at 350 kW [12].
- (c) **SCANIA** offers an electric truck equipped with six lithium-ion batteries with a storage capacity of 624 kWh and capable of guaranteeing a range varying between 250 km and 350 km depending on the weight of the vehicle (variable in the maximum ranges of 64 and 40 tons) [14].
- (d) **Nikola** Corp. (which is currently part of Nikola Corporation) offers a range of up to 300 km depending on the batteries, with a variable range of up to 60 km is achieved. Examples of this technology comparable with the vast majority of uses for these vehicles, particularly urban ones: with a small battery (up to 3 kWh), a range of approximately 40 to 60 km is achieved. Examples of widespread commercialization are particularly evident in China and Southeast Asia.

In the field of maritime transport, it is worth mentioning that electricity generation with hybrid or full solutions has been undertaken in particular in the Scandinavian countries. The low energy density of batteries limits the applicability of full electrification to short distances. In this regard, two interesting applications can be mentioned: i) the e-ferry **Elien** (introduced into service in 2019 in Denmark) covers up to 22 nautical miles and is equipped with a battery with a nominal capacity of 4.3 MWh [15]; ii) the catamaran **Rygerelktra** (with capacity for up to 300 passengers), entered into service in Norway in 2020, can cover up to 60 nautical miles and is equipped with a battery with a nominal capacity of 2.0 MWh [16].

With the current state of technology, the full electrification, however, is not a viable option on longer routes (where it is not possible to rely on recharge as frequently as required), for which it is necessary to rely on alternative fuels.

There are also applications in the heavy commercial vehicle sector where the electric propulsion system is spreading especially in Northern Europe. As reported in [11], the main limiting factors for BEV heavy transport over long distances are the following: a) the need for very high power charging infrastructure (1 MW) to allow fast refuelling and an electrical system capable of managing this power efficiently and flexibly; b) the need to contain the size of the batteries, to avoid prohibitive costs. A solution that can manage both these aspects is made possible by electrified road systems (ERS), similar to what happens for trains or the application of the battery swap concept (i.e. replacing the batteries) in service areas.

As reported in [11], the options for light commercial vehicles are completely analogous to those for passenger cars. Direct electrification also has the advantage of offering more significant savings, as these vehicles have more intensive usage profiles than cars. Further advantages can derive from the possibility of reducing local pollution emissions, especially in urban areas. Among light commercial vehicles, the following can be mentioned: Citroen Berlingo Van Full Electric, Iveco e-Daily, Nissan e-NV200, Peugeot Partner Full Electric, Piaggio Porter Electric Power. As an example of technical specifications, the Iveco e-Daily model is characterised by a power of up to 134 kW and is equipped with modular battery packs with a storage capacity of up to 111 kWh which guarantee, on the WLTP cycle, a range of 110 km depending on the version, engine and number of batteries.

battery [7]; c) Dacia Spring, with a battery pack capacity of 26.8 kWh, which allows to reach 227 km of autonomy in the WLTP cycle [8]; d) Peugeot e-208, with a 51 kWh battery with a range of up to 400 km (WLTP) [9]; e) Volkswagen ID3, which is equipped with a 58 kWh battery thanks to which it is possible to reach up to 426 km of autonomy [10].

from 600 to 634 km (WLTP) depending on the model with a 100 kWh

With reference to battery-powered electric cars, there are various models on sale. To provide an overview of BEV car technologies, some of the car models present on the market in 2022 with their salient features are cited, by way of example and not exhaustively: a Fiat 500 electric, equipped with a 42 kWh battery (37.3 in actual), offers a range varying from 200 km on the motorway to over 310 km on extra-urban routes, with an average consumption of 14.8 kWh every 100 km [6]; b) Tesla Model Y, capable of travelling up to 507 km (WLTP) with a 75 kWh battery and Tesla Model S capable of travelling 100 km [6].

active, also present in Italy [5]).

have an overall technical efficiency of the order of 70-80%.

Pure electric propulsion is spreading across almost all transport sectors where it wasn't already present and where applicable, or potentially applicable. In these vehicles, electricity is the sole energy carrier, and the storage system consists of a battery with a capacity ranging from a few dozen to a few thousand kWh depending on the application (as reported below, it ranges from 50-110 kWh for passenger cars, to 300-750 kWh for heavy-duty vehicles, up to 4,000-5,000 kWh for electric-powered ferries). The battery is charged via the electrical grid by connecting it to a power outlet or a charging station. A small fraction of the battery's storage capacity remains available for partial recovery of motive energy during deceleration/braking. The electric propulsion system configuration is relatively simple and includes (in a very concise description) a battery, an electric motor, an inverter, a DC-DC converter, and an electronic control system. The electric motor can function both as a generator and as an alternator and, for this reason, the power flow from the user (wheels/propeller), to the motor, to the battery is bi-directional. With specific reference to a conversion balance from the tank to the wheels TW (Tank-to-Wheels), it can be estimated that, for a class C car, the energy required by an electric vehicle is equal to approximately 16-18 kWh/100km and is equal to approximately 55-65 kWh/100km in the case of a hybrid vehicle with a petrol engine [3]. Considering a WTW (Well-to-Wheels) energy balance, BEV vehicles have an overall technology efficiency of the order of 70-80%.

Vehicles (not just cars) where battery charging occurs either through partial recovery of engine energy during deceleration or braking or domestic socket or a public charging station are called plug-in hybrid vehicles (PHEVs). PHEVs have a larger electric propulsion system than hybrid vehicles, but still smaller than the internal combustion engine. Specifically for cars, for example, the battery storage capacity is approximately 15-20 kWh and allows for a purely electric range of about 50-60 km, depending on the vehicle class, the season, the driving mode, and the route. Since in Italy, in line with other European countries, approximately 75% of cars travel less than 60 km per day and 90% less than 100 km [2], it is clear that Plug-In Hybrid HEV cars can be of interest for their ability to drive in exclusively electric mode on urban and metropolitan routes. The hybrid category also includes REEVs (Range Extender Electrical Vehicles), which use both electric and liquid fuel. In these vehicles, to extend their range, the combustion engine is paired in series with the electric motor, which is also included in the vehicle's performance.

When the electric propulsion system supports the combustion engine, the hybrid vehicle exclusively activates during start-up and restarting, these vehicles are called Mild Hybrid Electric Vehicles (MHEVs). In these vehicles by activating exclusively during start-up and restarting, the case of passenger the electric propulsion system is not designed to support traction, therefore, the battery is small (less than 1 kWh) in the case of passenger cars and is always and only charged during deceleration or braking.

can function as either a generator or an alternator, and therefore, the flow of power from the load (wheels/propeller) to the motor and to the battery is bidirectional. The battery is recharged during deceleration (or braking), when part of the mechanical energy that would otherwise be dissipated is converted into electrical energy. This type of vehicle can operate in purely electric mode (with a limited range and at extremely low speeds), in purely internal combustion mode, or in mixed mode, combining the two energy sources. The advantage of HEVs is that they improve the low energy efficiency of the internal combustion engine, resulting in reduced CO₂ emissions. In the case of a passenger car, depending on the type of route (urban, extra-urban or mixed), this gain can be estimated to be in the order of 20% compared to a similar car, equipped solely with a petrol-powered internal combustion vehicle

Hybrid Electric Vehicles (HEV) have two engines, one thermal and one electric with very low power, as well as two energy storage systems from which they are powered: a fossil fuel tank (whose energy contributes to almost all the energy required by the vehicle mission profile) to power the thermal engine and the battery, with a storage (ranging from 1.2 to 2 kWh depending on the vehicle class and purpose (powering on-board auxiliary devices or contributing to vehicle propulsion)) to power the electric motor.

their energy conversion efficiency.

b. Hybrid vehicles (HEV, PHEV, BEV, REVER)

Hybrid propulsion is used in nearly all transportation sectors, with varying degrees of hybridization: two- and three-wheeled vehicles, passenger cars, light and heavy commercial vehicles, rail vehicles, boats and ships, and aircraft. Hybrid vehicles are designed to combine the advantages of an electric propulsion system with the flexibility and range of a combustion engine, improving

I am equipped with a fuel tank, which stores energy in chemical form, and a combustion engine. Fossil fuel (gasoline, diesel, liquefied petroleum gas) powers the combustion engine, converting its chemical energy into thermal energy, which, in turn, is converted into mechanical energy and transferred to the vehicle's drivetrain and auxiliary equipment. Internal combustion engines are used in all transport sectors: two-wheeled vehicles, passenger cars, light and heavy rail vehicles (where there are no electrified lines), ships, and aircraft. Specifically, with reference to Italian road transport, in 2021 approximately 97% of vehicles were equipped with internal combustion engines. Based on ANFTA data [1], in 2021 the Italian fleet amounted to 52.7 million vehicles and was composed as follows: 39.8 million cars, 7.2 million motorcycles, 3.7 million light commercial vehicles, 0.7 million heavy goods vehicles, 0.1 million buses, in addition to other types of vehicles.

Below we provide a brief description of the salient features of each of the technologies listed above:

the objectives of energy security, transport safety and accessibility, reduction of polluting emissions, and reduction of traffic congestion. These issues have been addressed with a harmonized approach to the needs of economic and industrial growth.

At national level, the transport sector was responsible, up until the last year before the pandemic, for approximately 25% of total greenhouse gas emissions and 30.7% of total CO₂ emissions.² Almost all of these emissions are from road transport.

When examining the propulsion systems for the energy transition in transport, the various vehicles (i.e. four-wheeled vehicles, two/three-wheeled vehicles, rail vehicles, vessels, aircraft) currently used in the transport sector can be classified as follows, based on the propulsion system they are equipped with:

A. **Vehicles with internal combustion engines - ICE**
 (Internal Combustion Engine) powered by fossil fuels (petrol, diesel, natural gas, etc.) or hydrogen;

B. **Hybrid Vehicles - HEV**(Hybrid Electric Vehicle)/MHEV
 (Mild-Hybrid Electric Vehicle)/PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle) equipped with a combustion engine and an electric motor, with the combustion engine

D. **Fuel Cell Electric Vehicles - FCEV**(Fuel Cell Electric Vehicle)
 Powered by electric current;

E. **Jet vehicles, equipped with one or more reaction turbines**
 (also called gas turbines or turbogas) powered by a specific fossil fuel (in aviation, where they are used, the fuel is kerosene-based)

The decarbonization of the transport sector is one of the objectives of the United Nations 2030 Agenda and its 17 Sustainable Development Goals (SDGs). The decarbonization of the transport sector needs.

Given the above scenario, it is very difficult to have a clear picture of future medium-term scenarios (2030): suffice it to say that the recent international climate, characterized by the crisis linked to the invasion of Ukraine, has highlighted the extreme vulnerability of the energy sector and its close dependence on global geopolitical structures. In particular, Italy's and Europe's dependence on foreign countries for the purchase of fossil fuels has highlighted profound critical issues in the transport sector as well. In accordance with the European Commission's guidelines and the RePowerEU project, the adoption of decarbonization processes is increasingly necessary both to address the climate and environmental emergency and for economic and energy needs.

The distribution of final energy consumption by transport mode in the last decade shows a prevalence of road transport with approximately 84.6%, followed by the aviation sector with 8.6%, while the railway and shipping sectors represent 2.2% and 2.6% respectively, the remaining 2.1% is represented by auxiliary transport activities, other land, sea and air transport, and other. Unlike other transport modes, road transport can use all available energy sources [22].

In general, in the transportation sector, energy consumption trends immediately rebounded, returning to previous levels. The sole exception was natural gas, which was also impacted by other factors, such as geopolitical and economic factors. The Russia-Ukraine war further altered the previous framework, particularly for natural gas.

Finally, to date, electricity's contribution to the transportation sector over the last decade can be attributed to both renewable and non-renewable sources. Renewable sources account for approximately one-third of total electricity, but are constantly growing.

consumption.

3.1 The propulsion systems currently used in the transport sector

Finally, it is extremely complex to forecast medium- and long-term trends in energy demand in the transport sector due to the multiple factors that will determine it, starting with both economic and mobility income. The national outlook for contributing to decarbonization and achieving the 2030 targets set by the Clean Energy for all Europeans Package is outlined in the policy document called the National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC).

It is also necessary to pay attention to any critical issues arising from the dependence on a single technology and the resulting supply risks, in terms of costs and availability, of both energy and raw materials if these are not available, or insufficiently available, within the national territory or in recent Ukrainian crisis have demonstrated).

Euroean Union countries (as the recent Pandemic and the recent Ukrainian crisis have demonstrated). It is also worth considering, as noted above, and as a strategic element of solutions, the role these energy carriers can play in renewable energy storage and further investigation, both in light of the potential reserves towards the use of zero-carbon synthetic fuels for powering commercial vehicle sectors must be carefully considered and internal combustion engines in the passenger car and light towards the use of zero-carbon synthetic fuels for powering European Commission's recent opening (March 2023) fuels can be used to power a combustion engine. The

sectors where these (e-fuels), and, finally, the identification of specific transport

Regardong hydrogen, it is important to remember that its production requires large quantities of electricity (which, for non-existent in Italy), and that new design standards and technologies must be adopted to ensure its safe and reliable distribution, refueling, on-board storage, and propulsion. With regard to the broader electrification of transport, while considering the fact that the penetration of new electric and hydrogen-powered vehicles will occur gradually, it is appropriate to ensure that the distribution of the energy carrier (electricity), and that this energy is produced as much as possible from renewable sources. Furthermore, the progressive increase in the percentage of pumping, a possible solution to overproduction problems could be a bimodal interconnection between battery-powered electric vehicles and the electricity grid, allowing for the transfer of electricity in both directions (to and from the vehicle battery) and thus ensuring both load balancing with respect to instantaneous electricity demand. There is also an additional chemical energy storage method equivalent to current hydrocarbons). This chemical storage method may represent one possible response to the growing demand for electricity of electricity generated from renewable sources, thanks to the characteristics of these fuels, both in terms of high energy density and high long-term storage capacity. It should also be noted that the potential applications of this option must be assessed in all their facets, including the high amount of energy required to produce one kilogram of these fuels, the level of development of production technologies, the location of production sites, the CO₂ capture and storage program of these fuels, the level of development of synthetic fuels and their properties, the level of energy required to produce them, the characteristics of these fuels, both in terms of high energy density and high long-term storage capacity. It should also be noted that the potential applications of this option must be assessed in all their facets, including the high amount of energy required to produce one kilogram of these fuels, the level of development of production technologies, the location of production sites, the CO₂ capture and storage program of these fuels, the level of development of synthetic fuels and their properties, the level of energy required to produce them, the characteristics of these fuels, both in terms of high energy density and high long-term storage capacity.

With reference to battery electric vehicles (BEVs), it is believed that reducing costs, reducing charging times, increasing battery energy density, and implementing a widespread charging or battery swap infrastructure are planned objectives, in the various transport sectors according to the planned objectives, in the various transport sectors where they are applicable, depending on the type of vehicle and its mission profile. Hydrogen-powered fuel cell electric vehicles (FCVs) have significantly shorter charging times than battery-powered electric vehicles and can be used in sectors where electrification is difficult to implement.

In long-distance and very long-distance maritime and aviation transport, the electrification of propulsion technologies currently seems impractical due to the impossibility of frequent charging for the required distances. Therefore, the use of propulsive systems based on synthetic fuels (e-fuels) appears to be the most effective solution.

With reference to heavy road transport, the technological prospects for sustainable mobility are manifold due to the autonomy requirements of these vehicles and the payload requirements to be guaranteed. In this sector, it should be noted that the adoption of innovative solutions that can accompany the energy transition towards the use of electrified vehicles, or vehicles equipped with sustainable propulsion technologies such as the installation of motorways, battery swaps (i.e., the replacement of electric infrastructure in dedicated infrastructure), or the adoption of carbon-neutral batteries in motorways, battery swaps (i.e., the replacement of some choices and the accounting into account the complexity of some choices and the risk of having vehicles with limited use within EU countries alone.

With reference to light road transport (passenger cars and light commercial vehicles), the most promising technologies for decarbonisation appear to be battery electric vehicles (BEVs) and hydrogen-powered fuel cell electric vehicles (FCEVs). Synthetic fuels, or alternative fuels (hydrogen, natural gas (CNG), LNG, biofuels, or

In the context of the energy transition in the transport sector, the available propulsion technologies include: battery electric vehicles (BEVs), hydrogen fuel cell vehicles (FCVs), hybrid vehicles (HEVs or PHEVs), and internal combustion engines (ICEs), including the related land and natural resource consumption.

The choice of the most suitable propulsion technology for the energy transition is closely linked to the sector of application and the mission profile of the vehicle under consideration. Furthermore, it must also be based on factors including: the contribution to technical neutrality, the risk of strategic dependence on the primary resources on which it is based, interaction with renewable energy production systems and, furthermore, a detailed analysis of the related life cycle (not limited to CO₂ emissions alone, but also the related life cycle) including the related land and natural resource consumption.

Based on these guidelines and regulatory provisions, it is therefore necessary to pursue actions aimed at improving traditional technologies and developing and implementing innovative technologies and developing and implementing regulations that promote more efficient modes of transport for people and goods (public transport and rail freight traffic, etc.).

Therefore, in order to improve air quality and reduce CO₂ emissions, the European Commission and the European Parliament included the Fit for 55 package of measures, which provide for the reduction of CO₂ emissions, including in the transport sector and according to specific timetables.

Within the current framework of the European Union's objectives, decarbonization of the transport sector is one of the seventeen sustainable development goals set by the United Nations 2030 Agenda. In Italy, 97% of the vehicles in circulation in 2021 were equipped with internal combustion engines powered by fossil fuels.

3. The transport system and current energy uses

- Online and bibliographic references:*
1. European Commission, Directorate-General for Mobility and Transport, EU transport in figures: statistical pocketbook 2021, Publications Office, 2021, <https://data.europa.eu/do/10.2832/27610>
 2. Available online <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:32021R1198&from=IT>
 3. Available online <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal-fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/#packagetransition>
 4. Chamber of Deputies, "Ready for 55%" (FIT for 55%) package: the revision of climate legislation, Dossier No. 58/2021
 5. Available online <https://commission.europa.eu/strategy-and-priorities-2019-2024/europe-an-energy-efficient-and-affordable-energy-strategy/>
 6. Available online https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics
 7. Available at: <https://www.eea.europa.eu/images/share-of-energy-consumption-from-renewable-and-efficiency>
 8. Available online https://www.europarl.europa.eu/docceo/document/TC1-COD-2021-0197_IT.pdf
 9. Available <https://www.consilium.europa.eu/it/press-releases/2023/03/28/alternative-fuel-infrastructure-provisional-agreements-for-more-recharging-and-refueling-stations-across-europe/>
 10. Available online https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/pinice_fimale_17012020.pdf

Barriers are typically related to social acceptance (especially for wind farms), permitting processes for large-scale plants, land use, and intermittency management (with consequent grid stability risks). The identification and sustainability of the entire renewable energy supply chain is increasingly important. Indeed, with fossil fuel deposits to the location of the raw materials needed for renewables, geopolitical pressure is shifting from the location of renewables to the industrial production of plants and components within the supply chain.

The use of renewable sources is growing in Italy and the EU. The drivers of the transition to renewables are: EU countries, over 85% of its natural gas. Furthermore, fossil fuels make up the majority of our total energy mix. In Italy's specific case, fossil fuel dependence is 81%. In short, our economic and productive system still relies predominantly on fossil fuels produced/extracted in non-EU countries. ongoing decarbonisation energy policy with established targets and operational tools available (e.g., carbon pricing, incentives for renewable sources with premiums, etc.); Leveled Cost of Electricity (LCOE) costs are decreasing for both onshore wind and photovoltaic generation.

2.3 Energy independence

(PNIEC). The National Integrated Plan for Energy and Climate (PNIEC) [10] in force in Italy is the one approved in 2020 and it is expected that its first update will be submitted to the European Commission by 30 June 2023. In particular, the PNIEC provides that for transport, priority should be given to policies for the containment of mobility needs and the increase in collective mobility, in particular to vehicle efficiency and emissions) with tools aimed at reducing the need for mobility ("avoid" measures) and the efficiency of travel ("shift" measures). For the residual need for private and freight mobility, the intention is to promote the use of alternative fuels and in particular the electric vector, increasing the share of renewables through economic and regulatory instruments, coordinated with local authorities. For further details on energy policies in the transport sector, please refer to the complete PNIEC document [10], and to the future updated text whose approval is expected in 2023.

From the presented framework, it is clear that achieving the above-mentioned carbon dioxide emission reduction targets will require: a) increasing the share of electricity and heat produced from renewable energy sources; b) investing in energy conservation and energy conversion systems with a net zero CO₂ footprint across the entire life cycle (from energy production to product disposal); c) promoting improved energy efficiency that can make new energy conversion and propulsion technologies mature and implementable on a large scale for the various transport sectors; e) taking into account aspects related to the supply chain in everythiing that can make raw materials and energy and the specificities of individual

application

To be provided based on the size of the registered vehicle fleet and the coverage requirements of the Trans-European Transport Network (TEN-T) in 2025 and T network coverage requirements by 2030, starting from 2025 for heavy-duty for charging of heavy-duty electric vehicles and hydrogen refuelling, the TEN-
-for the supply of electricity to ships moored in ports, the requirements
-applicable from 2030.
-The text of the provisional agreement also contains some changes
-to the COMMISSION's proposal:
-given the specific dynamics of heavy-duty electric vehicles and the fact
-that the market is less developed than that of light vehicles, a gradual
-implementation of a gasous hydrogen refuelling infrastructure, with particular
-attention to urban nodes and multimodal hubs;
-To ensure that investments in hydrogen refuelling are maximally effective and to
-adapt to technological developments, the requirements focus on the
-diversity of situations on the ground and that investments are proportionate to
-the maximum distance between charging stations for road sections with very
-needs, the total power of electric charging stations has been adjusted, and
-hydrogen refuelling infrastructure, various payment and
-with regard to the ease of use of electric charging and
-investments, particularly in existing infrastructure;
-regarding the supply of shore-based electricity in seaports, the provisions are now
-fully consistent with the recently approved FuelEU Maritime proposal.
-The National perspectives for contributing to decarbonisation and
-achieving the 2030 objectives, set by the Clean Energy for all
-Europeans Package, are set out in the programme document
-called the National Integrated Energy and Climate Plan

- for charging light electric vehicles, the requirements for the total power capacity

The provisional agreement maintains the key aspects of the Commission's proposal, namely the main key parameters that will have a real impact on the climate, in particular:

[9].
ports and to aircraft at station to significantly reduce CO₂ emissions vehicles with alternative fuels and providing electrical power to ships in accelerating the deployment of infrastructure for charging or refuelling Commissions proposal to revise existing legislation aimed at between the Council and the European Parliament on the European On 28 March 2023, a provisional political agreement was reached

significantly reduce their environmental impact.
to increase the adoption of sustainable fuels by aircraft and ships to Europe. The ReFuelEU Aviation and FuelEU Maritime initiatives aim respectively, of total CO₂ emissions from the transport sector in exclusively on fossil fuels and contribute 14.4% and 13.5%, include the aviation and maritime sectors, which currently rely almost The decarbonization policies approved by the Fit for 55 package also

3) Maritime and aerospace sectors

The Commission also proposed installing charging points at regular intervals on major motorways: every 60 km for electric charging and every 150 km for hydrogen refuelling.
CO₂ emissions starting from 2030.

B) For new city buses, it has planned a 100% reduction in

- a 90% reduction in CO₂ emissions by 2040.
- a 65% reduction in CO₂ emissions starting from 2035;
- a 45% reduction in CO₂ emissions starting from 2030;

A) For new heavy vehicles it has provided:

Similarily, the Commission has proposed new ambitious CO₂ emission reductions targets, compared to the 2019 limits, for both heavy-duty vehicles and city buses [8]:

2) Heavy vehicles and urban buses

engines. Therefore, based on the provisions currently in force and referred to above, starting in 2035, it will no longer be possible to place passenger cars or light commercial vehicles with internal combustion engines on the EU market, but only battery electric vehicles (also known as BEVs, or Battery Electric Vehicles), fuel cell electric vehicles (i.e., FCEVs), or (there is some uncertainty regarding the interpretation of this) vehicles with hydrogen-powered combustion engines. It should be noted that, in light of a broader assessment based on the concept of technological neutrality, in March 2023, at the request of Germany, the European Commission opened the door to the use of synthetic fuels (so-called e-fuels) for the combustion engines of passenger cars and light commercial vehicles. The European Commission has expressed its willingness to accept the classification of these synthetic e-fuels as commercial vehicles, thus potentially allowing their use from production to use), thus potentially allowing new life cycle, from production to use), thus potentially allowing new carbon neutral (with a net zero carbon footprint throughout their williness to accept the classification of these synthetic e-fuels as commercial vehicles. The European Commission has expressed its willingness to accept the classification of these synthetic e-fuels as commercial vehicles, thus potentially allowing new life cycle, from production to use), thus potentially allowing new carbon neutral (with a net zero carbon footprint throughout their combustion in 2035. It should be emphasized that this openness, if starting in 2035, it will no longer be possible to place passenger cars or light commercial vehicles with internal combustion engines into a regulatory provision, would also eliminate interpretative doubts regarding the use of hydrogen in combustion engines.

(a) for fleet-average emissions of new passenger cars, an EU fleet-wide target equal to a 100 % reduction of the target in 2021, determined in accordance with point 6.I.3 of Annex I, in 2021, determined in accordance with point 6.I.3 of Annex I, in 2021, determined in accordance with point 6.I.3 of Annex I;

(b) for fleet-average emissions of new light commercial vehicles, an EU fleet-average emissions of new light commercial vehicles, an EU fleet-wide target equal to a 100 % reduction of the target in 2021, determined in accordance with point 6.I.3 of Annex I, in 2021, determined in accordance with point 6.I.3 of Annex I;

provides that, from 1 January 2035, the following targets will apply [8]:

2021/0197(COD)). In particular, Article 1 of the resolution climate ambition was adopted (COM(2021)0556 – C9-0322/2021 – commercial vehicles in line with the European Union's increased performance standards for new passenger cars and new light (EU) 2019/631 as regards the strengthening of CO₂ emission Parliament and of the Council [8] amending Regulation legislative resolution on the proposal for a regulation of the subsequently, on 14 February 2023, the European Parliament most importantly setting a new 100% reduction target for 2035.

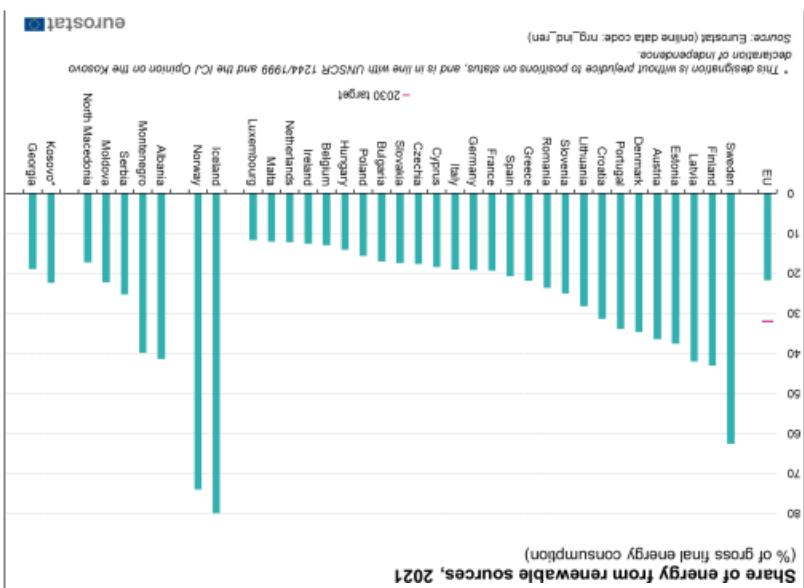
More ambitious reduction targets for 2030 have been introduced,

I) Passenger cars and light commercial vehicles

With specific reference to the transport sector, with the Fit for 55 package the European Commission has proposed to review the CO₂ emissions standards in the various sectors into which it is divided:

Percentage of energy from renewable sources on total consumption on a national basis [6]

Figure 2.3



compared to 1067 GW by 2030, envisaged under the REPowerEU package. Fit for 55 .

Regulation (EU) 2021/1119 [2] of the European Parliament and of the Council of 30 June 2021 establishes the framework for achieving climate neutrality and amends Regulation (EC) No 401/2009 and Regulation (EU) 2018/1999 (the "European Climate Law"). This Regulation (EU) 2021/1119, also known as the "European Climate Law", is part of the legislative reforms for the implementation of the European Climate Law, which shall be balanced in the Union by 2050 at the latest, so as to achieve net-zero emissions by that date, and the Union shall aim to achieve net-negative emissions thereafter. On 14 July 2021, the European Commission presented a comprehensive package of proposals called Fit for 55 [3] to align existing climate and energy legislation with the new target of reducing net CO₂ emissions (emissions after deduction of removals) by at least 55% compared to 1990 levels by 2030, with a view to climate neutrality by 2050. The 55% target, made binding by European climate legislation, represents the nationally determined contribution (NDC) of the European Union (EU) and its Member States under the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). The importance of the Fit for 55 package, as a tool for maintaining the commitments made within the Paris Agreement, was also reiterated in the conclusions with which the Council of Ministers for the Environment of the European Union defined its negotiating position at COP26 on 6 October 2021 [4].

The measure called REPowerEU [5], launched in 2022, accelerates the energy transition through measures aimed at reducing dependence on gas and oil from Russia by 2030. Among the specific actions contained in the REPowerEU Plan, to be implemented in the short term, there is an increase in the target of penetration of renewables in the electricity mix from 40 to 45% and an acceleration on hydrogen with the aim of installing 17.5 GW of electrolyser capacity by 2025 to ensure a local supply of green hydrogen, mainly intended for the decarbonisation of the industrial sector. Reaching the 45% envisaged by the REPowerEU plan would aim to essentially double the overall share of energy (electricity and heat) produced from renewable sources in the EU compared to 2021, when it was estimated to be around 22% [6, 7] with a country-based distribution shown in Figure 2.2, bringing total renewable energy generation capacities to 1236 GW by 2030.

European energy policy is extremely oriented towards increasing energy efficiency, the use of renewable sources and the reduction of CO₂ emissions. The main reference of European energy policy is the *European Green Deal*(GDE), which, approved on 14 July 2021, adopts a series of proposals to reduce CO₂ emissions by 55% by 2030, compared to 1990 levels, with the ambitious goal of making our continent completely carbon neutral (i.e. with net zero CO₂ emissions) by 2050.

National legislation (Article 39 of Legislative Decree 199/2021) has established an additional mandatory—not included in the 16% obligation—but contribution to the 22% target—for the release for consumption of pure biofuels equal to 300,000 tonnes in 2023, with an increase of 100,000 tonnes per year until reaching 1 million tonnes from 2030 onwards. To promote the green transition of pure biofuels (total or partial) of existing refineries, a fund of €260 million has been established through 2024 to remunerate investments in the domestic production of pure biofuels. The decree of the Ministry of the Environment and Energy Security (MAES), which regulates the implementation of the obligations for biofuels to be released for consumption by obligated entities for the 2023-2030 timeframe, is expected to be published in the Official Journal shortly.

From 2024, it will no longer be possible to count the share of biofuels, bioliquids and biomass fuels, palm oil products, empty palm oil fruit bundles (EFB) and fatty acids derived from the processing of oil palm fruit (PFD) towards compliance with the obligations, unless they are certified as low ILUC risk.

Sub-targets are also foreseen for advanced biofuels (produced from food and fodder crops and high ILUC or produced from raw materials listed in Annex VIII, Part A), as well as caps for certain types of biofuels (produced from food and fodder crops and high ILUC or produced from raw materials listed in Annex VIII, Part B).

In line with the RED II Directive, biofuels produced from the feedstocks listed in Annex VIII₂, parts A and B, of Legislative Decree 199/2021, are counted twice their energy content, while AIVO SAFs and renewable fuels for the maritime sector 1.2 times (if not produced from food and fodder crops) and renewable electricity 4 times if used on roads and 1.5 times if used in rail transport.

The biofuels target and the 22% set by the Plan by increasing the use of electricity from renewable sources in transport.

The Italian National Energy and Climate Plan (PNIEC), published in January 2020 and currently under review, has set the contribution of renewable sources to the transport sector at 22% by 2030. The Plan's ambition is to bridge the gap between

Tyly has implemented the REDII Directive with Legislative Decree 199/2021, setting a quota of at least 16% of renewable sources in the total fuels released for consumption in road and rail transport by 2030, through the contribution of liquid and gaseous biofuels and RNFB0 and RCF with a minimum GHG reduction of 70%.

2.2 European and national energy policies for the transport sector

The reference legislation for the development of renewable energy, and in particular biofuels, in the EU is Directive (EU) 2009/28/EC called RED (Renewable Energy Directive) which sets the objectives for the growth and diffusion of renewable sources in the sectors mainly involved (energy, transport, etc.) to be achieved by 2020. The growing ambitions for decarbonisation and the penetration of renewables subsequently led to Directive 2018/2001/EC, known as RED II, which defined new and more challenging objectives to be achieved by 2030 by all Member States, who are required to transpose the objectives into their national legislation.

The new RED III Directive came into force on 20 November 2023. Directive 2023/2413/EC, which updates Directive 2018/2001/EC, introduces a series of new measures for Member States in the renewable energy sector, particularly regarding their promotion and also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also obliged to ensure that at least 42.5% (compared to the current 32%) in final energy share of at least 42.5% (compared to the current 32%) in final energy share of non-biological renewable fuels, such as hydrogen.

In the transport sector, the European Union is committed to reducing installations to innovative solutions.

With the new directive, Europe aims to ensure, by 2030, a renewable share of at least 42.5% (compared to the current 32%) in final energy consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy

consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy

consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy

consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy

consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy

consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy

consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy

consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy

consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy

consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy

consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy

consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy

consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy

consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy

consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy

consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy

consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy

consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy

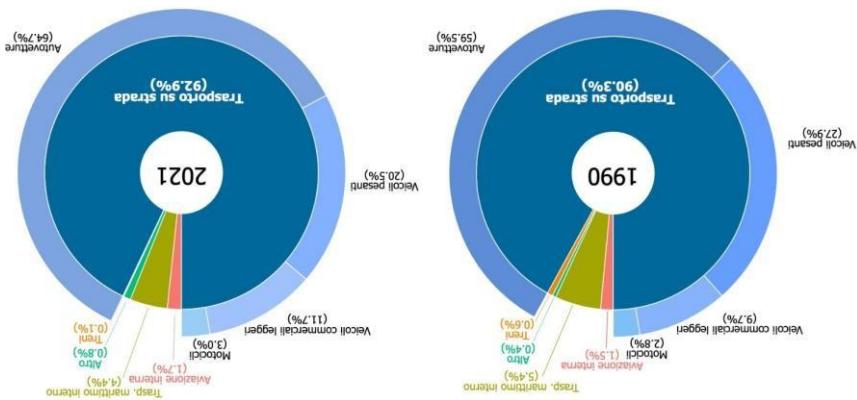
consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy

consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy

consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy

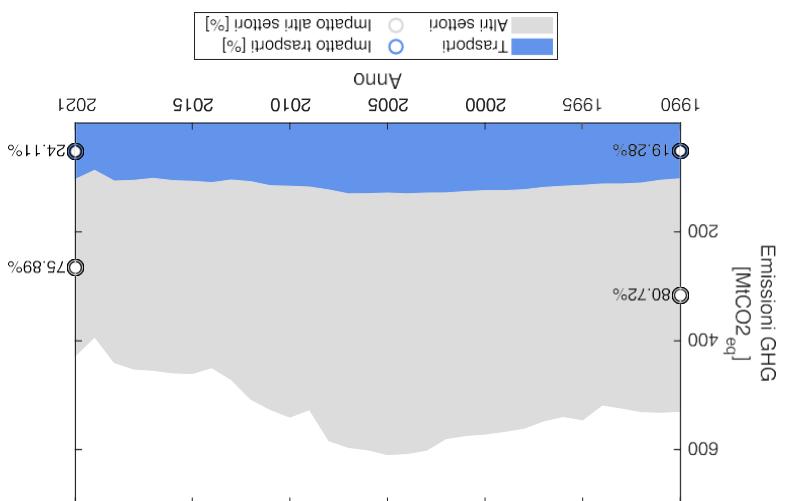
consumption, with the goal of reaching 45%. All Member States are also encouraged to allocate at least 5% of the capacity of new energy

Figure 22
Percentage distribution of greenhouse gas emissions in Italy by transport mode in 1990 and 2021. Own calculation based on EEA and UNFCCC data.



Of the total CO₂ eq. emissions for the transport sector, 92.9% were associated with road transport, including 64.7% from cars, 20.5% from heavy-duty vehicles, 11.7% from light commercial vehicles, and 3% from motorcycles. Figure 2.2 shows how, compared to 1990, emissions from motorcycles, 11.7% from light commercial vehicles, and 3% from heavy-duty vehicles, increased while that of domestic and international aviation (included under "other" in the figure) has increased. Road and trains has decreased, while that of domestic maritime transport decreased. Furthermore, the impact of those from heavy-duty vehicles has significantly, while the impact of those from maritime heavy-duty vehicles has decreased, while the impact of those from maritime heavy-duty vehicles has decreased. Finally, the impact of those from maritime heavy-duty vehicles has decreased, while the impact of those from maritime heavy-duty vehicles has decreased.

Greenhouse gas emissions in Italy from 1990 to 2021. Own calculations based on EEA and UNFCCC data.
Figure 2.1



From data from the European Environment Agency (EEA) and the Accounting to the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), in 2021 the transport sector contributed 24.1% of greenhouse gas (GHG) emissions in Italy. Over the last 30 years, emissions from the transport sector have remained roughly constant (102.2 Mton CO₂ eq. in 1990, 103.3 Mton CO₂ eq. in 2021), despite a reduction in total emissions, their contribution has increased from the 19.3% of GHG emissions in 1990, which is used as a reference for European climate policies.

2.1 Carbon dioxide emissions in the transport sector

2. The European and national energy framework and the constraints for the transport sector

- Online and bibliographic references:*
- [1] BP Statistical Review of World Energy, [https://www_bp.com/en/global/corporate-energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html](https://www.bp.com/en/global/corporate-energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html)
 - [2] Energy Services Manager - Economics, [https://www_gse_it/sezioni-pi-teme/news/fuel-mix-determinazione-del-mix-energetico-per-gli-anni-2020-2021/](https://www.gse.it/sezioni-pi-teme/news/fuel-mix-determinazione-del-mix-energetico-per-gli-anni-2020-2021/)

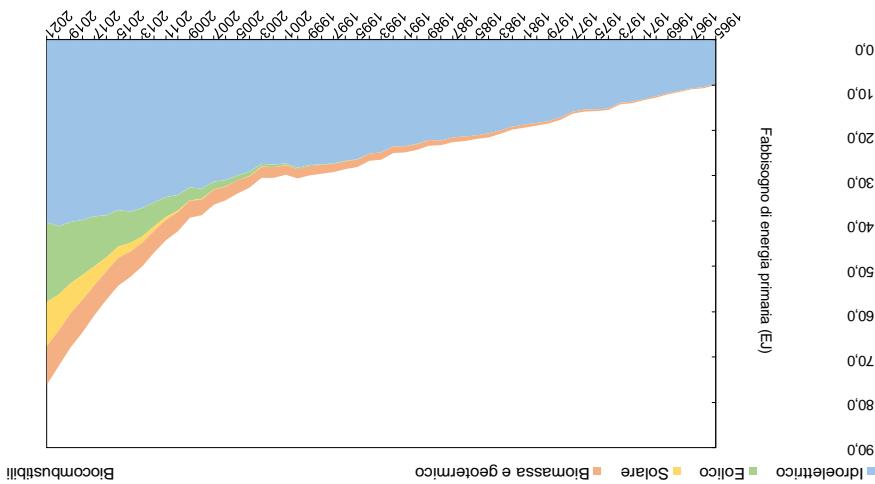
It's clear that the constraints and energy transition from the production site. Primary energy sources or carriers—currently, hydrogen is mainly produced from natural gas through the catalytic process of steam reforming. Even if hydrogen were produced directly from solar radiation (e.g., through innovative artificial photosynthesis processes), this would still represent a way to store solar energy and then transport it elsewhere than where the predomination shift to them.

Currently, the energy transition towards renewable sources is still in its infancy, and the challenge will be the time required for the predomination shift to wind.

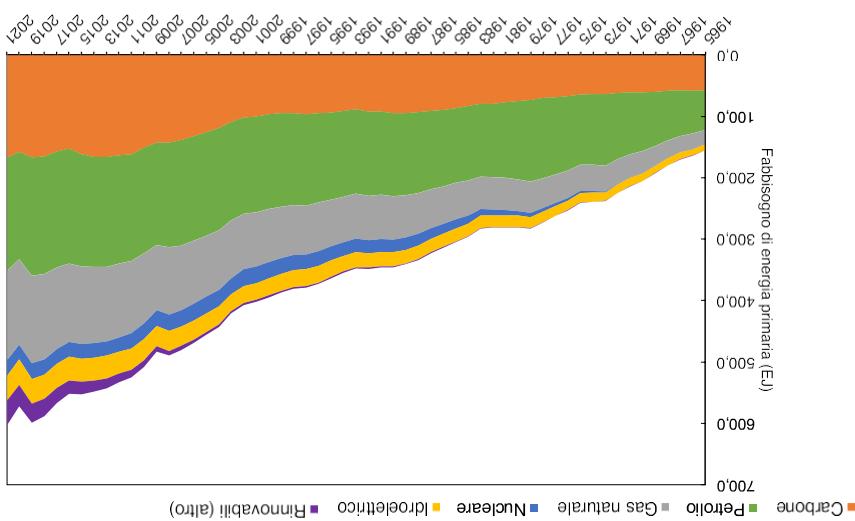
Fossil fuels in favor of new renewable sources such as solar and concern about climate change has slowed the use of was also poised to become prevalent, but growing awareness replaced by oil as the predominant energy source. Coal was transition supported the industrial revolution. This energy transition occurred from biomass to coal. In the past, the resource and environmental limitations. In the past, the transition that the constraints of exhaustible fuels are related to

Energy vectors

2021 (Source: Personal processing from BP Statistical Review data)
 Global primary energy demand from renewable sources in the period 1965-2021
 Figure 1.2



(Source: Personal processing from BP Statistical Review data)
 Global primary energy demand 1965-2021
 Figure 1.1.



production accounts for just 20% of the national primary energy requirement.

fed into the grid came from renewable sources [2]. However, electricity mix. This is the case in Italy, where in 2021 over 40% of the electricity (RES) can also represent a significant share of the electricity generation increasing exponentially. In some contexts, renewable energy sources sources. It can be seen how the contribution from wind and solar is Figure 1.2 shows the details of the contribution provided by renewable

hydropower over the last twenty years or so.

The graph shows the gradual transition from coal to natural gas I.I.). The still accounted for approximately 80% of the TPEs as of 2021 (Figure production system remains fossil fuels (coal, oil, and natural gas), which still accounts for our energy and

The current mix of energy sources

wave energy into electricity.

Given the urgent need to decarbonize our energy system, many new technologies are being developed in the field of renewable energy sources. For example, and not limited to, technologies for converting

fully renewable.

Biomass derived from waste processes or forestry residues is certainly used to convert it into energy (typically heat, in traditional uses). Biomass is highly dependent on the type of biomass and the methods cooking. The actual "renewability", and even carbon neutrality, of in developing countries through combustion processes and for multidimensional techniques. This is called "traditional biomass", often used underground heat, complete the picture of renewable energy sources. Biomass is a widely exploited renewable source, albeit often with underexploited heat, complete the picture of renewable energy, i.e.,

generation.

The most widely used renewable source worldwide for electricity power plants, is a more established practice and currently represents potential and kinetic energy of bodies of water, through hydropower significant scale began only two to three decades ago. Harnessing the so-called "modern" renewable sources, as their exploitation on a turn cause air mass movements. Energy from the sun and wind are the uneven temperature causes atmospheric pressure gradients, which in sun is always the primary driver of wind energy. Indeed, the Earth's electrical and/or thermal energy. Here too, it is useful to note that the

11.72 EJ equivalents were generated from solar power in 2021. The equivalence concept is based on the equivalent fuels that would otherwise be required to generate the same solar output as reported above.

So-called renewable sources are those that do not depend on a gradualy depleting stock of resources. Solar radiation and wind are renewable sources, available as an energy flow that can be harvested, or captured, and converted through appropriate technologies into plants, also known as thermoneuclear power plants.

Other exhaustible sources are those that rely on chemicals that are irreversibly exhausted (transformed) after being used. This category includes fissile substances used, or potentially usable, for energy production. thermal and electrical power in nuclear fission power plants, also known as thermonuclear power plants.

Among energy sources, the main distinction is generally between exhaustible and renewable sources. Fossil fuels belong to the former category. In fact, they consist of decomposed biomass and zoomas, located beneath the Earth's crust. Considerable phytoplasm derived from the photosynthesis process activated by solar radiation, and can be viewed as a sort of solar energy reserve that has gradually zoomass is also directly or indirectly fueled by phytoplasm, fossil fuels which have gradually transformed and settled in deposits typically located beneath the Earth's crust. Considering that phytoplasm derives from the photosynthesis process activated by solar radiation, and can be viewed as a sort of solar energy reserve that has gradually accumulated over time.

1.2 Current definition of energy source, energy vectors, energy constraints and ecological transition

from the Sun – only a few EJ are currently generated by solar sources [1] allows us to intuit that the potential of solar energy is, in perspective, important even in the face of inevitable technical and/or economic constraints on the exploitation of this resource.

It's useful to remember that a portion of solar radiation is still captured by the Earth's surface due to the growth of phytoplasm. However, even this portion represents a small amount of absorption compared to the total incident radiation.

Planet Earth's energetics is characterized by a thermal-radiative balance between the Earth's crust, the atmosphere, and the Sun. The Sun, among other things, on their optical-radiative properties. The continuous emission and accumulation of greenhouse gases in the atmosphere is altering its chemical composition, impacting its radiative equilibrium of these systems, which exchange energy with each other, depends, on the other hand, on the infrared spectrum. These characteristics, such as a change in the absorption coefficient of radiation re-emitted by the Earth in the infrared spectrum. These forces lead to a new equilibrium state that tends to alter our planet's surface temperature. Indeed, through various human activities, gases such as CO₂, CH₄, N₂O, and others are emitted into the atmosphere, altering the chemical composition of the atmospheric layers over very long timescales, especially in the case of CO₂—which can be absorbed by natural carbon cycles, but very slowly.

The prime mover of many of the natural carbon cycles, both severe and mild, that we observe on our planet is the Sun. The Sun provides a flux of energy to our planet that is enormous when compared to our energy consumption. At the top of the atmosphere, the solar constant, or the solar radiative flux toward Earth, is approximately 1361 W/m². Due to the Earth's geometry, its daily rotation around its axis, and atmospheric attenuation (reflection and absorption by the atmospheric layers), the average radiation on the Earth's crust is approximately 160 W/m². This is obviously an average figure, which when varies widely depending on the point of interest, the fundamental angle known as solar declination), and, of course, the presence of clouds (which is represented by the latitude, day of the year (which is represented by the time). By contrast, our total primary energy supply, TPEs — which represents the energy needs to satisfy our human activities — amounts to almost 600 EJ [1] (exajoules, i.e. 1018 joules) per year, corresponding to 0.37 W/m². Our energy needs are then substantially all converted into heat through the transformations that take place in our production system, passing primary energy to final uses.

1.1. Energetics of Planet Earth

1. Energy at the level of planet Earth

OEM	Produttore di	Original Equipment	Manufacture	Proton Exchange Membrane	Cella a Cambiamento Originale	Cella a Cambiabile a Scambio	Prototipo	PFA	Distillato di Acidi Grassi da	Palm Fatty Acid Distillate	Plug-in Hybrid Electric Vehicle	PHE	Veicolo ibrido Plug-in	National Integrated Energy and	PNIIE	Piano Nazionale Integrato	Veicolo Elettrico con	RANGE Extender Electric	Vehicle	Estensione di Autonomia	RFN	Carburanti Rinnovabili di	Renewable Fuels of Non-	Sustainable Development	Solid	Cella a Combustibile a Ssidi	Solid Oxide Fuel Cell	SOF	Sostenibile	Obiettivi di Sviluppo	Total Cost of Ownership	TCO	Custo Totale di Possesso	Network	Transport Total Energy Supply	TPEs	Approvvigionamento	Energia Primaria	Level di Pronezza	TRL	Technologia	Technology Readiness Level	TW	Dal Serbatoio alle Route	Unmanned Aerial Vehicle	United Nations Framework	UAV	Veicolo Aereo Senza Pilota	Convenzione sui	Nazioni	UNF	Convivenzione Quadro delle	Climate Change	Congressioni	CC	Nazioni Unite sui	Protocollo	Well-to-Wheels	WTW	Dal Pozzo alle Route	Cambiamenti Climatici	
-----	---------------	--------------------	-------------	--------------------------	-------------------------------	------------------------------	-----------	-----	-------------------------------	----------------------------	---------------------------------	-----	------------------------	--------------------------------	-------	---------------------------	-----------------------	-------------------------	---------	-------------------------	-----	---------------------------	-------------------------	-------------------------	-------	------------------------------	-----------------------	-----	-------------	-----------------------	-------------------------	-----	--------------------------	---------	-------------------------------	------	--------------------	------------------	-------------------	-----	-------------	----------------------------	----	--------------------------	-------------------------	--------------------------	-----	----------------------------	-----------------	---------	-----	----------------------------	----------------	--------------	----	-------------------	------------	----------------	-----	----------------------	-----------------------	--

ANS	National Agency for Railways	and Road Infrastructure Safety	Sicurezza delle Ferrovie e delle Infrastrutture Stradali e	Autostرادی ایمنی و راهنمایی	BEV
CCU	Carbon Capture Utilizzo e Stocaggio	Carbon Capture Utilization and Storage	Cattura e Stocaggio delle Batterie	Vieccolo Elettrico a Batteria	CCS
CINM	Comitato Nazionale Italiano della CO ₂	Italian National Maintenance Committee	Comitato Nazionale italiano per la Manutenzione delle Consigli Nazionali	Consiglio Nazionale delle Ricerche	CNR
CSL	Lavori Pubblici	Empty Fruit Bunches	Consiglio Superiore dei Comuni di Frutta Vuoti	Ente Nazionale idrocarburi	ENI
EFB	ENEA	National Agency for New Technologies Energy and Sustainable Economic Development	Agenzia nazionale per le Nuove tecnologie Energia e Sviluppo Economico	Vieccolo Elettrico a Cellula a Smorzamento Esponenziale	FCE
ETs	Series Temporale con Smoothing Time	Series Expansion	Serie Temporale con Smoothing Time	Veicolo Elettrico a Cellula a Combustibile	FER
FER	Fonti Energetiche Innovabili	Renewable Energy Sources	Fondi Energetiche Innovabili	Veicolo Elettrico a Cellula a Gas a Effetto Serra	GHE
FNM	Ferrovie Nord Milano	Northem Milan Railways	Ferrovie Nord Milano	Gas Naturale Compresso	GNC
GDE	Green Deal Europeo	European Green Deal	Green Deal Europeo	Gass Naturale Liquificato	GNL
GSE	Gestore dei Servizi Energetici	Energy Services Manager	Gestore dei Servizi Energetici	Vieccolo ibrido Elettrico	HEV
HRS	Hydrogen Refueling Station	Hybrid Electric Vehicle	Stazione di Ricarica di Idrogeno	Stazione di Ricarica di Idrogeno	HRs
IUCG	Indirect Land Use Change	Indirect Land Use Change	Cambiamento Indiretto	Idrogeno	IUCG
LCA	Life Cycle Analysis	Levelized Cost of Electricity	Analisi del Ciclo di Vita	Costo Unificato dell'Elettricità	LCo
MAS	Ministry of Environment and Energy Security	Ministry of Environment and Energy Security	Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica	Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti	MIT
NDc	Nationally Determined Contribution	Nationally Determined Contribution	Nazionale Determinato a	Nazionale Determinato a	NDc

ACRONYMS

R

- RED II / RED III:** Direttive europee sulle energie rinnovabili, con obiettivi al 2030.
- REPOWEREU:** Piano europeo per ridurre la dipendenza energetica da fonti fossili e accelerare la transizione verde.
- REFNO:** *Renewable Fuels of Non-Biological Origin*, come idrogeno verde o glli e-fuels.

S

- Risk Management:** Gestione del rischio, fondamentale per la sicurezza di impianti e infrastrutture, soprattutto in ambito energetico e chimico.
- SAF (Sustainable Aviation Fuel):** Carburante sostenibile per l'aviazione, derivato da biomasse o sintesi chimica.
- SOFCC (Solid Oxide Fuel Cell):** Cellula combustibile ad ossidi solidi, ad alta efficienza.
- TPEs (Total Primary Energy Supply):** Quantità totale di energia primaria disponibile per un paese o sistema.

T

- Vettore energetico:** Sostanza o sistema che trasporta energia da una fonte a un utilizzo finale (es. elettricità, idrogeno).
- Vehicle-to-Grid (V2G):** Tecnologia che consente ai veicoli elettrici di restituire energia alla rete elettrica.

V

- **Hydrogen Valley:** Ecosistema locale integrato per produzione, distribuzione e utilizzo dell'idrogeno.
- **ICE (Internal Combustion Engine):** Motore a combustione interna, tipico dei veicoli tradizionali.
- **Idrogeno verde:** Idrogeno prodotto tramite elettrolisi alimentata da fonti rinnovabili.
- **Idrogeno blu:** Idrogeno prodotto da gas naturale con cattura e stocaggio della CO₂.
- **Idrogeno grigio:** Idrogeno prodotto da fonti fossili senza cattura della CO₂.
- **Idrogeno rosa:** Idrogeno prodotto tramite elettrolisi alimentata da energia nucleare.
- **LCA (Life Cycle Assessment):** Valutazione dell'impatto ambientale di un prodotto lungo tutto il suo ciclo di vita.
- **Low Pressure Storage:** Serbatoi per lo stocaggio dell'idrogeno a bassa pressione (50-200 bar), usati nella fase iniziale della catena di distribuzione.
- **Medium/High Pressure Storage:** Serbatoi per lo stocaggio dell'idrogeno a dell'idrogeno a pressioni intermedie o elevate (450-1000 bar), utilizzati per il rifornimento diretto dei veicoli.
- **MHEV (Mild Hybrid Electric Vehicle):** Veicolo ibrido con supporto elettrico leggero, non in grado di muoversi in modalità solo elettrica.
- **PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle):** Veicolo ibrido ricaricabile da rete elettrica.
- **PNIeC:** Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Climato.

- **Decarbonizzazione:** Processo di riduzione delle emissioni di carbonio (CO_2) nei sistemi energetici e nei trasporti.
- **E-fuels:** Combustibili sintetici prodotti da idrogeno e CO_2 , compatti con i motori termici esistenti.
- **Elettrolizzatore:** Dispositivo che produce idrogeno tramite elettrolysi dell'acqua.
- **Emissioni WTW (Well-to-Wheel):** Emissioni totali di un veicolo, dalla produzione del carburante fino all'uso su strada.
- **FCEV (Fuel Cell Electric Vehicle):** Veicolo elettrico alimentato da celle a combustibile che utilizzano idrogeno.
- **Fuel Cell (Cella a combustibile):** Dispositivo eletrochimico che converte l'idrogeno in elettricità, calore e acqua.
- **Fit for 55:** Pacchetto legislativo UE per ridurre le emissioni del 55% entro il 2030.
- **FEER: Fonti Energetiche Rinnovabili.**
- **GNL (Gas Naturale Liquificato):** Gas naturale raffreddato a -162°C per facilitarne il trasporto e lo stocaggio.
- **HEV (Hybrid Electric Vehicle):** Veicolo ibrido con motore termico ed elettrico, non ricaricabile da rete esterna.
- **HRs (Hydrogen Refueling Station):** Stazione di rifornimento per veicoli a idrogeno, con sistemi di compressione e stocaggio diversi pressioni.

- H**
- **GNL (Gas Naturale Liquificato):** Gas naturale raffreddato a -162°C per facilitarne il trasporto e lo stocaggio.
 - **HEV (Hybrid Electric Vehicle):** Veicolo ibrido con motore termico ed elettrico, non ricaricabile da rete esterna.
 - **HRs (Hydrogen Refueling Station):** Stazione di rifornimento per veicoli a idrogeno, con sistemi di compressione e stocaggio diversi pressioni.

- G**
- **FEER: Fonti Energetiche Rinnovabili.**
 - **GNL (Gas Naturale Liquificato):** Gas naturale raffreddato a -162°C per facilitarne il trasporto e lo stocaggio.
 - **HEV (Hybrid Electric Vehicle):** Veicolo ibrido con motore termico ed elettrico, non ricaricabile da rete esterna.
 - **HRs (Hydrogen Refueling Station):** Stazione di rifornimento per veicoli a idrogeno, con sistemi di compressione e stocaggio diversi pressioni.
- F**
- **Emissioni WTW (Well-to-Wheel):** Emissioni totali di un veicolo, dalla produzione del carburante fino all'uso su strada.
 - **E-fuels:** Combustibili sintetici prodotti da idrogeno e CO_2 , compatti con i motori termici esistenti.
 - **Elettrolizzatore:** Dispositivo che produce idrogeno tramite elettrolysi dell'acqua.
 - **FCEV (Fuel Cell Electric Vehicle):** Veicolo elettrico alimentato da celle a combustibile che utilizzano idrogeno.
 - **Fuel Cell (Cella a combustibile):** Dispositivo eletrochimico che converte l'idrogeno in elettricità, calore e acqua.
 - **Fit for 55:** Pacchetto legislativo UE per ridurre le emissioni del 55% entro il 2030.
 - **FEER: Fonti Energetiche Rinnovabili.**
 - **GNL (Gas Naturale Liquificato):** Gas naturale raffreddato a -162°C per facilitarne il trasporto e lo stocaggio.
 - **HEV (Hybrid Electric Vehicle):** Veicolo ibrido con motore termico ed elettrico, non ricaricabile da rete esterna.
 - **HRs (Hydrogen Refueling Station):** Stazione di rifornimento per veicoli a idrogeno, con sistemi di compressione e stocaggio diversi pressioni.

- E**
- **E-fuels:** Combustibili sintetici prodotti da idrogeno e CO_2 , compatti con i motori termici esistenti.
 - **Elettrolizzatore:** Dispositivo che produce idrogeno tramite elettrolysi dell'acqua.
 - **Emissioni WTW (Well-to-Wheel):** Emissioni totali di un veicolo, dalla produzione del carburante fino all'uso su strada.
 - **FCEV (Fuel Cell Electric Vehicle):** Veicolo elettrico alimentato da celle a combustibile che utilizzano idrogeno.
 - **Fuel Cell (Cella a combustibile):** Dispositivo eletrochimico che converte l'idrogeno in elettricità, calore e acqua.
 - **Fit for 55:** Pacchetto legislativo UE per ridurre le emissioni del 55% entro il 2030.
 - **FEER: Fonti Energetiche Rinnovabili.**
 - **GNL (Gas Naturale Liquificato):** Gas naturale raffreddato a -162°C per facilitarne il trasporto e lo stocaggio.
 - **HEV (Hybrid Electric Vehicle):** Veicolo ibrido con motore termico ed elettrico, non ricaricabile da rete esterna.
 - **HRs (Hydrogen Refueling Station):** Stazione di rifornimento per veicoli a idrogeno, con sistemi di compressione e stocaggio diversi pressioni.
- D**
- **Decarbonizzazione:** Processo di riduzione delle emissioni di carbonio (CO_2) nei sistemi energetici e nei trasporti.

- **AFR:** Alternative Fuels Infrastructure Regulation, regolamenti europeo per lo sviluppo delle infrastrutture per i combustibili alternativi.
- **Ammoniaca:** Composto chimico (NH_3) utilizzato in vari settori industriali.
- **Ammoniaca verde:** Combiustibile sintetico prodotto da idrogeno verde e azoto atmosferico, potenzialmente utilizzabile nei trasporti.
- **Autonomia di missione:** Capacità di un veicolo di coprire una distanza o svolgere un servizio senza necessità di rifornimento o ricarica.
- **BEV (Battery Electric Vehicle):** Veicolo elettrico alimentato esclusivamente da batterie ricaricabili.
- **Biocarburanti:** Carburanti derivati da biomassa. Possono sostituire i combustibili fossili nei motori a combustione interna, ma non sono sempre considerati carbon neutrali.
- **Biometano:** Gas rinnovabile ottenuto dalla purificazione dei biogasi, utilizzabile nei veicoli a metano.
- **CCUS: Carbon Capture, Utilization and Storage,** tecnologie per catturare, riutilizzare o stoccare la CO_2 .
- **CNG (Compressed Natural Gas):** Gas naturale compresso, usato come carburante alternativo.
- **CO₂ eq:** Equivalente di anidride carbonica, misura standardizzata delle emissioni climatiche.
- **Configurazione HRS (Hydrogen Refueling Station):** Struttura per il rifornimento di idrogeno, composta da sistemi di stocaggio a bassa/media/alta pressione, compressori e sistemi di erogazione.

- **CCUS: Carbon Capture, Utilization and Storage,** tecnologie per catturare, riutilizzare o stoccare la CO_2 .
- **CNG (Compressed Natural Gas):** Gas naturale compresso, usato come carburante alternativo.
- **CO₂ eq:** Equivalente di anidride carbonica, misura standardizzata delle emissioni climatiche.
- **Configurazione HRS (Hydrogen Refueling Station):** Struttura per il rifornimento di idrogeno, composta da sistemi di stocaggio a bassa/media/alta pressione, compressori e sistemi di erogazione.

- **AFR:** Alternative Fuels Infrastructure Regulation, regolamenti europeo per lo sviluppo delle infrastrutture per i combustibili alternativi.
- **Ammoniaca:** Composto chimico (NH_3) utilizzato in vari settori industriali.
- **Ammoniaca verde:** Combiustibile sintetico prodotto da idrogeno verde e azoto atmosferico, potenzialmente utilizzabile nei trasporti.
- **Autonomia di missione:** Capacità di un veicolo di coprire una distanza o svolgere un servizio senza necessità di rifornimento o ricarica.
- **BEV (Battery Electric Vehicle):** Veicolo elettrico alimentato esclusivamente da batterie ricaricabili.
- **Biocarburanti:** Carburanti derivati da biomassa. Possono sostituire i combustibili fossili nei motori a combustione interna, ma non sono sempre considerati carbon neutrali.
- **Biometano:** Gas rinnovabile ottenuto dalla purificazione dei biogasi, utilizzabile nei veicoli a metano.

GLOSSARY

Fabio Croccolo

the post-transition scenario towards which we must strive.
I would like to thank all the authors: scientists, researchers,
university professors, and industrial experts, who, with their wise
and valuable contributions, have physically brought this book to
life.
A heartfelt thanks to Massimo Sessa, President of the Higher
Council of Public Works, who enabled me to undertake this project
Finally, I cannot fail to pay tribute to Professor Aurelio Misticit, the
scientific coordinator of this work and a mentor to us all, for his
continued support, encouragement, and youthful enthusiasm that
have enabled us to reach this publication.

This book was born from this experience: I wanted and proposed it precisely to provide policymakers and, above all, technicians who are tasked with advising them with a tool that allows, to the extent possible, to correctly choose investments for the energy transition, while keeping in mind economic analysis.

In my long experience as Director General of the MIT, especially in the latter part as President of the Third Section of the Superior Council of Public Works, I have often found myself faced with similar dilemmas, when I was asked or proposed projects based more on generalist press articles and the collective imagination than on solid scientific and technical analyses.

All this in a system in which vehicles follow an industrial development dictated by the needs of manufacturers and users, often without even considering the infrastructural challenges this poses (think of naval gigantism or self-driving vehicles), with the implicit assumption that it will then be up to public finances to adapt the infrastructure to the decisions – neither shared nor coordinated – of market operators.

Finally, the benefit/cost ratio must be evaluated for each infrastructure project to avoid wasting resources on actions that do not repay the investments made – often not even from an environmental point of view.

It is then necessary to address the problems of security, geographic penetration, distribution and so on that each new system poses.

Secondly, we must take into account the different mission autonomies and break-even distances of the transport modes: what is optimal for a train is not necessarily optimal for an airplane or a motorcycle.

Conditions – is rarely less than 50 years.

Humanity is increasingly energy-hungry. Technological development on the one hand (think of so-called artificial intelligence) and well-being (for example, air conditioning) require exponentially growing amounts of energy. Rome in "The Limits to Growth" (a study by the Massachusetts Institute of Technology, 1972) – which envisaged the depletion of oil by the beginning of the third millennium – have been largely disappoimented for a variety of reasons (drastic reduction in unit consumption, discovery of new deposits, new extraction technologies, etc.), the process of pollutant emissions has not allowed us to do so efficiently enough to meet the growing needs. It is true that nature offers many ways to generate energy from natural sources, primarily the sun, but our current technologies do not allow us to do so efficiently enough to meet the growing needs.

Although the pessimistic predictions formulated by the Club of Rome in "The Limits to Growth" (a study by the Massachusetts Institute of Technology, 1972) – which envisaged the depletion of oil by the beginning of the third millennium – have been largely disappointed for a variety of reasons (drastic reduction in unit consumption, discovery of new deposits, new extraction technologies, etc.), the process of pollutant emissions has not allowed us to do so efficiently enough to meet the growing needs. More promising is nuclear fusion, which—if realized and industrialized—could provide an adequate response to reasonably foreseeable needs. However, both the Tokamak system and the stellarator still presumably require between 10 and 25 years of research and development before becoming operational.

It is therefore a question of managing an energy transition that immediately reduces pollutant emissions while maintaining, indeed increasing, energy availability and that has a prospective duration of approximately thirty years.

Infrastructure development—which is the responsibility of the Ministry of Infrastructure and Transport—must support and accompany this transition, but with some fundamental assumptions in mind.

First of all, it is necessary to consider the life cycle of the infrastructure, which – even in the most pessimistic account – is necessary to consider the life cycle of the infrastructure, which – even in the most pessimistic

INTRODUCTION

Massimo Sessa

A heartfelt thanks to all the editors, to the coordinator, Fabio Croccolo, and especially to my professor, Aurelio Misihi.

Thanks to the personal and voluntary commitment of the two editors, this text has now finally seen the light and I am proud to include it as one of the most significant works produced by the CSLP, in the certainty that it will be of fundamental assistance to planners, designers and policy makers.

The first draft of the book was actually produced and filed with the proceedings of this CSLP by the end of 2023, but the overload of work related to the PNR projects, first, and the early compulsory retirement of President Croccolo, later, prevented its revision and publication in print.

I therefore encourage him to continue and establish the scientific coordination. Comissioned to drafting the book, asking my illustrious predecessor and Master, Professor Aurelio Misihi, to ensure its

standpoint of their technical and economic feasibility.

When Engineer Fabio Croccolo – at the time President of the Third Section of the Higher Council of Public Works, which I have the honor of chairing – proposed to me, as a goal for 2023, the drafting of a white paper on hydrogen and alternative fuels, I immediately understood the potential usefulness of such a work to better carry out our work as technicians who must evaluate public works from the standpoint of their technical and economic feasibility.

PRESERATION

The Experts:

- President Fabio CROCCOLLO (Higher Council of Public Works) –
- Coordinator Prof. Aurelio MISTITI (CNRM President) - Scientific coordinator
- Eng. Marcellio PAOLUCCI (Higher Council of Public Works)
- Eng. Pasquale SAIENNI (ANSFISA)
- Eng. Gianluca FORTI (ANSFISA)
- Eng. Rocco CAMMARATA (ANSFISA)
- Eng. Paolo SAPPIINO (Ministry of Infrastructure and Transport)
- Eng. Fabrizio FREZZINI (Higher Council of Public Works)
- Eng. Pasquale SAIENNI (ANSFISA)
- Eng. Gianluca FORTI (ANSFISA)
- Eng. Stefano ZAMPINO
- Eng. Stefano ZAMPINO (ANSFISA)
- Prof. Gian Marco BIANCHI (Alma Mater Studiorum University of Bologna)
- Eng. Michele MIGLARESE CAPUTI (University of Rome)
- Prof. Cesare PIANESI (University of Salerno)
- Prof. Giuseppe MASCIO (University of Palermo)
- Prof. Romano BORCHIELLINI (Polytechnic University of Turin)
- Prof. Andrea LANZINI (Polytechnic University of Turin)
- Eng. Michele MIGLARESE CAPUTI (University of Rome)
- Prof. Cesare PIANESI (University of Salerno)
- Eng. Vincenzo ANTONUCCI (University)
- Dr. Antonino VITA (CNR)
- Eng. Giorgio GRADITI (ENEA)
- Dr. Andreia PISANO (ENI)
- Dr. Alberto DILULIO (ENI)
- Dr. Giordano FRANCESCHINI (ENI)
- Dr. Sabina MANCA (ENI)
- Eng. Fabio DATILLO (Fire Brigade)

All rights reserved

ISBN : 9788894796

December 2025

first edition

www.dbebarroeditore.it info@dbebarroeditore.it

© 2025 R. BARBARO EDITORI

Work by Mimmo Soffo

On the cover

BARBARO EDITORE



Edited by Amelio Misiti and Fabio Croccolo

**systems transport with particular attention to those
on the ecological transition of infrastructures and
powered by hydrogen.**

WHITE PAPER

and then the technology
SCIENCE FIRST