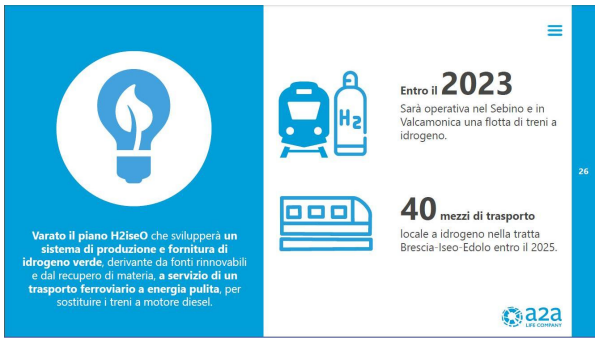
# A2A, altro che“svolta green”: né l’idrogeno né  i treni sono “verdi”!

**La propaganda di A2A annuncia di produrre con i rifiuti idrogeno “verde” per alimentare il futuro treno “verde” ad idrogeno per la Valcamonica.**
**Ma l’Unione Europea nella Direttiva sull’economia circolare ha escluso da questa l’incenerimento dei rifiuti percui l’energia da rifiuti non è rinnovabile. Di conseguenza l’idrogeno che A2A ne ricaverebbe non è verde.**
**Come non è verde  il treno ad idrogeno della Valcamonica: costerebbe il 20% in più della semplice elettrificazione della linea e, sul piano ambientale e energetico, per farlo funzionare sarebbe necessario più del doppio dell’elettricità rispetto ad un moderno locomotore elettrico.**

Come si è già visto (http://www.ambientebrescia.it/A2ASuperbonus2021.pdf), poiché A2A impedisce ai bresciani di contribuire alla lotta ai cambiamenti climatici riducendo drasticamente i consumi energetici con il superbonus del 110%, **il sistema energetico di Brescia rischia di diventare un *boomerang* per l’immagine *green* di A2A**
Per questo A2A deve inventarsi qualcosa per mantenere in funzione il complesso sistema facendolo funzionare a pieno regime, unica condizione perché sia lucroso. Ovviamente ripropone stancamente nella propaganda aziendale il presunto risparmio di $CO_2$  con il sistema teleriscaldamento-inceneritore di rifiuti, ribadendo **il trucco, però sempre più palese, del confronto con obsoleti sistemi di riscaldamento e non con le tecnologie innovative oggi disponibili, ma interdette ai bresciani da A2A, finanziate con il superbonus 110%, che rendono le case solari autosufficienti** (coibentazione spinta degli edifici, solare termico e fotovoltaico, pompe di calore, piccolo geotermico…) e indipendenti dal teleriscaldamento, una sciagura per A2A.
Allora **il nuovo AD “verde” Renato Mazzoncini ha inventato un nuovo pretesto per mantenere in funzione a pieno regime l’obsoleto  sistema teleriscaldamento-inceneritore**, nonostante il fabbisogno di smaltimento di rifiuti bresciani sia ormai meno di un quarto dei rifiuti bruciati dall’inceneritore (oltre 720mila tonnellate l’anno!) e nonostante venga teleriscaldata la città anche nelle estati torride che ci riserva il clima impazzito, quando Brescia spicca per temperature da record, con bollino rosso e conseguente sofferenza della popolazione (e decessi prematuri!).
Lo spiega in uno dei tanti paginoni, soprattutto a firma di Pietro Gorlani, che l’inserto di Brescia del “Corriere della Sera” da qualche tempo dedica con cadenza quasi mensile a propagandare le mirabilie di A2A (Allegato 1).
Così il 21 gennaio scorso **Renato Mazzoncini  annunciava che A2A produrrà idrogeno “verde” dall’incenerimento di rifiuti per alimentare il nuovo treno della Valcamonica. Ovviamente, nella convinzione ben motivata di accedere così a lauti finanziamenti del Pnrr**.
L’ipotesi è ribadita il 22 luglio in occasione della presentazione del bilancio di sostenibilità da parte di Mazzoncini (slide successiva) per il quale, secondo il solito Gorlani , “**il termovalorizzatore resta il pilastro dell’azione *green*,** perché in grado di trasformare 720 mila tonnellate di rifiuti in energia elettrica per 210mila famiglie e calorica per altre 57mila” (nel piano strategico, A2A prevede di **raddoppiare le quantità di rifiuti inceneriti, dagli attuali 2,7 milioni a 5,4 milioni di tonnellate anno, giusto per confermarsi *green*!**).

**Inopportuna,** come sempre in questi casi, **la presenza, a mo' di spalla di Mazzoncini, di Emilio Del Bono, in palese conflitto di interessi:** sindaco di Brescia, dunque primo tutore dell'ambiente o della salute dei cittadini o azionista importante di una società privata e fruitore dei profitti della stessa? Per confermare questo conflitto di interessi **Del Bono "ricorda come l'impianto sia responsabile solo dello 0,2% delle polveri fini cittadine",** dimenticando che sta citando uno **studio commissionato dalla stessa A2A** e che potrebbe mettere lo stesso Mazzoncini in grande difficoltà (che forse per questo ne ha evitato la citazione). Infatti come si vede dalla slide 24, attraverso un investimento di **100milioni** di euro A2A **ridurrebbe di oltre il 50% le emissioni di veleni precursori delle PM10,** operazione palesemente insensata se fosse stato vero che già erano pressoché zero. **Ciò che purtroppo parrebbe vero**, invece, è che **i bresciani**, grazie a tecnologie obsolete, ma lucrose, come i catalizzatori inefficienti e la vecchia centrale fatta funzionare a carbone quando poteva andare a gas, **abbiano respirato per anni un 50% in più di sostanze tossiche evitabili emesse dagli impianti A2A**, dando ragione a tutte le nostre inascoltate denunce.




Quindi Mazzoncini aggiungeva: «**Dal 2023, per alimentare i treni a idrogeno che collegheranno la città alla Valcamonica, pensiamo di produrlo in città con l'energia elettrica del termovalorizzatore**» (P. Gorlani, *A2A «evita» la CO2 di 905 mila utilitarie. Mazzoncini sottolinea il ruolo positivo nel bilancio green garantito dal termovalorizzatore,* "Corriere della Sera-Brescia, 23 luglio 2021).

Ma l'idrogeno "verde" di A2A si basa su un assunto che non ha alcun fondamento, come abbiamo mille volte dimostrato, e che l'**Unione Europea ha ribadito nella Direttiva sull'economia circolare, dalla quale è escluso l'incenerimento dei rifiuti, che anzi si sollecita venga penalizzato e disincentivato** (http://ec.europa.eu/environment/waste/waste-to-energy.pdf).

Dunque **l'energia da rifiuti non è energia rinnovabile**, anche se A2A insiste perché il Governo lo confermi, a costo di escludere i cittadini di Brescia dal superbonus penalizzandoli molto anche economicamente. **Di conseguenza l'idrogeno che se ne ricava non è un idrogeno verde**.

**Ma anche il treno in Valcamonica non è né verde, né efficiente, né conveniente**, come dimostra un importante documento di Transport&Environment e Legambiente (Allegato2).

Innanzitutto **costerebbe il 20% in più della semplice elettrificazione della linea**. Inoltre, sul piano ambientale e energetico, **richederebbe più del doppio dell'elettricità di un locomotore elettrico**, a causa della forte dispersione di energia nei passaggi dall'elettricità alla produzione dell'idrogeno e quindi al ritorno all'elettricità nelle celle combustibili. "**L'idrogeno nelle ferrovie camune sono quindi soldi buttati,** solo per garantire inutili consumi di metano fossile per vent'anni" conclude Andrea Poggio di Legambiente, uno dei curatori dello studio.

Ma allora perché si fa: **perché foraggiato da soldi pubblici, come tante attività di A2A, dagli inceneritori pagati due volte con i Cip6, alla centrale turbogas di Monfalcone pagata pure due volte, al monopolio pubblico senza gare nella gestione dei rifiuti e dell'acqua**. **Un'azienda in gran parte parassita,** particolarmente **capace di mungere la mucca delle risorse pubbliche, e incurante dell'ambiente pur di ottenere facili profitti**.

Brescia 17 novembre 2021 Marino Ruzzenenti.

Allegato 1

# A2A: idrogeno dal ciclo dei rifiuti

## Mazzoncini: ripresentato il progetto di biometano a Bedizzole

"Corriere della Sera-Brescia" 27 gennaio 2021 pgorlani@corriere.it

**L'impianto In corso lavori da 100 milioni per recuperare il calore del vapore**

Utilizzo del termovalorizzatore, che in estate viene in gran parte disperso, per produrre idrogeno, il combustibile del futuro. Quello che dal 2023 alimenterà i treni della ferrovia Brescia-Edolo. È questa una delle sfide della multiutility A2A spiegata dall'amministratore delegato Renato Mazzoncini ai consiglieri comunali. Il manager ha annunciato anche la presentazione di un nuovo progetto per realizzare un impianto a biometano da rifiuti organici a Bedizzole.

A2A sta studiando la possibilità di produrre idrogeno verde non solo con le centrali idroelettriche ma anche con il termovalorizzatore cittadino, sfruttando «quell'enorme massa di calore che in estate viene dispersa» per dirla con le parole del suo amministratore delegato, Renato Mazzoncini. Idrogeno che potrebbe anche arrivare dagli impianti del sud Italia attraverso le reti Snam. È questo è solo un tassello del puzzle green che la multiutility ha in programma per la nostra provincia, dove nei prossimi dieci anni riverserà 2,4 dei 16 miliardi del futuro piano di investimenti.

Ieri ai consiglieri comunali della Commissione bilancio Mazzoncini non solo ha illustrato il piano anticipato alla stampa la scorsa settimana ma ha declinato in chiave bresciana molte delle future azioni. Alcune note. Altre no. Si sa che la multiutility ha iniziato i lavori per recuperare il vapore in uscita dal termovalorizzatore e dall'Alfa Acciai ed immetterlo nella rete di teleriscaldamento: una quantità di calore così importante che non servirà più bruciare carbone nella centrale di Lamarmora. Non si sapeva invece che l'altro ieri A2A ha ripresentato in Provincia il progetto per un impianto biogas a Bedizzole per trattare 75 mila tonnellate l'anno di «umido» e produrre compost e 7 milioni di tonnellate di biometano. «Potremo alimentare tutti i bus di Brescia con le bucce di banane che scartiamo in casa, questa è economia circolare. In Italia produciamo 9 milioni di tonnellate di organico ogni anno ma la capacità di trattamento arriva a 7 milioni e non si recupera il biogas» dice Mazzocini. A2A realizzerà anche due termovalorizzatori in centro e sud Italia mentre altri due impianti sono in costruzione nel Pavese (il raddoppio di quello di Corteolona garantirà lo smaltimento dei fanghi di depurazione). Per Mazzoncini l'Europa sbaglia nel tenere fuori dal ciclo dell'economia circolare i termovalorizzatori: «Ad oggi senza di essi è impossibile chiudere il ciclo dei rifiuti» perché anche questi impianti contribuiscono all'obiettivo di ridurre di un terzo le emissioni di $CO_2$ entro il 2030. E la multiutility pensa anche di estendersi all'estero (Spagna in primis) sfruttando aggregazioni con soci locali. Tutti questi investimenti porteranno a diminuire il costo dell'energia venduta ai clienti ma anche dividendi in aumento del 3% l'anno (la Loggia che a maggio incasserà 62,7 milioni). Il sindaco Del Bono ha ricordato come la svolta green intrapresa già con Valotti e Camerano sia merito degli indirizzi dati dalla Loggia: «Per questo mi stupisco che parte del mondo ambientalista percepisca A2A come un avversario e non un alleato per le politiche green».

Il piano soddisfa anche il centrodestra che chiede più colonnine per auto elettriche e lumi sullo sviluppo della smart city. «Sulle colonnine dobbiamo permettere che siano le stesse società di distribuzione dell'elettricità a realizzarle ma la legge 44 del 2019 lo impedisce. Per la smart city abbiamo ingaggiato il manager Cesare Sironi che ha lavorato nella Silicon Valley e saprà spiegare ai bresciani cosa stiamo facendo» ha chiuso Mazzoncini.

Allegato 2

# Treni ad idrogeno in Valcamonica? Né verdi, né efficienti, né convenienti

I treni in futuro andranno ad idrogeno? A nostro parere no, sostiene il documento comune Transport&Environment – Legambiente di recente pubblicazione. Eppure nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza "si prevede quindi la conversione verso l'idrogeno delle linee ferroviarie non elettrificate in regioni caratterizzate da elevato traffico in termini di passeggeri con un forte utilizzo di treni a diesel come Lombardia, Puglia, Sicilia, Abruzzo, Calabria, Umbria e Basilicata. I progetti di fattibilità più avanzati in Valcamonica e Salento prevedono la sperimentazione in modo integrato di produzione, distribuzione e acquisito di treni ad idrogeno."

Non siamo riusciti a leggere i progetti inviati in Europa e quindi l'unico piano di idrogeno ferroviario di cui siamo riusciti a trovare un documento pubblico è "H2iseO", la "Hydrogen Valley" della Valcamonica, in Lombardia, per azionare la flotta di treni e autobus del servizio pubblico a partire dal 2023: le 30 pagine di relazione di sintesi finanziaria dell'opera è firmata da FNM-TreNord. Leggendola si scopre che, finiti i finanziamenti, il progetto non sta in piedi.

La rete ferroviaria ha una lunghezza complessiva di 108 km (con i rami minori): oggi vecchi e inquinanti locomotori diesel trascinano treni passeggeri e merci lungo una valle di 300 mila abitanti. Il piano prevede un investimento complessivo di **271,2 milioni di euro**, così suddivisi: 65 milioni di euro per 3 impianti produzione, elettrolizzatori inclusi, a Iseo, Brescia ed Edolo; 165 milioni di euro per l'acquisto di 14 treni veloci dotati di locomotori a celle a combustibile e 24 milioni di euro per l'acquisto di 40 autobus alimentati ad idrogeno.

Ma quanto sarebbe costata solo l'elettrificazione di tutta la linea? **Non più di 60 milioni di euro** (circa mezzo milione a km, **4 o 5 volte meno**). E l'acquisto di treni nuovi con moderni locomotori elettrici? E la messa insicurezza delle gallerie (comunque necessaria anche per i treni ad idrogeno)? Per un confronto, il piani di Trenitalia per elettrificare ben 670 km di linee entro il 2026, ammodernando di linee e gallerie vetuste, dotandole di nuovi locomotori elettrici presenta una spesa complessiva di 1,4 miliardi (IlSole24ore, 2020): quindi non più di 2 milioni a km, **il 20% meno** della conversione ad idrogeno. Anche i 40 autobus elettrici costerebbero 8 milioni di meno.

Ma poi, la produzione d'idrogeno sarà più conveniente dell'elettricità rinnovabile? Nel piano "H2iseO" si prevede che l'idrogeno venga prodotto da metano fossile, valutando successivamente l'opportunità di utilizzare il biometano proveniente dai fanghi dell'impianto di depurazione delle acque e l'elettricità dei vicini impianti idroelettrici. Quindi 65 milioni di impianti per trasformare metano ed energia elettrica rinnovabile in idrogeno, con un rendimento massimo del 65%. Per poi trasformare di nuovo l'energia contenuta nell'idrogeno in elettricità nel locomotore per muovere i treni (perdendo quasi metà dell'energia). Quindi sarebbe necessario **più del doppio dell'elettricità** rispetto ad un moderno locomotore elettrico.

Anche quando, dopo il 2040, l'idrogeno sarà solo verde, quindi prodotto solo da elettricità rinnovabile, occorreranno il doppio di bacini idrici, di condotte idrauliche e pannelli solari per azionare gli elettrolizzatori che producono l'idrogeno necessario e le celle a combustibile dei locomotori a idrogeno. E se anche si utilizzasse il biogas dall'impianto di depurazione, necessiterebbe più biogas di quando necessario per alimentare normali autobus a metano!

Se nel momento di viaggiare in treno mancasse il sole? Si deve ricordare che ad Edolo è presente una delle principali centrali di pompaggio idrico delle Alpi (1.250 m di salto, 1 MWe di potenza, una efficienza di stoccaggio del 70%), con un costo d'accumulo tra i più bassi del mondo.

L'idrogeno nelle ferrovie camune sono quindi soldi buttati, solo per garantire inutili consumi di metano fossile per vent'anni.

Milano 17 maggio 2021 Andrea Poggio, responsabile mobilità Legambiente

# Il ruolo dell'idrogeno nel trasporto terrestre

Aprile 2021

Un briefing di

TRANSPORT & ENVIRONMENT

LEGAMBIENTE

**Un briefing di Transport & Environment e Legambiente**
Pubblicato ad Aprile 2021

**Autori**
Carlo Tritto, T&E
Andrea Poggio, Legambiente

**Gruppo di lavoro**
Veronica Aneris, Geert Decock, Thomas Earl, Suren Rangaraju e Fedor Untelohner.

**Per maggiori informazioni:**

Carlo TRITTO
Policy Officer
Transport & Environment
carlo.tritto@transportenvironment.org

Andrea POGGIO
Responsabile mobilità sostenibile e stili di vita
Legambiente
a.poggio@legambiente.it

**Ringraziamenti:**
*Si ringraziano Stefano Ciafani, Katiuscia Eroe e Edoardo Zanchini per le revisioni e i contributi al testo.*
*Un ringraziamento particolare al Professor Ugo Bardi per la revisione e gli utili spunti.*

# Executive Summary

Quale deve essere il ruolo dell'idrogeno nel futuro del trasporto su strada? Sempre più frequentemente ne sentiamo parlare come soluzione strategica per la decarbonizzazione del settore. L'attenzione al tema si è intensificata notevolmente negli ultimi mesi in seno al dibattito sul Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza. Tuttavia, malgrado la centralità che gli viene conferita, i limiti dell'utilizzo dell'idrogeno come soluzione per decarbonizzare il trasporto su strada sono molteplici e noti da tempo.

Primo fra tutti l'efficienza energetica, che nel caso dei veicoli a idrogeno a celle combustibili è meno della metà rispetto agli elettrici a batteria. L'idea di utilizzare l'idrogeno come vettore energetico non è nuova. L'enfasi nei confronti dell'"economia basata sull'idrogeno" risale all'ottimismo degli anni '50 quando l'energia nucleare aveva fatto nascere il sogno - mai divenuto realtà - di un'energia abbondante e a basso costo. Un secondo - temporaneo - picco di interesse nei confronti di questa tecnologia si è manifestato con l'avvento delle energie rinnovabili nei primi anni del 21esimo secolo. Quello che ha sempre tagliato le gambe all'idrogeno è stata la bassa efficienza associata al processo di produzione, distribuzione ed utilizzo.

Oggi la presa di coscienza politica nei confronti della crisi climatica in atto e la necessità di decarbonizzare l'economia in tempi brevi ha generato un nuovo ritorno di interesse nei confronti di questa tecnologia. Di fatto l'idrogeno verde, prodotto al 100% da fonti rinnovabili, può rappresentare una soluzione importante nel complesso *puzzle* delle differenti tecnologie che si renderanno necessarie per raggiungere l'obiettivo europeo di zero emissioni nette al 2050. Se da un lato il tallone d'Achille dell'idrogeno - la sua bassa efficienza - resta uno dei limiti principali al suo sviluppo, dall'altro l'imprescindibilità dell'obiettivo di decarbonizzazione potrebbe giustificarne l'utilizzo in quei settori dove non esistono alternative migliori, più efficienti e meno costose, come ad esempio i settori hard-to-abate o l'aviazione.

L'impellenza di effettuare rapidamente la transizione ad un'economia climaticamente neutrale ha però messo in campo una nuova sfida di portata considerevole: il dispiegamento in tempi brevi di grandi quantità di energia rinnovabile. Questo obiettivo è particolarmente sfidante per il nostro paese, per il quale la velocità di installazione di rinnovabili è largamente inferiore a quella necessaria per raggiungere gli obiettivi climatici 2030 e 2050. L'attuale frazione di energia rinnovabile prodotta è troppo piccola e troppo preziosa perché si possa pensare di sprecarne oltre la metà in processi inefficienti quando vi sono alternative migliori. Se l'impegno dei governi a raggiungere la neutralità climatica è serio, l'efficienza energetica non può certo essere un'opzione e va messa al primo posto. Il criterio alla base della scelta di qualsiasi percorso di decarbonizzazione deve essere quello di favorire - ove possibile - l'impiego di tecnologie a maggior rendimento, minimizzando la necessità di energie rinnovabili addizionali necessarie per raggiungere l'obiettivo di zero emissioni nette.

Per il trasporto su strada, che nel frattempo ha visto l'affermazione della mobilità elettrica, largamente più efficiente, meno costosa e già tecnologicamente matura per molti segmenti, l'utilizzo dell'idrogeno non è giustificabile, se non in applicazioni di nicchia, né lo è lo spazio che esso occupa nel dibattito politico attuale italiano sulla transizione energetica. Non a caso alcuni emeriti esponenti della comunità scientifica italiana hanno definito "follia energetica" l'attenzione dedicata all'idrogeno nella definizione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza per tutti quei settori che non siano specificatamente nautica, aeronautica e grandi produzioni industriali (Energia per l'Italia, 2021).

Molte sono inoltre le questioni che ruotano intorno al tipo di idrogeno utilizzato, i costi di produzione e trasporto, e la prontezza commerciale dei veicoli. Questo briefing ha l'obiettivo di fornire alcune informazioni di base rispetto all'attuale catena di produzione, trasporto e distribuzione dell'idrogeno, lo stato dell'arte del mercato e l'eventuale ruolo che può giocare nella decarbonizzazione del trasporto terrestre.

La lettura dei documenti, dei progetti, delle esperienze e della letteratura tecnica e scientifica relativa alle applicazioni dell'idrogeno, quale vettore e stoccaggio energetico, nel settore dei trasporti terrestri, dimostra che non costituisce una strada percorribile e utile per la decarbonizzazione del settore. Anzi, nel caso di competizione tra risorse scarse, è di ostacolo ad altre alternative ambientalmente ed economicamente preferibili, come l'elettrificazione.

Per i veicoli leggeri la risposta alla decarbonizzazione è rappresentata dalla tecnologia elettrica a batteria e in questo senso il mercato ha già deciso. Per i veicoli pesanti, le economie di scala associate al rapido sviluppo del mercato delle auto elettriche amplificano il business case per i camion a batteria e sempre più numerosi sono gli annunci dei produttori di camion sulla messa in produzione di serie di autocarri elettrici, mentre i camion a idrogeno sono ancora in fase prototipale e bisognerà attendere almeno il 2026 per vederne la messa in produzione di serie in Europa.

Per il trasporto merci di lungo raggio (>500km) non è ancora chiaro se la mobilità elettrica sarà in grado di avere tutti i requisiti necessari per sopperire alle esigenze della logistica merci in termini di autonomia e tempi di ricarica. Ma il buon senso da un lato e lo stato dell'arte attuale della tecnologia e del mercato dall'altro indicano che il ruolo dell'idrogeno nella decarbonizzazione del trasporto su strada, se mai ne avrà uno, resterà limitato ad applicazioni di nicchia (decine di migliaia di mezzi, rispetto a milioni). Per queste ragioni è opportuno sviluppare ricerche e sperimentazioni, ma non accettabile lo sviluppo di progetti industriali, come per altro emerge con evidenza dai pochi progetti concreti tra le proposte del PNRR.

# Sommario


**Executive Summary** 3

**Lista degli Acronimi** 5

**1. Produzione di Idrogeno e emissioni totali del ciclo di vita** 6

**2. Efficienza e domanda addizionale di elettricità** 7

**3. Costi - Produzione e trasporto dell'idrogeno verde** 9

**4. Idrogeno e infrastrutture** 10

**5. Idrogeno nel trasporto terrestre** 11

**5.1 Idrogeno nel trasporto leggero** 11

**5.2. L'idrogeno nel trasporto merci** 12

**5.3. L'idrogeno e gli autobus** 15

**5.4. Idrogeno nel trasporto ferroviario** 17

**6. Conclusioni** 18

**Bibliografia e fonti utili** 20


# Lista degli Acronimi

BEV: Battery Electric Vehicle - Veicolo Elettrico a Batteria
CAPEX: Capital Expenditure - Spese di Capitale
CCS: Carbon capture and Storage - Cattura e Stoccaggio del Carbonio
FCEV: Fuel Cell Electric Vehicle - Veicolo Elettrico a Celle a Combustibile
H2: Hydrogen - Idrogeno
LCOE: Levelized Cost of Energy - Costo Livellato dell'Energia
LCOH: Levelized Cost of Hydrogen - Costo Livellato dell'Idrogeno
OPEX: Operational Expenditure - Spese di Esercizio
SMR: Steam Methane Reforming - Steam Reforming del Metano
TCO: Total Cost of Ownership - Costo Totale di Possesso

# 1. Produzione di Idrogeno e emissioni totali del ciclo di vita

L'idrogeno è un vettore energetico (come l'elettricità) che immagazzina e fornisce energia in una forma utilizzabile. L'idrogeno deve quindi essere prodotto, di solito scindendo l'idrogeno da altri elementi con cui si trova. Questo può essere ottenuto tramite processi termici, elettrolitici o fotolitici, di cui lo Steam Methane Reforming è il più comunemente usato oggi, che scinde l'idrogeno a partire dal gas naturale. Tuttavia, se l'idrogeno deve essere usato come carburante a zero gas serra per il trasporto, deve essere prodotto attraverso l'elettrolisi usando esclusivamente elettricità rinnovabile.

Di seguito sono sintetizzati i principali[1] processi di produzione dell'idrogeno, sottolineando che, ad oggi, circa il 95% della produzione mondiale di idrogeno viene fatta a partire da combustibili fossili (IRENA; 2018).

- Steam Methane Reforming (SMR) = **Idrogeno grigio**
- Steam Methane Reforming (SMR) + Cattura e stoccaggio del carbonio (CCS) = **Idrogeno blu**
- Elettrolisi con combustibili fossili = **Idrogeno giallo**
- Elettrolisi con energie rinnovabili al 100% = **Idrogeno verde**

Il processo di SMR scompone il metano in idrogeno e anidride carbonica, producendo emissioni *downstream* oltre alle emissioni *upstream* causate dall'estrazione, dal trasporto e dalla distribuzione del gas naturale. Con l'implementazione della più avanzata tecnologia di CCS (che sfrutta il Reforming autotermico*)* si possono *teoricamente* catturare fino al 90% delle emissioni *downstream* (International Energy Agency 2019). Tuttavia, e a seconda del percorso di produzione del gas naturale, circa il 25% delle emissioni totali del ciclo di vita del gas naturale sono causate *upstream* e continuano ad essere emesse anche quando si produce idrogeno blu (International Energy Agency 2020). Ammesso che la tecnologia CCS confermi le aspettative di cattura con un tasso del 90%, le emissioni *upstream* e in modo parziale le emissioni *downstream* rimangono e **di conseguenza, non si può considerare l'idrogeno blu di origine fossile climaticamente neutrale.** La produzione di Idrogeno tramite elettrolisi invece richiede una considerevole quantità significativa di elettricità per scindere l'acqua in idrogeno e ossigeno. Di conseguenza se l'elettricità in questione è generata da combustibili fossili, essendo prodotte emissioni *upstream,* si parla di drogeno *giallo*. Se invece si usa elettricità derivante al 100% da fonti rinnovabili allora si tratta di idrogeno *verde*. La figura 1 mostra le emissioni di CO2 associate alla produzione dell'idrogeno liquido per le differenti tipologie di idrogeno sopra descritte.

Le prime tre modalità di produzione di idrogeno hanno un impatto di carbonio considerevole: lo Steam Methane Reforming produce circa 130 gCO2e/MJ; lo stesso processo implementato della più avanzata tecnologia di cattura e stoccaggio della CO2 (Idrogeno Blu) emette comunque più di 40 gCO2e/MJ e infine la produzione di idrogeno tramite elettrolisi alimentata da elettricità da fonti fossili emette circa 144 gCO2e/MJ. **L'unica tipologia di idrogeno che garantisce la neutralità climatica è l'idrogeno verde, con un impatto di carbonio minimo e prevalentemente associato al suo trasporto e distribuzione.** Pertanto, in questo documento verrà presa in considerazione solo questa forma di idrogeno che è l'unica coerente con il percorso di decarbonizzazione.

[1] Per ulteriori informazioni riguardo i differenti processi di produzione e nomenclature dell'idrogeno visitare: https://nacfe.org/wp-content/uploads/2020/12/Hydrogen-Color-Spectrum-HiRes-2.png

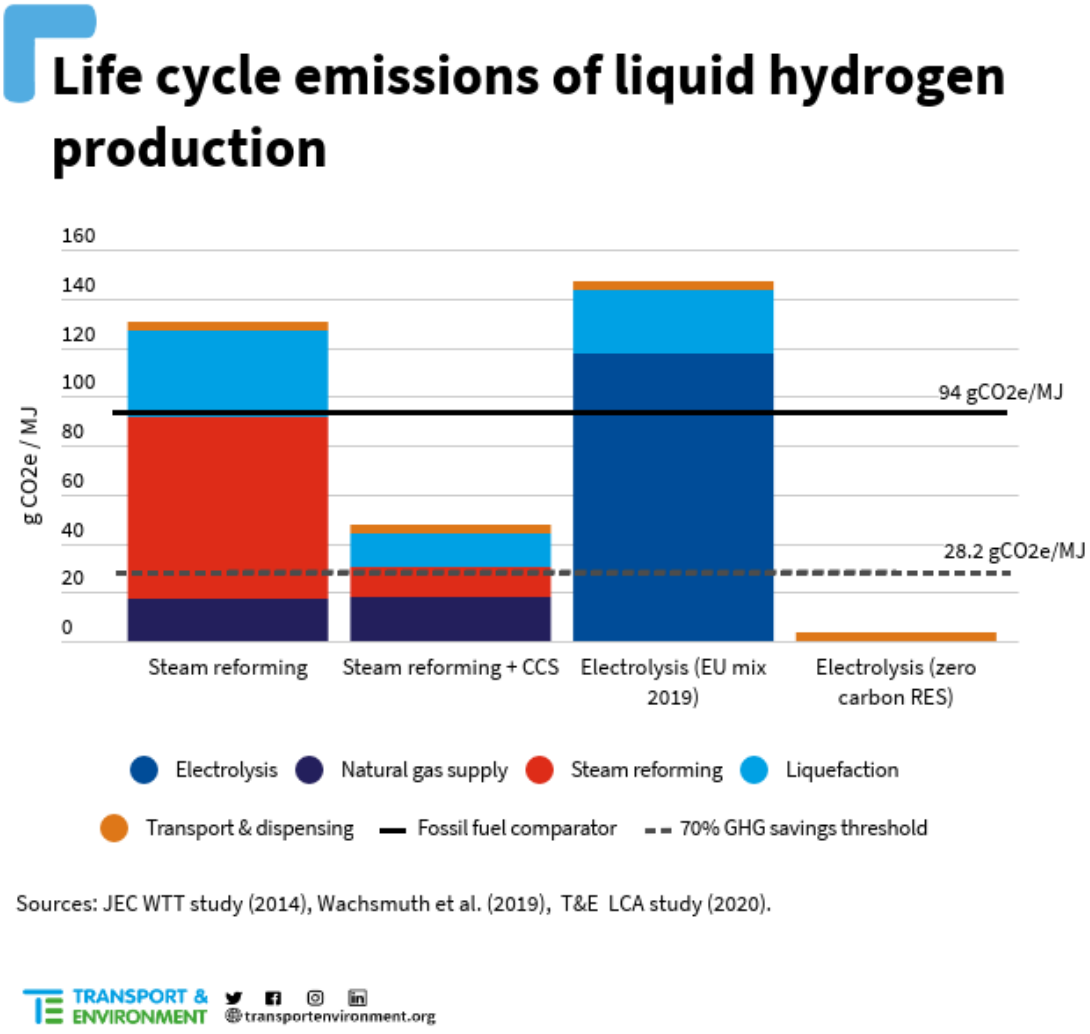



Figura 1 - Emissioni del ciclo di vita per tipo di idrogeno

## 2. Efficienza e domanda addizionale di elettricità

Il principale limite del ruolo dell'idrogeno verde nella decarbonizzazione del trasporto e dell'economia in generale, risiede nella sua bassa efficienza energetica. Rispetto ad un veicolo elettrico a batteria, un veicolo a idrogeno a celle combustibile presenta un'efficienza oltre due volte minore. Questo è dovuto principalmente al processo di trasformazione dell'energia rinnovabile in energia di trazione, che nel caso dell'idrogeno richiede molti più "passaggi" rispetto ai veicoli elettrici (vedi figura 2).
Nel caso dei FCEV l'elettricità rinnovabile prodotta, invece di essere immessa direttamente nella rete elettrica, e attraverso di essa trasportata fino al punto di erogazione per ricaricare il veicolo elettrico, viene utilizzata dapprima dagli elettrolizzatori per produrre idrogeno (scindere la molecola d'acqua in H2 e O). L'idrogeno prodotto viene poi processato, trasportato, distribuito ed erogato al veicolo dove, grazie alle celle a combustibile, viene convertito nuovamente in elettricità, per alimentare il propulsore elettrico. L'efficienza

energetica complessiva associata al processo è del **33%** nel caso dei veicoli a idrogeno, contro il **77%** nel caso dei veicoli elettrici a batteria.

Semplificando, a parità di mezzo e distanza percorsa, un veicolo a idrogeno richiede una produzione di energia rinnovabile di oltre il doppio dell'energia rispetto all'alternativa elettrica a batteria, con un aumento considerevole anche dei costi d'esercizio.

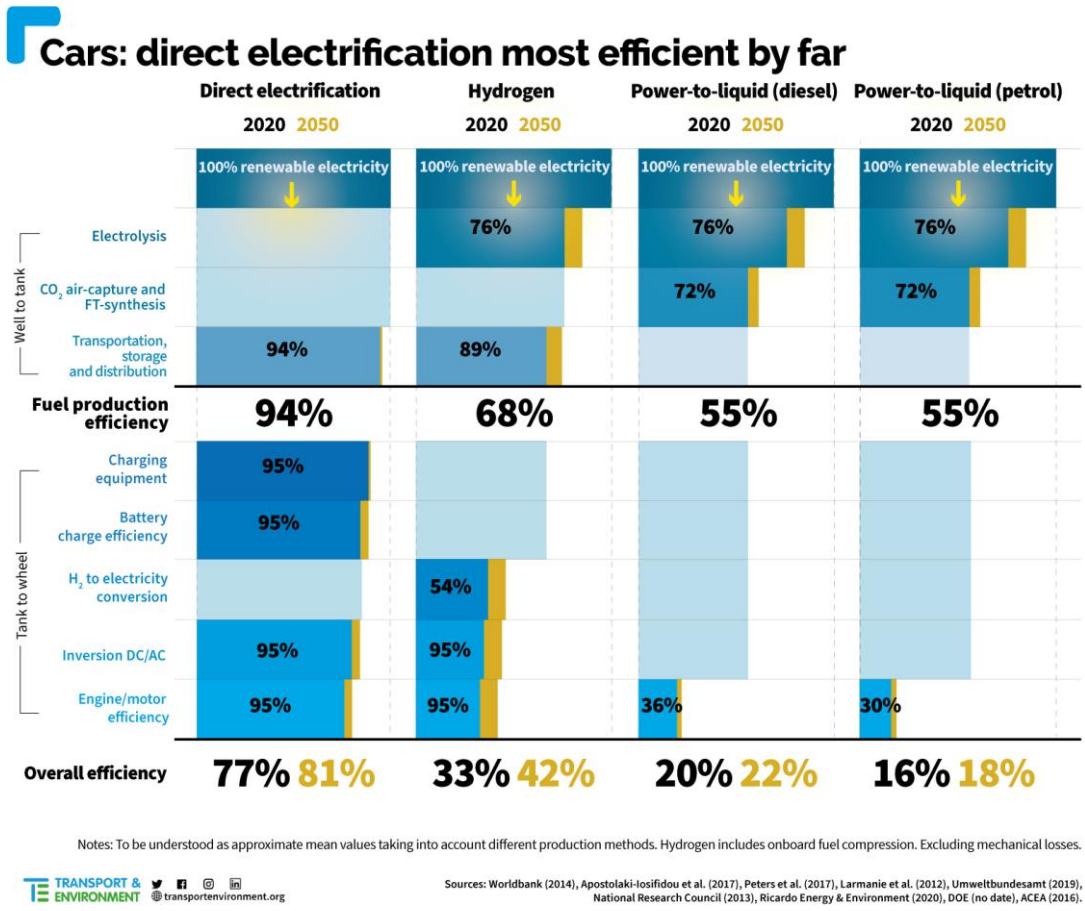



Figura 2 - Efficienza WTW di diversi sistemi di propulsione alimentati da carburanti derivati dall'elettricità

Se l'efficienza energetica non dovrebbe mai essere un'opzione, ma al contrario il criterio principale alla base di qualsivoglia scelta tecnologica e politica, ciò è tanto più vero in questo particolare momento storico in cui il dispiegamento massivo di grandi quantità di energia rinnovabile in tempi brevi rappresenta uno dei principali ostacoli al raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050. Nell'affrontare il tema della decarbonizzazione del settore trasporti è necessario un approccio olistico che tenga conto del fatto che tutti i settori dell'economia devono essere decarbonizzati e che una scelta effettuata in un settore può avere ripercussione in altri.

# 3. Costi - Produzione e trasporto dell'idrogeno verde

Il costo sull'utente finale dell'idrogeno verde rinnovabile è dato dalla somma dei costi di produzione dell'idrogeno stesso e dei costi del trasporto dell'idrogeno dal sito di produzione al punto di utilizzo.

In generale, il costo della produzione di elettricità rinnovabile rappresenta uno dei driver principali sul prezzo finale della produzione dell'idrogeno verde. Per questo motivo, ultimamente si sente parlare di progetti per la produzione di idrogeno verde dislocati in luoghi dove il costo di produzione dell'elettricità rinnovabile è più conveniente, come ad esempio il Nord Africa[2]. Tuttavia dislocare la produzione in aree dove la generazione di elettricità rinnovabile è caratterizzata da costi più bassi, comporta in generale un aumento dei costi legati al trasporto, annullando i benefici derivanti della produzione dislocata. Pertanto è difficile avere una stima attendibile e definitiva del prezzo finale dell'idrogeno verde da qui ai prossimi anni.

Dal lato dei costi di produzione dell'idrogeno verde, essi dipendono da una serie di fattori: il costo livellato dell'elettricità (LCOE[3]) verde, le ore di fornitura elettrica a pieno carico, la futura evoluzione dei costi dell'elettrolisi e della tecnologia di stoccaggio temporaneo (CAPEX) nonché i costi operativi e di manutenzione (OPEX).

La figura 3 mostra che il LCOE dell'elettricità verde costituisce una quota significativa dei costi di input per la produzione di H2 verde ai quali vanno aggiunti i costi capitali e di esercizio dell'elettrolizzatore, nonché ulteriori costi come quelli ad esempio associati alla parte ingegneristica. In generale, e per semplificare si può affermare che la dislocazione della produzione in aree dove i costi dell'elettricità rinnovabile sono minori, comporta costi di trasporto maggiori. Viceversa, quando la produzione viene fatta in loco, per evitare di sostenere alti costi di trasporto, i costi di produzione saranno più elevati.

Dal punto di vista dei costi di trasporto, se la produzione avviene al di fuori dell'Europa, come ad esempio in Nord Africa, per vantaggi associati al costo dell'energia elettrica, l'idrogeno deve essere necessariamente processato e trasportato. Il trasporto può avvenire o attraverso una infrastruttura intercontinentale di dotti, a valle del processo di compressione, o altrimenti liquefatto e trasportato tramite nave cisterna in Italia, comportando sia notevoli perdite di conversione energetica sia costi aggiuntivi (Staffell et al. 2019). Dal momento che non si prevede che una rete di distribuzione nazionale ad ampio raggio sia disponibile nel prossimo futuro (l'industria europea del gas non prevede di avere una rete di trasmissione e distribuzione dell'idrogeno prima del 2040, Gas for Climate, 2020), la distribuzione in Italia sarebbe necessariamente gestita da camion cisterna criogenici isolati che possono trasportare e consegnare idrogeno liquefatto alla stazione di rifornimento di idrogeno. Una volta giunto lì, può essere utilizzato direttamente in forma liquefatta o gassificato nuovamente.

[2] Dal sito internet di Snam: "L'Italia potrebbe importare idrogeno dal Nord Africa, ad un costo inferiore del 14% rispetto alla produzione domestica. Potrebbero essere disposti pannelli solari nei paesi dell'Africa settentrionale ("dove il sole splende sempre"), e poi importare idrogeno in Sicilia attraverso i tubi esistenti. Questo potrebbe incentivare anche le esportazioni di idrogeno in altri paesi europei attraverso l'Italia". Consultabile presso il sito internet: https://www.snam.it/it/hydrogen_challenge/potenziale_idrogeno_italia/

[3] Levelized Cost of Energy: Misura i costi dell'intero ciclo di vita divisi per la produzione di energia di un impianto. Calcola il valore attuale del costo totale di costruzione, funzionamento e smantellamento di una centrale elettrica per il periodo di vita presunto e permette il confronto di diverse tecnologie (per esempio, eolico, solare, gas naturale) di durata ineguale, dimensioni del progetto, diverso costo del capitale, rischio, rendimento e capacità.

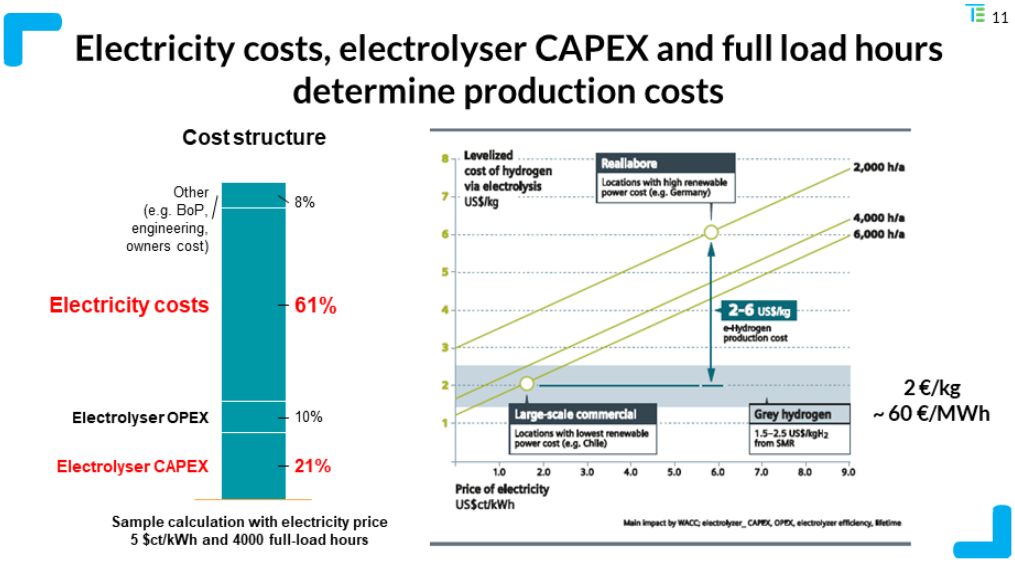



Figura 3 - Costi di produzione dell'idrogeno

Come regola generale e a seconda dei percorsi e costi di produzione, **la lavorazione, il trasporto e la distribuzione dell'idrogeno verde aumenteranno significativamente il costo finale alla stazione di rifornimento.** Se l'idrogeno verde fosse importato dal Nord Africa senza una rete di gasdotti dedicata, i costi livellati di produzione dell'idrogeno, che ammonteranno a circa 2,70 EUR/kg_H2 nel 2030, raddoppierebbero a circa 4,90 EUR/kg_H2 per l'utente finale (calcoli T&E basati su Frontier Economics 2018 e altri).

# 4. Idrogeno e infrastrutture

Attualmente quasi tutto l'idrogeno prodotto a livello mondiale viene utilizzato in loco, in quanto il suo trasporto risulta particolarmente complicato a causa delle piccole dimensioni della molecola di idrogeno, che è la più piccola esistente nell'universo. Ciò conferisce all'idrogeno una spiccata capacità di intrufolarsi negli interstizi delle strutture metalliche delle condotte, con conseguenti rischi di infragilimento delle infrastrutture e rischi di fuoriuscita:

1. **Rischio di infragilimento**. L'idrogeno rende fragili i tubi d'acciaio. Un recente studio del 2018 ha scoperto che *"usare le condutture progettate per la conduzione del gas naturale per trasportare l'idrogeno è una scelta rischiosa"* perché così facendo *"può causare fatica e danneggiare la struttura"* (Procedia Structural Integrity, 2018). Trasportare e distribuire l'idrogeno nell'infrastruttura di gasdotti esistente invece del metano rischierebbe di danneggiare le condutture, portando a perdite, guasti ed esplosioni. Inoltre, l'idrogeno può presentare un rischio di esplosione maggiore rispetto al metano (NREL, 2010).
2. **Rischio di perdite.** Essendo l'idrogeno una molecola molto più piccola del metano, è molto probabile che venga perso dai dotti in volumi maggiori rispetto al metano, il quale presenta già perdite significative nei gasdotti esistenti (Environmental Pollution, 2013). Nonostante le condutture ad alta

pressione abbiano meno probabilità di perdite (poiché mantenute e monitorate in modo migliore) non vale lo stesso per le reti di distribuzione che, essendo a bassa pressione, rendono più difficile rilevare le perdite. Uno studio suggerisce che l'idrogeno sarebbe perso ad un tasso tre volte superiore a quello del metano (NREL 2010).

**Per questi motivi, l'attuale infrastruttura dei gasdotti (di gas naturale) non può essere utilizzata per il trasporto e la distribuzione dell'idrogeno puro a differenza di quanto sembra sostenere l'industria del gas (RAI, 2020).**

**FOCUS BOX: Gasdotti e reti di idrogeno**

Il trasporto dell'idrogeno nella rete attuale di gasdotti può eventualmente essere fattibile con basse miscele di idrogeno (5-15%) e solamente a valle di studi approfonditi, test e modifiche alle pratiche esistenti di monitoraggio e manutenzione dei gasdotti (ad esempio, sistemi di gestione dell'integrità) (NREL 2010). Il trasporto di miscele a maggiore concentrazione comporterebbe la modifica e l'aggiornamento delle stazioni di compressione e riduzione, le stazioni di misurazione, i giunti e le valvole così come l'adeguamento della **rete di distribuzione locale** per gli utilizzi finali. La rete, spesso vecchia di decenni, che giunge ai distributori di carburante, nei distretti industriali o che attraversa le città, dovrebbe essere completamente adeguata (retrofit) o ricostruita, sistemi di pompaggio e stoccaggio inclusi, con costi molti elevati e ad oggi non noti. Si tenga presente che le nuove centrali turbogas saranno predisposte per miscele metano-idrogeno (sino ad un massimo del 70%), ma così non è per tutti gli altri usi attuali di metano nelle città e nei cicli industriali. Pertanto, se venisse utilizzata una miscela ad alta percentuale di idrogeno si dovrebbero cambiare macchine e tecnologie.

# 5. Idrogeno nel trasporto terrestre

## 5.1 Idrogeno nel trasporto leggero

In uno scenario in cui al 2050 è presumibile che tutta l'elettricità debba essere prodotta da fonti rinnovabili e sia richiesta in tutti i settori produttivi (residenziale, agricoltura, trasporti, industria, ecc.) il principio alla base della scelta del percorso di decarbonizzazione non può che essere quello di favorire - ove possibile - l'impiego di tecnologie a maggior rendimento, minimizzando la quantità di energie rinnovabili addizionali necessaria.

Non è un caso che l'industria mondiale dell'automotive abbia già investito in modo massiccio nella tecnologia elettrica a batteria, presentando sul mercato sempre più modelli di veicoli elettrici, che risultano essere l'unica opzione commercialmente pronta ed economicamente percorribile in grado di rispettare i target di riduzione di $CO_2$ necessari alla decarbonizzazione.

Per questo motivo **l'idrogeno non ha alcun ruolo nella decarbonizzazione del trasporto leggero:** la maggiore efficienza di auto e furgoni elettrici, i minori costi d'esercizio che determinano già oggi - per alcuni segmenti

- un costo totale di proprietà minore rispetto al veicolo tradizionale a benzina (o ad un veicolo Fuel Cell), la maturità tecnologica e la prontezza commerciale, non lasciano dubbi sulla mobilità elettrica a batteria come tecnologia predominante.

**FOCUS BOX: L'auto a idrogeno.**

Prendiamo ad esempio l'automobile: oggi si possono scegliere due modelli (Toyota Mirai e Hyundai Nexi), dal costo di 70 mila euro. Il pieno, che garantisce 600 km circa, si può fare solo a Bolzano. Ad oggi, con un prezzo iniziale all'utente di 13,7 €/kg, per fare un pieno, servono 6 kg, circa 70-80 € e 5 minuti. L'idrogeno per alimentare queste auto a celle a combustibile è prodotto da rinnovabili in "elettrolizzatori" che hanno un rendimento vicino al 76%. Dato che il rifornimento avviene ad alta pressione, ovvero 700 atmosfere (altrimenti 5 kg di idrogeno occuperebbero tutto l'abitacolo), l'idrogeno va compresso o liquefatto (a – 252 gradi!) per poter essere conservato e alimentare i serbatoi dei mezzi di trasporto, consumando ulteriore energia (11-25%). Infine, una volta nell'auto (o camion, bus o treno) l'idrogeno, tramite le celle a combustibile, viene convertito nuovamente in elettricità per alimentare una piccola batteria e il motore elettrico che aziona le ruote, perdendo così un altro buon 50% di energia.

In conclusione, a partire dal 100% di energia elettrica rinnovabile, alla ruota del veicolo a idrogeno arriva solo il 30-33% dell'energia motrice utile. Mentre, se si usasse la stessa energia per alimentare direttamente la batteria elettrica del veicolo, quella utile che si trasmetterebbe alla ruota sarebbe del 70-77%. Quindi il motore a idrogeno necessita implicitamente di una superficie doppia di pannelli solari, oppure il doppio di pale eoliche, o di invasi idroelettrici e condotte forzate.

## 5.2. L'idrogeno nel trasporto merci

Nel caso della decarbonizzazione del trasporto merci su gomma, valgono le stesse considerazioni avanzate nel paragrafo sul trasporto leggero: la maggiore efficienza della tecnologia elettrica a batteria rende tale tecnologia ambientalmente ed economicamente preferibile rispetto alla controparte ad idrogeno. Per dare un'ordine di grandezza, da un punto di vista aggregato, T&E ha confrontato le due alternative, batterie e idrogeno, per decarbonizzare il settore dei camion ed il relativo fabbisogno energetico (figura 4). La prima tecnologia richiederebbe circa 36 TWh di elettricità rinnovabile per alimentare l'intero settore dei camion in Italia nel 2050, mentre la seconda circa 70 TWh (sempre nel 2050), **dissipando quindi circa 34 TWh di elettricità a causa di una minor efficienza,** come spiegato precedentemente e presentato nella figura 2.

La tecnologia elettrica a batteria è dunque preferibile per motivi di efficienza alla tecnologia a idrogeno a celle combustibili. Industria e mercato si stanno orientando in questo senso. Per le medie percorrenze sono sempre più numerosi gli annunci di messa in produzione di serie di autocarri elettrici (vedi figura 5), anche grazie alle economie di scala associate al rapido sviluppo del mercato delle auto elettriche che amplificano il *business case* per i camion a batteria.

Non vale lo stesso discorso per i camion a idrogeno, per i quali non si attende in Europa una produzione di serie prima della seconda metà degli anni '20. Daimler non prevede di portare sul mercato il primo camion Fuel Cell prima del 2025 (Daimler, 2020), MAN inizierà le prove sul campo solamente nel 2023/24 (MAN,

2020) mentre Scania ne ha interrotto lo sviluppo per abbracciarela tecnologia elettrica a batteria. Si aspetta che il 50% delle sue vendite al 2030 sia elettrica e ha inoltre sollevato scetticismo sull'uso dell'idrogeno per i camion (Scania, 2021).

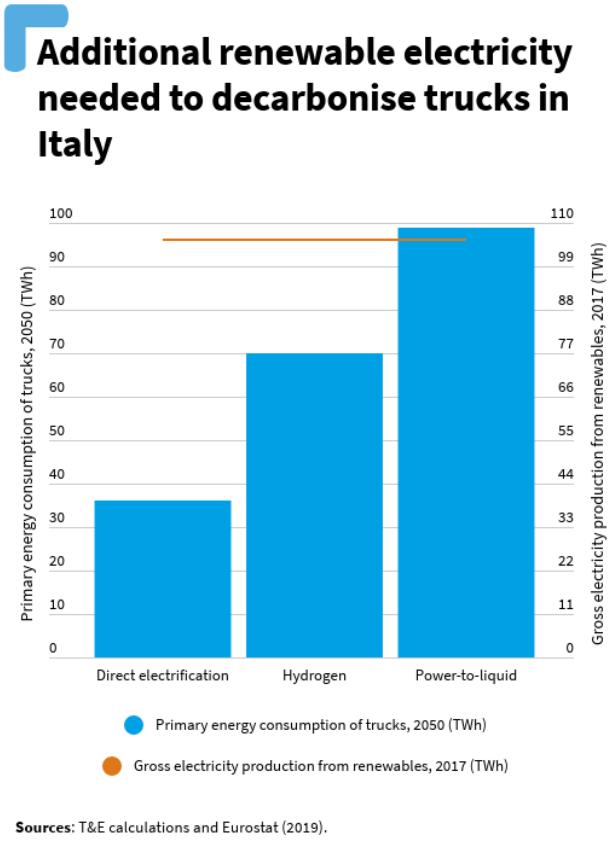



Figura 4 -
Domanda aggiuntiva di elettricità da fonti rinnovabili per decarbonizzare il settore dei camion in Italia

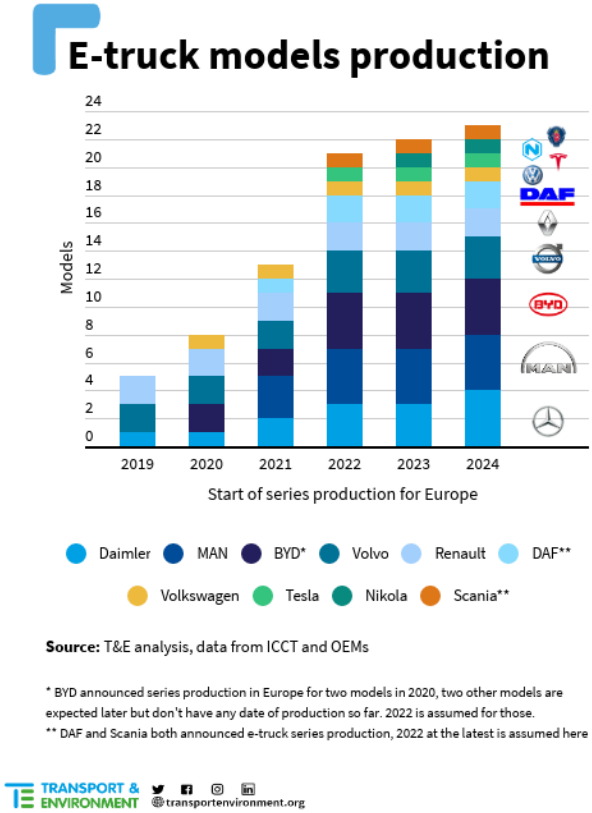



Figura 5 -
Produzione di modelli di camion elettrici

Per i camion di lungo raggio (>500km) - che detengono comunque un ruolo di nicchia nel trasporto merci italiano - i maggiori requisiti in termini di autonomia e le esigenze relative ai tempi di ricarica proprie del settore logistico lasciano ancora aperti alcuni interrogativi sulla fattibilità tecnica dell'elettrificazione in riferimento al trasporto di lungo raggio. Ad oggi, entrambe le tecnologie vengono prese in considerazione e non è ancora chiaro quale verrà adottata nel concreto. È ragionevole ritenere che il rapido sviluppo del mercato delle auto elettriche a batteria e del mercato dei camion per le consegne urbane e regionali, amplifichino il *business case* per i camion elettrici anche nel lungo lungo raggio grazie alle economie di scala, che faciliteranno il trasferimento del know-how tecnologico. Si tratta comunque di una parte minoritaria della flotta italiana.

In definitiva i camion ad idrogeno saranno una rarità sulle strade europee tra la fine degli anni 20 e l'inizio degli anni 30. Nell'attuale composizione della domanda di trasporto, il trasporto merci di lunga distanza (con raggio superiore a 500 km) in Italia al 2020 è pari al 22,3% del totale (km*tonnellate all'anno 2020) (Anfia, aprile 2020). Su oltre 4 milioni di camion adibiti al trasporto merci in Italia, i grandi camion con motrici

(trattori) che necessitano di notevoli autonomie sono 190.000, di cui solo 150.000 sono recenti ed usati quotidianamente. Ad oggi, questi sono quasi tutti a gasolio fatta eccezione per 2.400 veicoli a GNL (oggi alimentati da appena 26 impianti di distribuzione, di cui solo 1 a bio-GNL) e solamente 21 elettrici (Aci, aprile 2021).

## Total Cost of Ownership (TCO) dei camion di lungo raggio

I camion a idrogeno dovranno confrontarsi con i fondamentali problemi di costi in quanto l'acquisto di camion è guidato dal costo totale di proprietà/possesso - c.d. Total Cost of Ownership (TCO) - e non solo dal prezzo d'acquisto iniziale. Infatti il TCO è una misura che tiene conto di tutti i costi (costo iniziale d'acquisto, costi del carburante, costi di manutenzione e riparazione) e calcola il Costo Totale di Possesso di un mezzo rispetto alle sue caratteristiche specifiche.

**I camion a celle a combustibile**, alimentati ad Idrogeno, saranno caratterizzati da un **costo iniziale d'acquisto più elevato** (dovuto principalmente alla presenza di una piccola batteria a bordo per gestire i carichi di picco, di una pila di celle a combustibile e il serbatoio per lo stoccaggio di idrogeno), che può essere **compensato solo parzialmente** dal risparmio di carburante durante il funzionamento del veicolo, a causa della minore efficienza Well-to-Wheel dell'Idrogeno (vedi figura 2).

**Un camion elettrico a batteria** invece, rispetto ad un camion tradizionale con motore a combustione interna, presenterà un **costo iniziale d'acquisto più elevato**, derivante principalmente dai grandi pacchi batteria a bordo, ma il **TCO sarà più basso**, principalmente dovuto ai ridotti costi d'esercizio dell'intero ciclo di vita. Tali risparmi, che scaturiscono principalmente dai minori costi di "carburante", manutenzione e riparazione, rendono i camion elettrici a batteria più vantaggiosi dall'analisi del TCO.

Nei prossimi dieci anni il TCO di un camion a idrogeno diminuirà in modo significativo, ma rappresenterà comunque una soluzione più costosa non solo rispetto agli attuali camion con motore endotermico alimentati a Diesel ma anche rispetto all'alternativa elettrica a batteria. Quest'ultima, invece, arriverà a eguagliare il costo attuale dei camion a motore a combustione interna (Transport & Environment, 2021). **Pertanto, è ragionevole affermare che il TCO complessivo di un camion a idrogeno sarà probabilmente meno favorevole della sua controparte a batteria (**Transport & Environment, 2020**).**

Nella figura 6 vengono riassunti i principali vantaggi e svantaggi, da un punto di vista economico e logistico, dei camion ad idrogeno e quelli a batteria relativamente al settore del trasporto merci di lungo raggio. I camion a celle a combustibile saranno caratterizzati da maggiori autonomie e tempi di ricarica molto ristretti, a scapito di un costo totale di possesso maggiore, che, in assenza di sussidi, raggiungerà la parità di costo con un camion tradizionale solo nella seconda metà degli anni '40. Grazie alle economie di scala della tecnologia elettrica a batteria, il costo totale di possesso dovrebbe essere più basso per questi ultimi, capace di competere (senza sussidi) con quello di un veicolo con motore endotermico già nei primi anni '30. I maggiori tempi di ricarica, che garantiscono minori - ma comunque elevate - autonomie (circa 800 km) costituiscono però un elemento di incertezza soprattutto da un punto di vista logistico per il trasporto di lungo raggio.

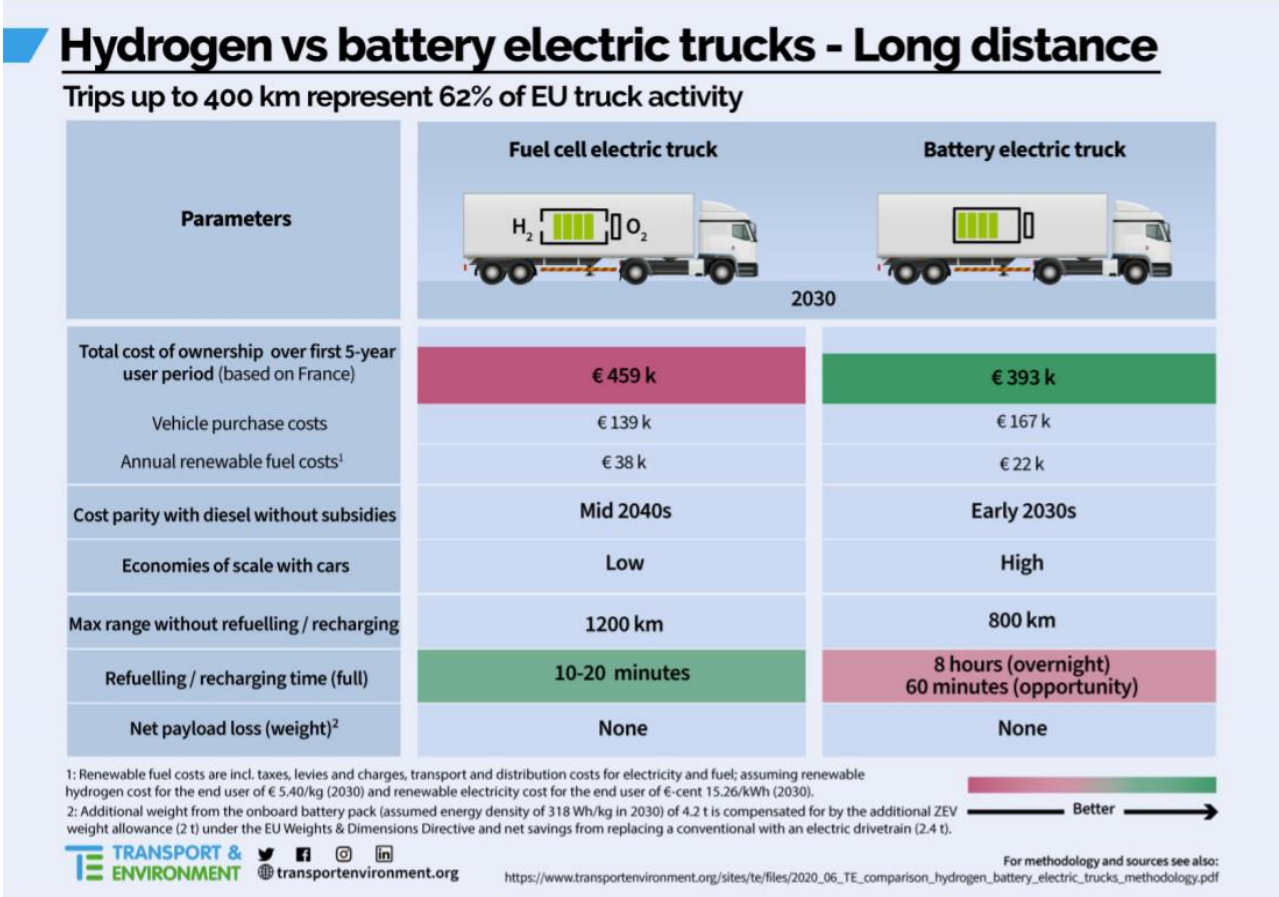



Figura 6 - Confronto dei camion ad idrogeno e elettrici a batteria

## 5.3. L'idrogeno e gli autobus

La decarbonizzazione del settore dei trasporti passa anche attraverso l'adozione di mezzi a zero emissioni per il trasporto pubblico locale. Questo è tanto più importante per le aree urbane dove vive la gran parte dei cittadini che viene esposta a livelli di qualità dell'aria critici e dove le soluzioni tecnologiche per abbattere le emissioni sono già presenti. In particolare, per le aree urbane, caratterizzate da percorrenze brevi e programmabili, la soluzione elettrica a batteria rappresenta la soluzione più matura, meno costosa e commercialmente pronta per garantire la decarbonizzazione. Gli autobus urbani sono la prima modalità di trasporto in cui l'elettrificazione sta già avendo un impatto significativo. In Cina circolano già 500.000 autobus elettrici ed alcuni costruttori affermano che dal 2025 le città acquisteranno solo bus elettrici (Bloomberg, 2019). Per i servizi extraurbani, resta da capire l'evoluzione del mercato e quale tecnologia sarà più appropriata.

Ad oggi però, la situazione italiana è molto differente: dei 93.000 autobus circolanti quasi tutti sono alimentati a gasolio, 4.100 a metano (GNC), 512 elettrici, gran parte dei quali in servizio pubblico urbano (Aci, aprile 2021) e solo poche unità alimentate a idrogeno.

Nel trasporto urbano tuttavia, si cominciano a vedere i primi progetti di trasporto pubblico a zero emissioni. Per quanto riguarda le applicazioni dell'idrogeno, oggi in Italia risultano attivi, in servizio pubblico urbano, 3 autobus a Milano e 5 a Bolzano. Per il progetto sperimentale di Bolzano, grazie ad un finanziamento europeo (CHIC, 2010), sono stati spesi 11 milioni di euro, ovvero più di 2 milioni per ogni autobus, parte dei quali per realizzare l'unico distributore di idrogeno per autoveicoli oggi funzionante in Italia. Dall'altra parte, gli autobus elettrici sulle strade hanno raggiunto più di 500 unità. Nei prossimi anni, i piani governativi e molte città italiane prevedono l'acquisto di ulteriori autobus elettrici. In particolar modo si evidenzia come alcune città hanno approvato piani per l'acquisto esclusivo di autobus elettrici e di completare l'elettrificazione dell'intero parco entro il 2030 (Milano, Torino, Bergamo) o il 2035 (Cagliari).

Nel trasporto pubblico interurbano risultano attivi 26.000 mila mezzi, ancora quasi tutti a gasolio (Anfia, giugno 2020). Per tali tratte, dove l'alimentazione elettrica appare in maggiore difficoltà a garantire sufficiente autonomia, da un lato si registra un piano sperimentale Flixbus per 30 autobus idrogeno con una autonomia di 500 km (Flixbus, 2019) e dall'altro l'entrata sul mercato dei primi modelli elettrici con autonomia fino a 600 km (VDL, 2021).

Nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza è previsto l'acquisto entro il 2026 di (solo) 3.360 autobus a basse emissioni. Sarebbe invece più opportuno che tali risorse venissero opportunamente aumentate e destinate solamente alla tecnologia elettrica a batteria.

Il costo degli autobus ad idrogeno sembra essere ancora troppo elevato per rappresentare una soluzione capace di sostituire in massa le attuali tecnologie endotermiche. Tale costo elevato costituisce un ostacolo alla loro adozione anche da parte delle autonomie locali, come dimostra il fatto che solo la Provincia autonoma di Bolzano ha presentato un progetto specifico per gli autobus a propulsione a idrogeno. La tecnologia elettrica a batterie invece costituisce una soluzione economicamente più percorribile, capace inoltre di garantire una maggiore riduzione di emissioni di $CO_2$ e inquinanti locali, permettendo un miglioramente della qualità dell'aria a favore dei cittadini.

## Rete distributiva

Non solo per i mezzi leggeri (auto e furgoni), ma anche per camion e autobus, per autonomie inferiori a 400-500 km, molto probabilmente la trazione elettrica si affermerà nei prossimi anni per la decarbonizzazione del trasporto su gomma. Per i relativamente pochi mezzi adibiti al trasporto passeggeri e merci di lunga percorrenza (che necessitano di oltre 500 km di autonomia), nessuna soluzione alternativa ai mezzi a combustione sembra oggi ancora matura. Non è possibile affermare oggi che l'idrogeno si presenti come la soluzione vincente e alternativa all'elettrico sulle lunghe percorrenze. Eppure, nel tentativo di affermare la tecnologia dell'idrogeno nei trasporti su gomma si pretende di investire nella catena di approvvigionamento e nella produzione, lavorazione e distribuzione dell'idrogeno come dimostra il progetto sperimentale presentato all'interno del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza per la realizzazione di 40 stazioni di rifornimento per il trasporto merci di lungo raggio. L'investimento si giustifica soprattutto per quei settori difficili da decarbonizzare (settore industriale, navigazione e aviazione) ma non in stazioni di rifornimento di idrogeno per camion nei prossimi anni 5-6 anni, soprattutto a fronte dell'assenza di una produzione in serie di camion a idrogeno sul mercato in questo lasso temporale.

## 5.4. Idrogeno nel trasporto ferroviario

A ottobre 2020, Snam e Gruppo FS Italiane hanno stretto un accordo per promuovere lo studio dell'idrogeno nel trasporto ferroviario (Snam, 2020): le aziende sperimenteranno soluzioni tecnologiche innovative legate alla produzione, al trasporto, alla compressione, allo stoccaggio, alla fornitura e all'utilizzo dell'idrogeno, anche partecipando insieme a iniziative congiunte oggetto di potenziale finanziamento o gara d'appalto pubblica. Nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), l'unica traccia che si trova di tale piano è l'intenzione di acquistare (solo) 53 nuovi treni elettrici, sviluppando in parallelo una sperimentazione dell'idrogeno nel trasporto ferroviario che prevede il finanziamento di 9 impianti di rifornimento. In particolar modo, nei "progetti di fattibilità più avanzati in Valcamonica e Salento si prevedono la sperimentazione in modo integrato di produzione, distribuzione e acquisito di treni ad idrogeno". Nel PNRR risulta che la produzione di Fuel Cell Hydrogen può sostituire il diesel laddove l'elettrificazione dei treni non è tecnicamente fattibile o non competitiva, ma questo rappresenta un ruolo marginale poichè il 72% della rete nazionale è già elettrificata. A valle degli investimenti già previsti, la quota di rete elettrificata salirà al 78% e le linee non elettrificabili rimaste saranno ben poche (ad esempio per i costi di adeguamento di gallerie storiche).

A novembre, A2A e FNM hanno siglato un'intesa per lo studio e l'individuazione della migliore modalità di produzione e fornitura di idrogeno grigio, blu e verde (rinnovabili idrauliche e "recupero di materia"), per alimentare i nuovi treni della linea Brescia-Iseo-Edolo di Fnm e Trenord. A fine dicembre è stato presentato il piano H2iseO per dar vita in Lombardia, Sebino e Valcamonica alla prima "Hydrogen Valley" italiana, dotandola, a partire dal 2023, di una flotta di treni e autobus a idrogeno e delle relative infrastrutture. E' questo l'unico piano pubblico, con una previsione finanziaria, che si possa consultare (FNM, 2020).

La rete ferroviaria, che sarebbe servita dai 14 treni, ha una lunghezza complessiva di 103 km (con i rami minori): è una delle poche del nord Italia a non essere ancora elettrificata, pur servendo regolarmente una valle di 300 mila abitanti. Ma quanto sarebbe costata l'elettrificazione di tutta la linea? E l'acquisto di treni nuovi con moderni locomotori elettrici?

Un recente studio sui treni passeggeri ha scoperto che il costo più elevato del carburante rinnovabile, così come i costi di manutenzione e riparazione delle Unità Multiple Elettriche a Idrogeno (UMEI) comportano fino al 35% di costi più alti rispetto alle UME a Batteria (UMEB). D'altro canto le UMEB risultano meno adatte alle sezioni non elettrificate di lunghezza superiore a 120 km, dove le UMEI beneficerebbero del loro intrinseco vantaggio di autonomia (VDE, 2020).

Il piano sopracitato prevede un investimento complessivo di 271,2 milioni di euro, così suddivisi: 65 milioni di euro per 3 impianti produzione, elettrolizzatori inclusi, a Iseo, Brescia ed Edolo; 165 milioni di euro per l'acquisto di 14 treni dotati di locomotori a celle a combustibile e 24 milioni di euro per l'acquisto di 40 autobus. L'energia primaria di questo progetto sarà inizialmente idrogeno derivato da metano fossile attraverso lo Steam Methane Reforming (SMR), valutando successivamente l'opportunità di utilizzare il biometano proveniente dai fanghi del vicino impianto di depurazione delle acque. Per gli altri impianti si prevede l'utilizzo di elettricità della rete elettrica, proveniente anche dagli impianti idroelettrici: a Edolo è presente una delle principali centrali di pompaggio delle Alpi (1.250 m di salto, 1 MWe, una efficienza di stoccaggio del 70%).

Per un confronto economico, l'elettrificazione ha un costo unitario di circa 2 milioni per km[4]. Questa stima è coerente con le previsioni di FS, che prevede di elettrificare 670 km di linee entro il 2026, dotando le linee di nuovi locomotori elettrici con una spesa di 1,4 miliardi (IlSole24ORe, 2020). Con un costo unitario di 2 milioni a km, il costo complessivo, treni inclusi, dell'elettrificazione della linea Brescia-Edolo, sarebbe equivalente a 216 milioni (225 milioni con 40 autobus elettrici, infrastrutture di ricarica incluse). L'elettrificazione diretta presenta dunque costi unitari e complessivi decisamente inferiori, presentando scarsi rischi in virtù di tecnologie consolidate.

Ma la differenza più evidente sta nei costi energetici e gestionali: nel caso della sola elettrificazione della linea, l'energia che serve la trazione dei treni e degli autobus può essere impiegata direttamente con il rendimento medio di rete. L'accumulo, nei periodi di produzione rinnovabile discontinua, è garantito dalla vicina centrale idroelettrica di pompaggio di Edolo, con rendimenti molto elevati (70%). Così non è per l'idrogeno: avremo bisogno di circa il doppio dell'elettricità rinnovabile fornita dalla centrale di Edolo o da nuova potenza elettrica rinnovabile per alimentare gli elettrolizzatori, lo stoccaggio di idrogeno e la successiva trasformazione a bordo dei veicoli. Anche il biometano prodotto dagli impianti territoriali potrebbe essere stoccato a gas compresso o liquefatto ed alimentare direttamente motori termici, con un rendimento decisamente superiore della trasformazione Steam Methane Reforming prima e nelle celle a combustibile del locomotore per il motore elettrico dopo.

In generale:

- i costi della pura elettrificazione della rete ferroviaria, per lunghezze comprese tra i 100-200 km, come la quasi totalità della rete non elettrificata italiana, sono inferiori all'investimento per le infrastrutture rinnovabili e la produzione e stoccaggio di idrogeno.
- va adeguatamente studiato e valutato il sistema energetico finale, l'impatto futuro sulla rete, il confronto tra diverse tecnologie e infrastrutture di stoccaggio dell'energia elettrica, prima di decidere un investimento a lungo termine nell'idrogeno.

# 6. Conclusioni

In un momento di transizione, bisogna valutare con cura le caratteristiche delle opzioni di decarbonizzazione e le tecnologie da adottare (poiché i fondi pubblici sono limitati e non c'è più tempo per gli errori). In quest'ottica, il presente documento ha cercato di illustrare le caratteristiche più importanti che intervengono nel dibattito pubblico, relative alla produzione, la distribuzione, e l'utilizzo dell'idrogeno nel settore dei trasporti terrestri, evidenziandone i limiti, le incognite nonché i potenziali usi e i vantaggi. Ciononostante, non tutte le caratteristiche dell'idrogeno e del suo utilizzo in motori a celle a combustibile sono state coperte in modo esaustivo in questo documento, come ad esempio, i problemi legati all'approvvigionamento delle risorse di platino o la stabilità dei catalizzatori delle Fuel Cell, solo per citarne alcuni.

Esiste un ruolo veramente sostenibile per l'idrogeno nel settore dei trasporti? Sì, per i settori *hard-to-abate* l'idrogeno e gli altri combustibili sintetici sono l'unica opzione tecnicamente disponibile e la più efficiente in termini di costi. Pertanto, l'idrogeno, oltre alla sua applicazione nelle industrie ad alta intensità energetica, è

[4] L'elettrificazione dei 60 km di linea della Val Venosta (Alto Adige) è costata 32 milioni. Tenendo conto del ripristino completo che comprende binari nuovi, viadotti e l'acquisto di nuovi treni, il totale dei costi ammonta a 125 milioni, ovvero poco più di 2 milioni a km.

adatto a quei settori in cui l'elettrificazione diretta non è percorribile. L'aviazione e la navigazione marittima di lunga distanza rappresentano le migliori applicazioni per questa tecnologia. In questi settori l'idrogeno e i combustibili sintetici giocheranno un ruolo chiave nella decarbonizzazione. Tali combustibili sintetici, così come l'idrogeno, richiedono tuttavia un alto fabbisogno di energia elettrica rinnovabile per la loro produzione e, proprio per questo, è fondamentale limitare il loro uso in quei settori specifici dove alternative percorribili, come la diretta elettrificazione, non sono presenti. Il principio dell'efficienza energetica dovrà dettare le scelte strategiche nei processi di decarbonizzazione, privilegiando le soluzioni (a zero emissioni) più efficienti.

L'Unione Europea vuole fornire 330 TWh di idrogeno al mercato nel prossimo decennio, ma affinché l'idrogeno possa davvero decollare avremo bisogno di mercati di punta (Commissione Europea, 2020). Un recente studio dimostra che i soli settori dell'aviazione e del trasporto marittimo basterebbero a creare un nuovo e considerevole mercato per l'idrogeno verde, aiutando a scalare la tecnologia e aprendo la strada al trasporto marittimo e all'aviazione a zero emissioni. (Transport&Environment, 2020). "Sprecare" però l'elettricità rinnovabile producendo idrogeno per il trasporto terrestre quando l'elettrificazione diretta non solo è tecnicamente fattibile, ma è anche l'opzione più economicamente conveniente, non solo renderà più difficile la decarbonizzazione di quei settori come la navigazione marittima, l'aviazione, l'agricoltura e l'industria energivora ma metterà a repentaglio il raggiungimento della neutralità climatica al 2050.

A fronte delle evoluzioni e dell'accelerazione che la ricerca saprà garantire a questa tecnologia, è bene ricordare che l'idrogeno verde, ad oggi, rimane una tecnologia altamente prematura, che rispetto all'idrogeno grigio è ancora lontana dall'essere commercialmente pronta ed economicamente competitiva. La grande domanda di energia rinnovabile necessaria per produrlo e la bassa efficienza energetica rappresentano i limiti fisici che, fin dagli anni '50, hanno ciclicamente costituito (e costituiscono tuttora) un freno al suo sviluppo, ponendo delle domande sul margine di miglioramento che la ricerca potrà assicurare a questa tecnologia nei prossimi anni.

In conclusione, vale la pena ribadire che **ha poco - se non alcun - senso** in termini economici, tecnologici o scientifici **ammettere l'uso di idrogeno nel trasporto stradale e ferroviario italiano nel prossimo decennio,** se si vuole centrare l'ambizioso obiettivo di un'economia a zero emissioni nette entro il 2050.

In quest'ottica, è fondamentale che il principio di efficienza energetica detti le strategie di decarbonizzazione, favorendo le tecnologie a zero emissioni che hanno maggior rendimento. Questo significa, ove possibile, elettrificare direttamente e celermente il trasporto stradale e ferroviario. Inoltre, per evitare di sprecare elettricità da fonti rinnovabili, risorsa scarsa nel prossimo futuro, è fondamentale che l'utilizzo di idrogeno sia limitato a quei settori dove l'elettrificazione diretta non è possibile, ovvero i settori *hard-to-abate* come la navigazione di lungo raggio, l'aviazione e i settori industriali energivori come acciaio e chimica.

## Bibliografia e fonti utili


- A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, European Commission, 2020
- Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues, NREL 2020
- Daimler Trucks presents technology strategy for electrification – world premiere of Mercedes-Benz fuel-cell concept truck | marsMediaSite, Daimler, 2020
- Decoding the Hype Behind the Natural Gas Industry's Hydrogen Push, DESMOG, Jan 2021.
- Economic prospects and policy framework for hydrogen as fuel in the transport sector, Ajanovic et al., 2018
- Electrofuels? Yes, we can … if we're efficient, Transport & Environment, 2020
- European Hydrogen Backbone , Gas for Climate, 2020
- Fs, investimenti da 1,4 miliardi per l'elettrificazione della rete, IlSole24Ore, 2020
- Hydrogen embrittlement of steel pipelines during transients, Hafsi Z., Mishra M., Elaoud S., 2018
- Hydrogen from Renewable power, IRENA, 2018
- Hydrogen Properties, 2001
- La transizione energetica: l'idrogeno, RAI, 2020
- MAN presents Zero-Emission Roadmap, Man, 2020
- Mapping urban pipeline leaks: Methane leaks across Boston, Phillips et al., 2013
- Scania's commitment to battery electric vehicles, Scania, 2021
- The Future of Hydrogen, International Energy Agency, 2019
- The Oil and Gas Industry in Energy Transition, International energy Agency, 2020
- The Real Promise of Hydrogen, Boston Consulting Group, 2019
- The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system, Staffell et al., 2019
- Why are We Still TAlking About Hydrogen?, Forbes, Feb 2021.