



IL VETTORE IDROGENO: VINCOLI E OPPORTUNITÀ

L'uso dell'idrogeno (H_2) nel settore energetico incontra diversi ostacoli tecnici ed economici legati alle sue proprietà chimico-fisiche. Per realizzare le grandi potenzialità di questo vettore nella decarbonizzazione dell'economia globale, occorre selezionare attentamente i settori di applicazione, continuando a promuovere la ricerca scientifica su produzione, trasporto e stoccaggio.

Idrogeno oggi e domani

L'atomo di idrogeno costituisce oltre il 75% in massa dell'Universo ed è il terzo elemento più abbondante sulla Terra in termini di frazione atomica. Sul nostro pianeta esso però risulta quasi esclusivamente combinato con altri elementi, in particolare ossigeno e carbonio. Infatti, mentre l'idrogeno molecolare (H_2) [1] è abbondante in alcuni pianeti del sistema solare (rappresenta ad esempio oltre il 90% dell'atmosfera di Giove), sulla Terra è rarissimo: in atmosfera la sua concentrazione è pari a 1 ppm, mentre sono riportate sporadiche fuoriuscite di H_2 dalla crosta terrestre, la cui origine resta dibattuta [2].

L'idrogeno molecolare ha enorme rilevanza nell'industria chimica. Nel 2021, la produzione mondiale è stata di 94 Mton [3] (Fig. 1) principalmente utilizzati

nella sintesi dell'ammoniaca (processo Haber-Bosch) e nella raffinazione (es. *hydrocracking*). Quasi sempre, H_2 viene prodotto e utilizzato *in situ*, al fine di ridurre al minimo la necessità di infrastrutture di trasporto e distribuzione, che sono particolarmente complesse e costose. Il 95% dell'idrogeno oggi prodotto globalmente è ottenuto dal metano (idrogeno "grigio"), il 4% dal carbone ("marrone") e solo l'1% è ottenuto da elettrolisi dell'acqua ("verde") [3]. La produzione industriale dell'idrogeno è responsabile del 2,5% delle emissioni di CO_2 a livello globale. È una situazione che obbliga a uno spostamento deciso verso la produzione elettrolitica, alimentata da elettricità decarbonizzata (Fig. 1 e 2).

L'idrogeno rappresenta un caso singolare: è prodotto in enormi quantità, ma viene quasi sempre impiegato

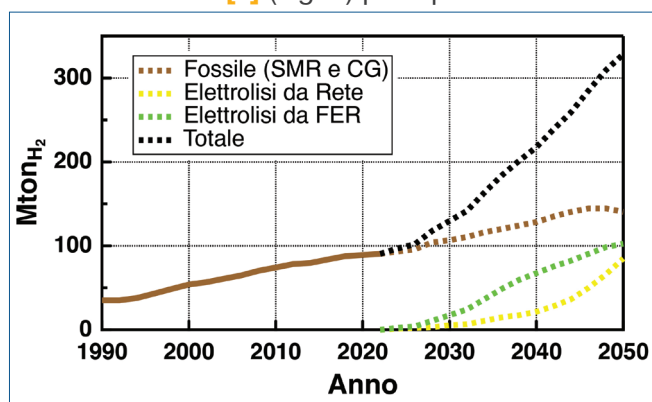


Fig. 1 - Serie storica della produzione globale di idrogeno e scenari di sviluppo basati sull'utilizzo di una combinazione di sistemi produttivi da materiali fossili e da elettrolisi (alimentata da rete e da fonti rinnovabili). Dati dal report DNV "Hydrogen Forecast to 2050"

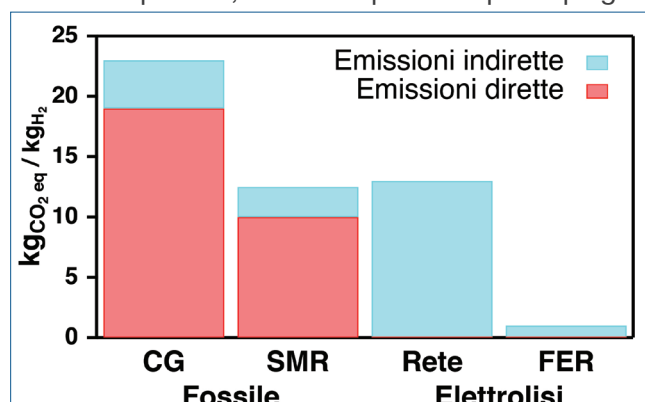


Fig. 2 - Emissioni dirette (processo di produzione) e indirette (generazione di energia di processo) di gas serra risultanti dai diversi processi di produzione di idrogeno; da fonte fossile (CG e SMR) e da elettrolisi di H_2O (alimentata da rete o da fonti rinnovabili). Dati dal report DNV "Hydrogen Forecast to 2050"



in situ senza essere commercializzato. Creare un mercato dell'idrogeno è la prima sfida da affrontare per estendere il suo impiego al di fuori dell'industria chimica. La prospettiva più stimolante di impiego alternativo dell'idrogeno riguarda il settore energetico, dove può essere impiegato come vettore per la produzione elettrica o combustibile. Non vi è alcun dubbio che H₂ possa giocare un ruolo rilevante nel processo di decarbonizzazione del sistema energetico, ma occorre concentrare gli sforzi solo laddove questa opzione abbia un'adeguata razionalità tecnica, pratica ed economica.

I vincoli dell'idrogeno

Massa, infrastrutture di trasporto, impatto sul clima

Il maggiore ostacolo sulla strada dell'utilizzo su vasta scala dell'idrogeno come vettore energetico è costituito dalle sue proprietà chimico-fisiche. H₂ è la molecola più piccola e leggera in natura e questo facilita la sua infiltrazione nei materiali impiegati per contenerla. L'acciaio per condotte e contenitori deve essere di composizione speciale per limitare il rischio di infragilimento (*embrittlement*) nel corso del tempo [4]. Molta attenzione deve essere posta anche ai punti di discontinuità e ai dispositivi di gestione dei flussi: saldature, flange, valvole, compressori. L'idrogeno è estremamente infiammabile all'aria: il suo limite di infiammabilità è dal 4 al 75% in volume, cioè molto più ampio del metano e la sua fiamma è praticamente invisibile alla luce del giorno. L'energia necessaria all'innesco è molto bassa: è sufficiente elettricità statica o attrito del flusso. Oggi l'idrogeno è gestito in grande sicurezza negli impianti chimici da personale specializzato e addestrato, ma l'uscita da ambiti presidiati per arrivare a una diffusione su larga scala nei tessuti urbani è una questione non banale dal punto di vista tecnico, regolatorio e della sicurezza. Per queste ragioni, una rete diffusa di distribuzione e trasporto su scala internazionale, o addirittura intercontinentale (eventualmente adeguando le reti esistenti del metano), su cui si discute da lungo tempo [5], avrebbe costi enormi di investi-

Combustibile	Densità, kg/m ³	Potere calorifico lordo (PCL), MJ/Kg (MJ/m ³)	Potere calorifico netto (PCN), MJ/Kg (MJ/m ³)
Gas naturale (95% CH ₄)	0,747	54,0 (40,34)	48,7 (36,38)
Idrogeno	0,090	142,2 (12,79)	120,2 (10,81)
Benzina	744	46,5 (34,61)	43,4 (32,32)
Diesel	846	45,6 (38,55)	42,6 (36,05)
GPL	507	50,2 (25,45)	46,6 (23,65)
LNG	428	55,2 (23,61)	48,6 (20,80)
Idrogeno liquido	71	141,8 (10,03)	120,1 (8,49)

Tab. 1 - Densità di energia di alcuni combustibili fossili. Per gas naturale e idrogeno i dati si riferiscono a T=0 °C e P=1 atm. Da Fossil and Alternative Fuels - Energy Content [online], 2008, https://www.engineeringtoolbox.com/fossil-fuels-energy-content-d_1298.html [Accessed 19-07-2023]



mento e manutenzione. Al momento non è evidente chi possa affrontarli in assenza di certezze sui volumi della domanda futura e quindi sui tempi di ritorno economico. Lo scenario più probabile, nel medio e lungo termine, è che si sviluppino reti regionali di trasporto e distribuzione, ad esempio nel contesto delle cosiddette *hydrogen valleys*, anziché reti internazionali [6]. La necessità di ridurre al minimo le emissioni fuggitive e accidentali di idrogeno è rilevante anche per la salvaguardia del clima. È stato recentemente stimato che il Global Warming Potential su 100 anni di H₂ è pari a 11,2, a causa degli effetti indiretti sui complessi processi chimici e fotochimici che coinvolgono i gas serra CH₄, O₃ e H₂O in atmosfera [7].

Densità di energia

L'essenza della complessità di una filiera energetica basata sull'idrogeno è principalmente legata a una singola proprietà fisica: la densità di energia. Spesso viene enfatizzato che la densità di H₂ in peso (120,2 MJ/kg, PCN) è circa 3 volte superiore a quella della benzina (Tab. 1). Questo confronto è poco significativo per due motivi:

- in condizioni standard l'idrogeno è un gas, quindi il dato rilevante è la densità di energia volumetrica (10,81 MJ/m³), non gravimetrica;
- l'idrogeno non è il principale candidato a sostituire direttamente combustibili o vettori liquidi, quindi il paragone non è utile ai fini pratici.

Un confronto significativo è quello con il gas naturale, che è un gas con una densità di energia volumetrica 3,4 volte superiore a quella dell'idrogeno (36,38 MJ/m³). Questo dato implica che, per avere una quantità di energia identica a quella di un dato

volume di metano, occorre movimentare una quantità più che tripla di idrogeno. È evidente quindi che vi sono rilevanti conseguenze in termini pratici, infrastrutturali e, in ultima analisi, economici. I compressori, ad esempio, debbono essere molto più voluminosi e potenti. Infine, a proposito di volume, un kg di idrogeno in condizioni standard di pressione e temperatura occupa 11,3 m³ (oltre 6 volte il metano). Di conseguenza, per caricare quantitativi significativi a bordo di automezzi, deve essere compresso fra 350 (camion, bus) e 700 bar (automobili), valori nettamente più alti rispetto ai veicoli a metano (200 bar).

L'idrogeno liquido e i carrier

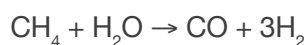
Un'altra possibilità è trasportare idrogeno allo stato liquido, che però risulta ancora più complessa. Infatti, se da un lato un chilo di H₂ liquido contiene 2,5 volte l'energia di un chilo di metano liquido (120,1 vs. 48,7 MJ/kg), emerge di nuovo il problema della leggerezza del primo (un litro di H₂ liquido pesa appena 70 g), che fa aumentare considerevolmente i volumi in gioco. In pratica, per avere la stessa quantità di energia trasportata da una nave metaniera occorre caricare 2,5 navi dello stesso volume di idrogeno liquido. A questo va aggiunto il fatto che l'idrogeno ha un punto di ebollizione molto più basso del metano e deve essere raffreddato a -253 °C anziché a -162 °C, quindi i materiali che trasportano idrogeno debbono essere molto più performanti anche dal punto di vista termico. Anche in questo caso, emergono con forza le peculiari implicazioni tecniche ed economiche relative all'uso dell'idrogeno. Si pensi, ad esempio, che il consumo energetico medio per la liquefazione dell'idrogeno è 43 MJ/kg [8]. In pratica, se debbo liquefare una certa quantità di idrogeno, il 30% è "investito" per liquefare il rimanente 70%.

Il problema della leggerezza dell'idrogeno emerge anche quando si opti per trasportarlo in forma indiretta attraverso i cosiddetti LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carriers), nei quali H₂ è "inserito" e poi estratto al bisogno [9]. Tra questi, il più semplice è l'ammoniaca (NH₃) [10]. Questa molecola è prodotta in enormi quantità (190 Mton/a) e intensamente commercializzata sui mercati mondiali (ca. 20 Mton/a), anche attraverso il trasporto intercontinentale via nave [11]. Il suo blando punto di ebollizione (-33 °C) - molto lontano da quello di H₂ - rappresenta un ulteriore punto di forza per suscitare interesse

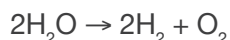
come LOHC. All'atto pratico, però, la situazione è meno rosea. L'efficienza del trasporto è bassa: l'idrogeno costituisce meno del 18% in peso dell'ammoniaca, mentre la restante parte è azoto, cioè un prodotto non attraente in termini commerciali, essendo disponibile letteralmente ovunque. I processi di produzione dell'ammoniaca e rilascio dell'idrogeno richiedono impianti chimici dedicati ai punti di imbarco e di consegna, con elevati costi energetici ed investimenti economici. Ammettendo di partire da idrogeno verde, l'efficienza di conversione della lunghissima filiera di conversione multipla e trasporto non raggiungerebbe il 20%, con lo step di cracking dell'ammoniaca a idrogeno particolarmente energivoro [12]. Considerazioni analoghe, valgono per l'altro LOHC che viene normalmente proposto, il benziltoluene [9], attualmente testato a livello sperimentale [13].

La produzione di idrogeno

Il processo di produzione standard per l'idrogeno è lo *steam methane reforming* (SMR) che è descritto dalla seguente reazione:



In realtà questo è solo lo step primario. Nella miscela dei prodotti vi sono ancora quantità rilevanti di acqua e metano che vengono sottoposte a un processo secondario di post combustione. Il prodotto finale è una miscela di H₂ e CO₂, dalla quale si estrae idrogeno puro. Il consumo energetico (termico) finale è di 7,1 kWh per ogni kg di H₂ prodotto [14]. È un valore sostanzialmente più basso di quello riscontrato nel processo di elettrolisi dell'acqua:



che si attesta mediamente a 55 kWh/kg_{H₂}, quasi 8 volte tanto [14]. Questa sostanziale differenza è uno dei fattori che rendono l'idrogeno verde non competitivo dal punto di vista commerciale rispetto all'idrogeno grigio: attualmente costa mediamente il triplo [3]. Nonostante alcuni Paesi abbiano messo in campo politiche di forte incentivazione per la produzione di idrogeno verde, risulta ancora difficile fare previsioni accurate sul punto di raggiungimento della parità di costi con l'idrogeno grigio, Fig. 3.

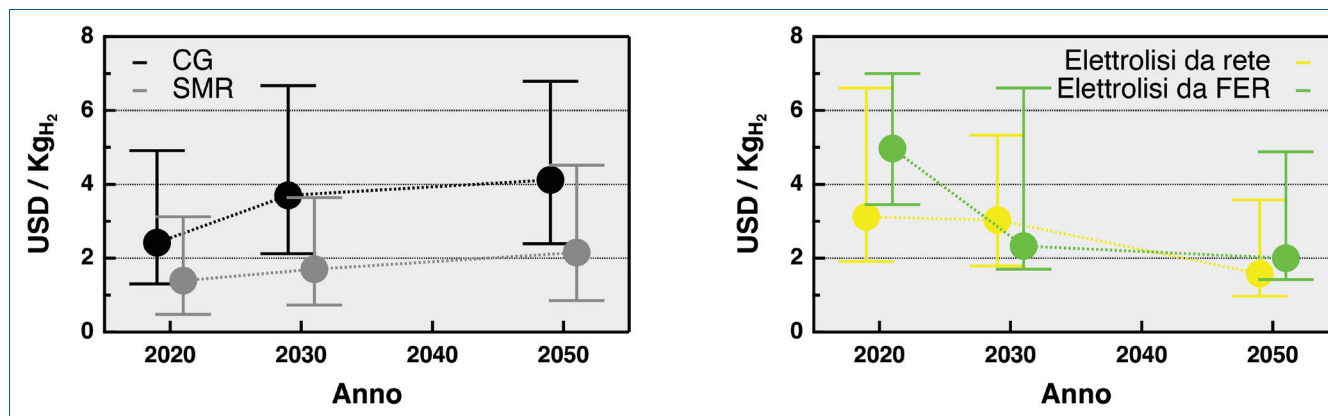


Fig. 3 - Costo livellato per la produzione di idrogeno da materie prime fossili (sinistra, CG = gassificazione di carbone e SMR = reforming di metano) e da elettrolisi di H₂O (destra, con alimentazione dalla rete e da fonti rinnovabili). Dati dal report DNV "Hydrogen Forecast to 2050"

La strada "intermedia" della produzione da metano con sequestro e cattura della CO₂ (idrogeno "blu", una strada che potrebbe essere *low carbon* ma certamente non *zero carbon*) non vede invece ancora progetti industriali su larga scala, quindi resta di difficile valutazione [15].

Un'opzione complessa: dove impiegarla?

Partendo dai dati prima esposti, è evidente che l'opzione idrogeno è intrinsecamente inefficiente, tecnicamente complessa e inevitabilmente costosa. Per questo motivo deve essere considerata solo nei settori per i quali non esistono alternative migliori. Ad esempio, come discusso altrove [16], le automobili a celle a combustibile (FCEV) alimentate a idrogeno sono fortemente svantaggiate rispetto a equivalenti mezzi a batteria (BEV). Partendo dalla stessa quantità di elettricità rinnovabile, le seconde hanno una percorrenza tripla rispetto alle prime. A questo si aggiunge il fatto che il costo di acquisto delle BEV è inferiore e il vettore elettricità è già disponibile praticamente ovunque e a prezzi nettamente inferiori, mentre la rete di distribuzione dell'idrogeno va realizzata ex-novo. Il gap di efficienza indotto dagli stadi di produzione, trasporto, compressione e trasformazione del vettore H₂ risulta semplicemente incolmabile. Analoghe considerazioni possono essere fatte per l'utilizzo dell'idrogeno per il riscaldamento degli edifici. In questo caso, il gap di efficienza rispetto all'utilizzo diretto dell'elettricità in pompe di calore può raggiungere un fattore sei [17].

Un settore in cui l'idrogeno potrà giocare un ruolo molto importante nel processo di decarbonizzazio-

ne è quello dell'industria pesante *hard-to-abate*, che produce circa il 20% delle emissioni globali di CO₂. Gli impianti industriali più rilevanti sarebbero quelli che richiedono grandi quantità di calore ad alta temperatura - come acciaierie, cartiere, vetrerie, cementifici. In questi casi l'idrogeno, che sviluppa altissime temperature in fase di combustione, sarebbe un ottimo sostituto *carbon-free* rispetto a metano e carbone. Anche il suo impiego come riducente chimico nelle acciaierie per sostituire il carbone può assumere grande rilevanza. Vi è attualmente un interesse crescente nello sviluppo del cosiddetto acciaio verde [18]. Nel lungo termine, un altro settore rilevante per l'impiego dell'idrogeno è lo stoccaggio stagionale di surplus di elettricità rinnovabile, prodotta, ad esempio, con il fotovoltaico nei periodi di maggiore irraggiamento solare. L'idrogeno così prodotto potrebbe essere impiegato sia in centrali termoelettriche *carbon-free* per contribuire alla stabilità della rete elettrica in un sistema che sarà sempre più basato su rinnovabili intermittenti, sia come prodotto di base per la sintesi di combustibili liquidi sintetici [19]. Le prospettive di successo di questa opzione sono molto legate allo sviluppo di depositi geologici per lo stoccaggio dell'idrogeno su larga scala, come acquiferi salini o giacimenti esauriti di idrocarburi [20]. Tuttavia, la sua spiccata reattività geochimica e biochimica rende questa opzione più difficile rispetto allo stoccaggio sotterraneo del metano [21].

Un'altra possibile opzione di impiego dell'idrogeno è il trasporto pesante, dove può integrare l'uso dei mezzi a batteria. Nonostante le incertezze [22], non si può oggi escludere che in specifici contesti indu-

striali e geografici - ad esempio all'interno di *hydrogen valleys* - potranno svilupparsi flotte di autobus o camion a idrogeno.

Conclusioni

L'idrogeno è una risorsa preziosa per la transizione energetica, ma le ragioni di efficienza, complessità e costo legate alle sue peculiari caratteristiche chimico-fisiche restringono inevitabilmente gli ambiti di utilizzo. Anche le enormi quantità necessarie per avere un impatto significativo nel panorama energetico nazionale richiedono attente valutazioni. Abbiamo, ad esempio, stimato per l'Italia una domanda di circa 1,6 Mton/a di H₂ verde, limitandoci a tre ambiti rilevanti quali: conversione dell'attuale produzione nazionale di H₂ grigio, conversione ad acciaio verde negli altoforni di Taranto, copertura del 2% del fabbisogno finale nazionale di energia [23]. 1,6 Mton di H₂ richiederebbero 85 TWh di elettricità rinnovabile, cioè un quota pari a circa il 50% dell'attuale consumo elettrico nazionale complessivo. È quindi evidente che un uso esteso dell'idrogeno nel settore energetico dei Paesi industriali richiede uno sforzo tecnico ed economico colossale, che potrà vedere realisticamente risultati concreti non prima della seconda metà del prossimo decennio. Nel frattempo, occorre aumentare gli sforzi per sostenere la ricerca scientifica e tecnologica nel settore.

Ringraziamenti

Gli autori ringraziano l'Unione Europea, programma NextGeneration EU, per il supporto finanziario ai progetti PNRR M4, C2, I1.3 *Network 4 Energy Sustainable Transition* (NEST), PNRR M2, C2, I3.5 *Ricerca e sviluppo di tecnologie per la filiera dell'idrogeno* (POR H2), PNRR M4, C2, I1.4 *Ecosystem for Sustainable Transition in Emilia-Romagna* (ECOSISTER).

BIBLIOGRAFIA

- [1] N. Armaroli, V. Balzani, *ChemSusChem*, 2011, **4**, 21.
- [2] E. Hand, *Science*, 2023, **379**, 630.
- [3] International Energy Agency, **Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity**, 2023.
- [4] M.A. Kappes, T. Perez, *Corros. Rev.*, 2023, **41**, 319.
- [5] J.M. Ogden, *Annu. Rev. Energy. Env.*, 1999, **24**, 227.
- [6] ACER (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators), **Transporting Pure Hydrogen by Repurposing Existing Gas Infrastructure: Overview of existing studies and reflections on the conditions for repurposing**, 2021.
- [7] M. Sand *et al.*, *Commun. Earth Environ.*, 2023, **4**, 203.
- [8] US Dept. of Energy, **Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs**, 2009.
- [9] P.C. Rao, M. Yoon, *Energies*, 2020, **13**, 6040.
- [10] K.E. Lamb, M.D. Dolan, D.F. Kennedy, *Int. J. Hydrogen Energy*, 2019, **44**, 3580.
- [11] The Royal Society, **Ammonia: zero-carbon fertiliser, fuel and energy store**, 2020.
- [12] S. Chatterjee, R.K. Parsapur, K.W. Huang, *ACS Energy Lett.*, 2021, **6**, 4390.
- [13] A. Tullo, *Chem. Eng. News*, 2022, **100**(32), 14.
- [14] H21 North of England, **H21 NoE Report**, 2018.
- [15] J. Pettersen *et al.*, *Energy Sci. Eng.*, 2022, **10**, 3220.
- [16] N. Armaroli *et al.*, *Tecnologie e infrastrutture per una mobilità sostenibile - Evidenze scientifiche e proposte di policy*, Il Mulino, Bologna, 2022.
- [17] Fraunhofer IEE, **Hydrogen in the energy system of the future: focus on heat in buildings**, 2020.
- [18] M. Peplow, *Chem. Eng. News*, 2021, **99**(22), 22.
- [19] M. Genovese *et al.*, *Int. J. Hydrogen Energy*, 2023, **48**, 16545.
- [20] N. Heinemann *et al.*, *Energ. Environ. Sci.*, 2021, **14**, 853.
- [21] P.G. Haddad *et al.*, *Energ. Environ. Sci.*, 2022, **15**, 3400.
- [22] P. Plötz, *Nat. Electron.*, 2022, **5**, 8.
- [23] N. Armaroli, A. Barbieri, *Nat. Italy*, 2021, DOI <https://www.nature.com/articles/d43978-021-00109-3>.

The Hydrogen Carrier: Constraints and Opportunities

The use of hydrogen (H₂) in the energy sector faces several technical and economic hurdles related to its chemical and physical properties. To fulfill the great potential of this carrier in the decarbonization of the global economy, applications must be carefully selected, while continuing to promote scientific research on production, transportation and storage.