

Chimica & Energia

L'ENERGIA DI DOMANI: PROSEGUE LA CORSA DELL'IDROGENO

Carlo Giavarini

Esperto del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici (LLPP)
per il gas naturale e gli idrocarburi

L'idrogeno, combustibile perfetto per il futuro energetico, gioca un ruolo fondamentale e potrebbe rappresentare fino al 24 % del consumo finale di energia nel 2050. La nuova strategia dell'Unione Europea incentiva l'installazione, entro il 2024, di almeno 6 GW di idrogeno elettrolitico rinnovabile. Ora anche l'Italia si è mossa, con la firma dei progetti bandiera del Pnrr con le Regioni, per la realizzazione di siti di produzione di idrogeno verde. È facilmente dimostrabile che è più facile aumentare la produzione di idrogeno blu (da metano), piuttosto che fornire a breve idrogeno verde, il cui scale-up presenta ancora problemi. La fase più critica è la produzione di una sufficiente quantità di energia da fonti rinnovabili, come sole e vento. Risultano avvantaggiate le regioni con elevata insolazione e molto ventose. Lo scopo dell'European Hydrogen Backbone (EHB) è di programmare e costruire una rete di gasdotti per l'idrogeno, in parte basati su una riproposizione della rete esistente del gas naturale, già in questo decennio.

Energy for Tomorrow: the Hydrogen Development Continues

Hydrogen is a perfect fuel for our future and will cover in 2050 up to 24% of the world's energy demand. The new strategy from the European Union encourages the installation of electrolytic (*green*) hydrogen production. Italy is finally involved and has signed an agreement to start *green* H₂ production in various Italian regions. It is now easier to produce *blue* hydrogen (from methane) than *green* H₂ from renewable energies, whose scale-up is still in progress but is not without any problem. The most critical phase is the availability of a sufficient amount of renewable energy, such as solar and wind; therefore, the most popular are countries rich in sun and wind. The European Hydrogen Backbone, founded by 23 EU gas companies is creating the EU hydrogen pipeline network, partly based on reshaping the EU natural gas network.

In un precedente articolo [1] si erano riassunte le caratteristiche e le potenzialità dell'idrogeno, anche in relazione alla sicurezza e ai metodi di produzione e trasporto. L'idrogeno, come detto, è stato caratterizzato con vari colori: oggi ci interessano soprattutto il colore *verde* (idrogeno elettrolitico, basato su energia solare o eolica) e quello *blu* (idrogeno da gas naturale, ma senza emissione di CO₂). Attualmente il 95-96% della globale produzione è però rappresentato da idrogeno *grigio* (da metano, con concomitante emissione di CO₂), o addirittura *brown* (da carbone). Sono però attivi circa 930 progetti per H₂ verde nel mondo, di cui ben 435 in Europa [2].

Un corposo report del 2000 (*Advances in Hydrogen Energy*) [3] già proponeva l'idrogeno come combustibile perfetto per il futuro sistema energetico. Negli ultimi anni sono state attivate varie iniziative in molti Paesi, tali da confermare questo elemento come protagonista della transizione energetica. C'è interesse anche per il trasporto, creando gasdotti con idrogeno compresso. La

nuova strategia dell'Unione Europea incentiva l'installazione, entro il 2024, di almeno 6 GW di idrogeno elettrolitico rinnovabile, con l'intento di arrivare a 10 milioni di tonnellate nel 2030. In tal senso si muove anche il Giappone. Se questo trend continua, è previsto che si arrivi nel 2050 a coprire il 24% del fabbisogno globale di energia [4]; ciò concorda anche con le stime dell'agenzia internazionale IRENA [5]. Un libro sull'impiego dell'idrogeno è comparso anche in Italia [6].

Ora anche l'Italia si è mossa, con la firma (8 giugno 2022) dei progetti bandiera del Pnrr con le Regioni, per la realizzazione di siti di produzione di idrogeno verde in aree industriali dismesse. Il Ministro della Transizione Ecologica Roberto Cingolani ha parlato addirittura di una *Hydrogen Valley* italiana, dove saranno costruiti distretti per l'idrogeno verde. Il primo passo sarà la identificazione di zone industriali dismesse in cui costruire i distretti per l'idrogeno, che dovranno "produrre meno di 3 tonnellate di CO₂ per tonnellata di gas e arrivare a fornire nel 2026 tra 1 e 5 megawatt di potenza totale". Nel frattempo Eni ha inaugurato a S. Giuliano di Mestre (VE) una stazione di servizio per il rifornimento di idrogeno ai privati; è munita di due distributori capaci di fornire oltre 100 kg/giorno di idrogeno (Fig. 1). Questa segue l'iniziativa



Fig. 1 - La prima stazione ENI di rifornimento dell'idrogeno a Mestre

della Provincia Autonoma di Bolzano, con una stazione di rifornimento H₂, inaugurata con lungimiranza nel "lontano" 2014 al servizio di autobus e *suvs* della Provincia stessa. Negli USA esistono, al momento, meno di 60 stazioni pubbliche per il rifornimento di idrogeno, poche rispetto alle circa cento della Germania. Nel presente articolo intendiamo presentare gli ultimi sviluppi e tendenze.

Il ruolo storico dell'industria della raffinazione

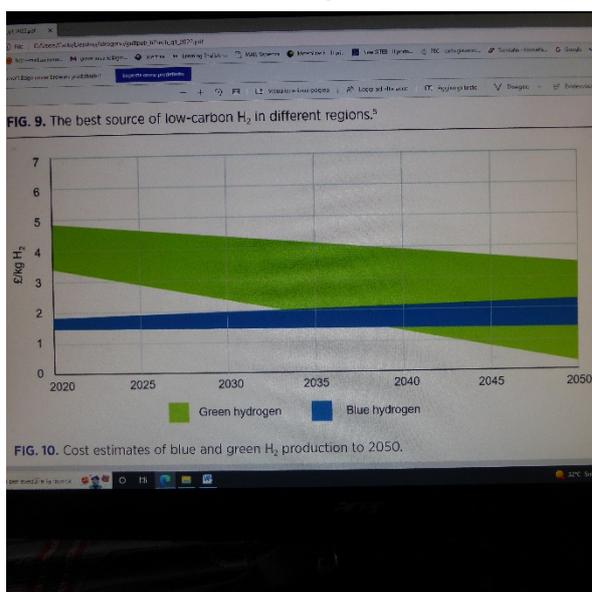
L'impiego dell'idrogeno è stato tradizionalmente appannaggio di settori industriali quali la raffinazione e la petrolchimica. L'industria della raffinazione rappresenta ancora, nonostante il suo ridimensionamento, il maggior mercato per l'idrogeno (circa il 30-35% della domanda globale, nel 2020). L'idro-desolforazione e l'idrocracking sono i maggiori processi, con un consumo superiore al 90% del settore raffinazione. Oggi, più del 65% della domanda per la raffinazione viene soddisfatta dall'idrogeno fornito come sottoprodotto dei *reforming* catalitici e degli impianti di etilene. L'idrogeno mancante (circa il 30%) viene appositamente prodotto da impianti di *steam-reforming* del metano (idrogeno *grigio*) che, come noto, producono una miscela di H₂ e CO₂. Ammoniaca e polimeri sono altri grandi utilizzatori dell'idrogeno. Le fonti di idrogeno sono soprattutto il gas naturale (48%), seguito da petrolio (30%) e da carbone (18%). Anche in questi settori però, le più recenti iniziative tendono a produrre H₂ (non più *grigio*) in modo *low-carbon* e ad espanderne l'uso verso altre industrie per la generazione di energia.

Evoluzione della produzione di idrogeno blu

La produzione, accessibile e su larga scala, di idrogeno *blu* (inclusa cattura e utilizzo della CO₂) è necessaria per coprire il *gap* fino a che la produzione di idrogeno *verde* da fonti rinnovabili diventi una diffusa realtà industriale. Va ricordato che, al momento, il sequestro della CO₂ offre

ancora non pochi problemi, spesso sottovalutati dagli addetti ai lavori e che in ogni caso la produzione di H₂ *blu* non è completamente esente da emissioni di CO₂. Secondo la International Energy Agency (*The future of Hydrogen*, June 2019) il costo di produzione dell'idrogeno *grigio* era nel 2019 pari a €/kg 1,5, mentre il *blu* e il *verde* costavano rispettivamente €/kg 2,0 e 5,5; ciò sulla base di un costo del gas e dell'elettricità di €/MWh 22 e 35-87, rispettivamente. Questi costi sono ora cambiati, causa la crisi Ucraina, ma restano indicativi. Per dare un'idea della dimensione del problema, se si volesse produrre per via elettrolitica tutto l'idrogeno oggi necessario, servirebbe una quantità di elettricità superiore al consumo attuale della Comunità Europea. È quindi difficile che si possa, nel breve e medio termine, disporre di tanta energia da fonti rinnovabili.

È realisticamente ipotizzabile che è più facile aumentare la produzione di idrogeno *blu*, piuttosto che fornire a breve idrogeno *verde*. La stessa Comunità Europea ha stabilito che «sono



necessarie altre forme di idrogeno *low carbon* (come quello *blu*) per ridurre rapidamente le emissioni e per supportare il parallelo sviluppo dell'idrogeno *verde* (Eu.Commission "A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe", 7 luglio 2020)». Con gli alti costi della CO₂ (*carbon tax*, 25-35 \$/t), l'idrogeno *blu* diventa competitivo rispetto al *grigio*, pur con i maggiori costi di investimento. L'idrogeno *verde* costerà almeno il doppio del *blu*, fino al 2030 (Fig. 2), raggiungendo la parità verso il 2045 (*EU Zemission technology and innovative platform "Commercial scale feasibility of clean hydrogen"*, 25 aprile 2017, online).

Fig. 2 - Stima dei costi per la produzione di idrogeno *blue* e *verde*, fino al 2050

Le opzioni per la produzione dell'idrogeno *blu* si basano soprattutto sullo *steam methane reforming* (SMR), che rappresenta la tecnologia più diffusa, con il sequestro successivo della CO₂ per convertire la produzione da *grigia* a *blu*. Il *reforming* autotermico (ATR) impiega ossigeno e vapore su un reattore catalitico; può essere combinato con una tecnologia di cattura pre-combustione del carbonio. La tecnologia POx (*Partial Oxydation Gasification*) è altresì basata sull'ossigeno, ma non è catalitica e non impiega vapore. Queste ultime due tecnologie sembrano offrire vantaggi rispetto a SMR.

Le sfide per produzione e distribuzione dell'idrogeno verde

Per poter realizzare estesamente la produzione dell'idrogeno verde, occorre in tempi brevi sviluppare e incrementare dimensionalmente (*scale-up*) la tecnologia elettrolitica. Le sfide che si incontrano sono diverse da quelle della produzione da gas. La Fig. 3 mostra un tipico schema blocchi per la produzione di idrogeno, sia gassoso che liquido. La fase più critica è la produzione di una sufficiente quantità di energia da fonti rinnovabili, come sole e vento; inoltre, la fornitura dell'energia deve essere il più possibile costante. L'acqua necessaria deve essere completamente demineralizzata in un'apposita unità; la salamoia che ne risulta va trattata. Orientativamente, servono oltre 20 m³ di acqua per produrre un m³ di idrogeno; circa la metà viene scaricata dopo il trattamento. L'elettrolizzatore produce, oltre ad idrogeno, anche

ossigeno; per grandi produzioni, questo gas estremamente reattivo non può essere scaricato direttamente in atmosfera e se ne deve trovare un impiego.

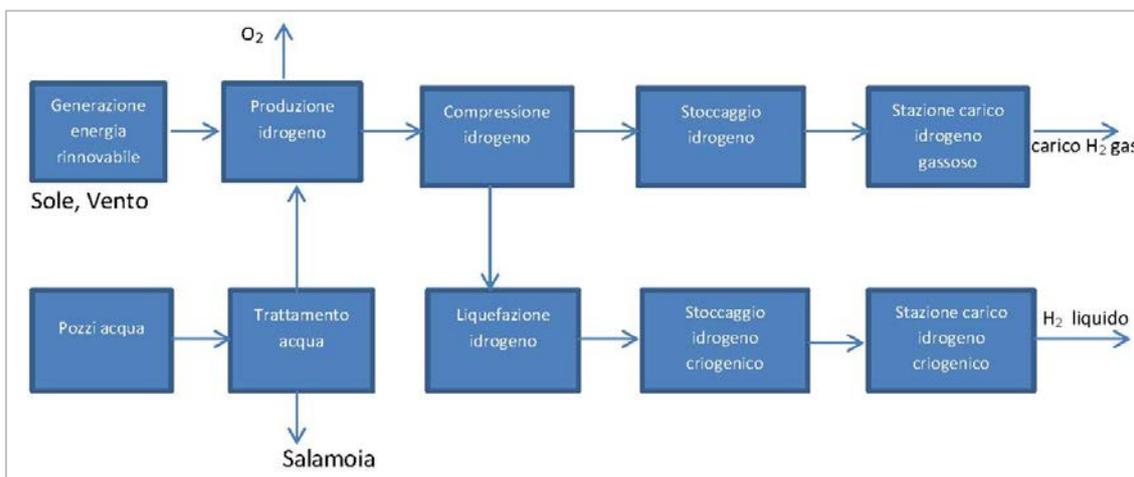


Fig. 3 - Schema blocchi per la produzione integrata di idrogeno verde, gassoso e liquido

L'idrogeno viene compresso e trattato per eliminare le impurezze (soprattutto vapore d'acqua e ossigeno). La scelta della tecnologia di elettrolizzazione dipende da vari fattori, tecnici, economici e funzionali. Se consideriamo due noti tipi di elettrolizzatori, alcalino e a membrana polimerica, il primo è avvantaggiato dai costi, dalla diffusione e dal lungo uso; il secondo può operare fino a 70 bar e ha una più veloce risposta dinamica, cosa che permette di affrontare meglio l'intermittenza della generazione di energia rinnovabile. Le più usate energie rinnovabili, sole e vento, sono intermittenti e fluttuano (quantitativamente e qualitativamente), sia giornalmente che su base stagionale. È quindi necessaria un'affidabile fonte di energia di backup, oltre a batterie di stoccaggio, per tamponare temporaneamente le deficienze energetiche. Da notare che le regioni più adatte per la cattura dell'energia (esempio zone equatoriali e desertiche) non sempre hanno la disponibilità dell'acqua necessaria per l'elettrolisi.

Lo scale-up degli impianti e dei servizi per l'idrogeno

Esistono varie iniziative per la produzione di idrogeno *green*, per il momento a livello pilota o comunque medio-piccolo. Air Liquide ha inaugurato presso Las Vegas (Nevada) il suo maggiore sito per la produzione e la logistica dell'idrogeno, con un investimento di 250 MM \$. Produrrà 30 t/giorno di H₂ liquido destinato alla mobilità. Si dichiara che l'impianto sarà alimentato da energie rinnovabili (in Nevada il sole non manca) ma può altresì usare gas naturale rinnovabile; questa affermazione lascia comunque qualche perplessità sul fatto che questo idrogeno sia completamente *verde*. L'impianto cileno Harv Oni produrrà, già a partire dal 2022, *e-fuel* passando attraverso il ciclo idrogeno *verde*-metanolo, utilizzando soprattutto energia eolica ed elettrolizzatori con membrane a scambio protonico. Un progetto anglo-australiano [7] è partito (fase 1) con una produzione di 25 t/giorno, con stoccaggio ad alta pressione (370 bar); produce effettivamente idrogeno *verde* con energia eolica e solare, abbondanti nell'Australia occidentale. Il progetto include una *roadmap* per lo *scale-up* fino a una capacità di 300 t/giorno. La fase 1 è servita ad affrontare le numerose sfide create da questo tipo di produzione, stoccaggio e distribuzione. Gli autobus richiedono idrogeno alla pressione di 350 bar, mentre per le auto servono ben 700 bar. È comunque più economico stoccare idrogeno gas piuttosto che liquido: la compressione impiega circa un terzo dell'energia necessaria per la liquefazione. Tuttavia lo stoccaggio su larga scala dell'idrogeno gassoso è più problematico in termini di dimensioni volumetriche e di pressioni necessarie. La produzione di H₂ liquido è una opzione per



la futura espansione e per l'exportazione. Attualmente il gas è tipicamente stoccato in serbatoi composti, che però hanno dimensioni limitate, pur se superiori a quelle di Fig. 4.

Fig. 4 - Una cartuccia per lo stoccaggio portatile dell'idrogeno

La richiesta di altissima purezza dell'idrogeno liquido e le alte pressioni condizionano la scelta dei compressori: no ai compressori centrifughi e lubrificati, si ai motori elettrici.

Nel già citato articolo su *La Chimica e l'Industria* [1] erano stati evidenziati i rischi connessi alla distribuzione e uso dell'idrogeno, gas estremamente infiammabile; aggiungiamo che la fiamma è inizialmente quasi invisibile di giorno e perciò eventuali perdite non sono subito rivelabili e possono portare ad esplosioni. L'idrogeno liquido presenta un rischio addizionale dovuto alle basse temperature di stoccaggio. Non va sottovalutato anche l'ossigeno, sottoprodotto dell'elettrolisi, gas fortemente comburente; negli attuali impianti sperimentali e/o di piccole dimensioni, esso viene immesso nell'atmosfera. Ciò non si può fare nei futuri grandi impianti, dato che alte concentrazioni di ossigeno nell'aria favoriscono le combustioni.

In conclusione possiamo dire che il costo per la produzione dell'idrogeno varia in modo significativo nelle varie regioni del globo, soprattutto in dipendenza dalla disponibilità di energie rinnovabili. Risultano avvantaggiate le regioni con elevata insolazione e molto ventose, possibilmente già dotate di strutture logistiche e industriali. L'Australia, soprattutto la zona costiera occidentale che unisce lunghi periodi di insolazione e costanza di venti, ha il potenziale per produzioni a grande scala. Favoriti logisticamente anche paesi come il Cile, la Cina e la penisola arabica.

La rete europea dell'idrogeno

A partire dal 2020, è stato creato un *European Hydrogen Backbone* (EHB) che comprende, al momento, 23 aziende attive nel campo delle infrastrutture del gas ed è esteso su 21 Paesi (19 EU più Svizzera e UK) [8]. Lo scopo è di studiare e programmare una rete di gasdotti per l'idrogeno (Fig. 5), in parte basati su una riproposizione della rete esistente del gas naturale.



Fig. 5 - La pipeline per l'idrogeno

È stata predisposta una mappa sia per il 2030, che per il 2035 e il 2040, inclusi i punti di stoccaggio. La rete di 11.600 km prevista per il 2030, dovrebbe diventare di 39.700 km nel 2040 (di cui il 31% nuove linee di H₂ e 69% riproposizioni di infrastrutture esistenti). Il gas naturale resterà importante per assicurare la sicurezza delle forniture nei decenni '2020 e '2030; entro il

2030, comunque, si svilupperanno reti separate per l'idrogeno, soprattutto consistenti nella riproposizione di esistenti reti del gas naturale. Oltre all'estensione, lo studio prevede anche i diametri delle tubazioni nelle varie zone e i costi di investimento. Nuove linee di idrogeno-dotti verranno estese nell'Europa Centrale, dell'Est e del Sud per decarbonizzare tutto il sistema energetico europeo. Tale trasporto di energia può essere previsto con costi competitivi.

L'EHB analizza anche lo sviluppo degli elettrolizzatori sulla base delle energie verdi potenzialmente disponibili nelle varie regioni prevedendo corridoi che connettono le regioni con abbondanza di energie rinnovabili: vento (soprattutto *off-shore*) per il Nord Europa e sole per le regioni del Sud e per l'Africa. L'idrogeno può anche essere trasportato con altri mezzi e vettori, ad esempio sotto forma di ammoniaca [9], oppure per adsorbimento su nano-materiali, o trasformazione in altri composti chimici, come ad esempio metil-cicloesano [1]; non rientra comunque nello scopo di questo articolo la trattazione di tali sistemi, estranei al momento alla rete europea dell'idrogeno.

Conclusioni

Il consumo globale di energia è previsto aumentare del 50% nelle prossime tre decadi [10]. La possibilità di conciliare questa domanda con l'integrazione dei cambi climatici richiede uno spettro di fonti energetiche che includa sia gli idrocarburi (soprattutto il gas) che le energie rinnovabili. La coesistenza e non la competizione sarà vitale per condurre con successo la transizione energetica. L'idrogeno gioca un ruolo fondamentale e potrebbe rappresentare, secondo l'Agenzia Internazionale delle Energie Rinnovabili, il 25% del consumo finale di energia nel 2050; altre stime arrivano al 24%. Per l'utilizzo esteso nell'autotrazione si dovrebbe risolvere il cosiddetto problema dell'uovo e della gallina [11]: da una parte i costruttori di veicoli vorrebbero essere sicuri circa la disponibilità di sufficienti stazioni di servizio; dall'altra chi investe in strutture di servizio vorrebbe sicurezza circa la diffusione dei veicoli alimentati da idrogeno. Da non sottovalutare il problema della sicurezza, recentemente analizzato anche da uno studio di H2-Tech [12].

BIBLIOGRAFIA

- [1] C. Giavarini, *La Chimica e l'Industria*, 2021, **V**(3), 60.
- [2] C.E.G. Padrò, F. Lau, *Advances in Hydrogen Energy*, Kluwer Academic/Plenum Publishers, 2000.
- [3] H2-Tech.com, Q 1, 2022, pag. 46.
- [4] S. Kwan, "To prepare for a greener tomorrow, reexamine energy today", H2-Tech.com, Q 4, 2021 pag. 22-23.
- [5] IRENA, Int. Renewable Energy Agency, "Global H₂ trade to meet 1,5 °C climate trade outlook for 2050 and way forward".
- [6] A. Abboto, *Tutti i colori dell'energia*, Ed. Dedalo, 2021.
- [7] C. Biliyok *et al.*, "The challenges of delivering a large-scale green H₂ project", H2-Tech, Q1, 2022, pag. 37-40.
- [8] A. Wang, K. Leun *et al.*, "European Hydrogen Backbone: how a dedicated H₂ infrastructure can be created", *Gas for Climate*, July 2022.
- [9] C. Giavarini, *La Chimica e l'Industria Newsletter*, 2022, **4**, 9,
- [10] S. Diezinger, "Clean H₂ and e-fuels: important pillars of the energy transition", H2-Tech, Q 1, 2022 pag. 33.
- [11] J. Li, A. Ku, J. McRobie, "Cracking the chicken-and-egg problem of large scale hydrogen refueling networks", H2 Tech.com, Q 1, 2022, pag. 29-31.
- [12] M. Moosemiller, K. Thomas, "H₂ fuel risk assesment and differing views of ignitability", H2-Tech News, 14 August 2022.