

Fonti rinnovabili: il momento d'oro dell'idrogeno verde



di Maurizio Bongioanni

L'idrogeno ricavato con fonti rinnovabili ricopre un ruolo chiave nella transizione energetica e la sua produzione è già stata integrata nei piani di ripresa economica di numerosi Paesi europei. Germania, Francia, Paesi Bassi, Portogallo e altri puntano sull'idrogeno verde come strategia per centrare l'obiettivo zero di emissioni nette di CO₂ entro il 2050.

Maurizio Bongioanni

è giornalista freelance specializzato in tematiche ambientali. Collabora con Lifegate, *Altreconomia* e Cure-Naturali. È communication manager in Aica (Associazione internazionale per la comunicazione ambientale) dove lavora su progetti di comunicazione ambientale, in particolare sul tema della riduzione dei rifiuti.

Strategia europea sull'idrogeno, ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf

Associazione internazionale per la comunicazione ambientale, www.envi.info/aica

Agenzia internazionale per le energie rinnovabili (Irena), www.irena.org

Commissione europea, "Develop and demonstrate a 100 MW electrolyser upscaling the link between renewables and industrial applications", bit.ly/3nLWYiT

Idrogeno grigio, idrogeno blu, idrogeno verde. Lo stesso elemento chimico, ottenuto con tre procedimenti diversi, come diversi possono essere i suoi utilizzi. La Commissione europea identifica l'idrogeno come uno dei settori chiave per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2050, come indicato nella Strategia europea sull'idrogeno pubblicata l'8 luglio 2020.

Nella logica della mitigazione degli effetti del cambiamento climatico, si prende quindi dell'acqua, si separa l'idrogeno dall'ossigeno per mezzo di un processo conosciuto come elettrolisi, e si immagazzina l'idrogeno, che poi potrà essere convertito in energia elettrica. Sembra un processo semplice e lineare, ma dietro questi passaggi – produzione, stoccaggio e conversione – c'è un mondo sul quale stanno operando diverse realtà aziendali.

La produzione di idrogeno

Partiamo dalla produzione. Come sappiamo, l'idrogeno non è presente in natura come l'ossigeno o l'azoto, ma deve essere prodotto scomponendo altre molecole. Oggi il 90% dell'idrogeno è ottenuto tramite un processo chiamato *steam reforming* del metano: si scalda il metano con vapore acqueo e questi, combinandosi fra loro, producono idrogeno. Questo è il cosiddetto "idrogeno grigio", grigio perché produce anche CO₂. Si possono ridurre gli impatti ambientali di questo processo mediante la cattura della CO₂. È il metodo questo sul quale sta puntando molto l'italiana Eni: combinando le due tecnologie, ottiene l'idrogeno scaldando il metano e cattura le emissioni di CO₂ evitando che vadano in atmosfera, e ciò che si ottiene è l'"idrogeno blu".

Poi c'è l'elettrolisi dell'acqua, che è invece il modo più diretto per ottenere idrogeno. Questo processo necessita di energia elettrica per alimentare l'elettrolizzatore. Se questa corrente è prodotta sfruttando le fonti rinnovabili, ecco che dalla scissione di acqua e ossigeno si ottiene l'"idrogeno verde", perché nel processo non si hanno emissioni dannose per l'ambiente. Questa è sicuramente la scelta più interessante e pulita, ma al momento la maggior parte dell'idrogeno in circolazione è grigio ed è ampiamente utilizzato nel settore chimico: per esempio per produrre l'ammoniaca, che è uno dei prodotti industriali alla base dei fertilizzanti chimici. La scommessa dell'Europa per la produzione del *clean hydrogen*

va proprio in questa direzione: sostituire l'idrogeno grigio con quello blu o, meglio ancora, con quello verde.

La corsa all'idrogeno verde è già realtà: nella visione strategica della Commissione europea si prevede che entro il 2050 la percentuale di idrogeno nel mix energetico europeo aumenterà dall'attuale 2% al 13-14%, con l'installazione di 6 GW di elettrolizzatori nell'Unione europea entro il 2024 e 40 GW entro il 2030. Nel mondo ci sono già esempi di impianti attivi, o prossimi a esserlo, di medie dimensioni: il primo è quello di prossima realizzazione da parte della multinazionale Hydrogenics, che dichiara che entro il 2020 avrà 20 MW di potenza installata da idrogeno pulito; mentre la ThyssenKrupp dichiara di essere già sul mercato con 20 MW.

In base ai dati, più cauti, dell'Agenzia internazionale per le energie rinnovabili (Irena), si prevede che, entro il 2050, il 6% dei consumi energetici finali nel mondo possano essere legati all'idrogeno pulito. Ma perché ciò avvenga "serve un costo delle rinnovabili a 40-50 dollari a megawatt, e ci siamo, e ora deve scendere il costo degli elettrolizzatori", ha spiegato l'amministratore delegato di Enel, Francesco Starace. Secondo l'Ad, che sta indirizzando Enel proprio sulla produzione di idrogeno verde, la domanda crescente a livello globale "permetterà dei costi competitivi entro 5 anni". È per questo che la Commissione europea ha appena lanciato, con il Green Deal, un bando la costruzione di un elettrolizzatore da 100 MW: una potenza ben superiore a quanto disponibile oggi in commercio.

Logistica e conversione

Una volta prodotto l'idrogeno, è necessario gestirne la logistica, ovvero l'immagazzinamento e poi il trasporto. Esiste una rete di tubazioni dedicate: tra Stati Uniti e Canada si contano circa 2.600 chilometri di rete. In Europa sono 1.600 chilometri, con il Belgio al primo posto, seguito da Germania, Francia e Paesi Bassi. In generale però questo tipo di trasporto è ancora limitato: in Italia, Snam – la principale società di infrastrutture energetiche – ha già sperimentato il trasporto di idrogeno, immettendolo al 5% in forma gassosa nella rete del gas metano esistente. Come ha spiegato l'amministratore delegato Marco Alverà, che ha dedicato un libro all'argomento (*Rivoluzione idrogeno*, Mondadori, Milano 2020),

“stiamo rafforzando il nostro impegno e la rete di partnership nelle nuove tecnologie, in particolare per l'idrogeno verde e il suo utilizzo nelle infrastrutture esistenti. L'Italia può diventare un hub europeo e mediterraneo dell'idrogeno”. Il mix di idrogeno e gas trasportato dalla rete ha però un problema di natura tecnica, come spiega Marcello Baricco, chimico e docente del Dipartimento di Chimica dell'Università di Torino. “L'acciaio di cui sono fatte le tubature dei metanodotti, a contatto con l'idrogeno, si infragilisce, rischiando di spezzarsi. Per questo, si può miscelare fino a un massimo del 15-20% di idrogeno con il metano nei condotti attualmente disponibili.”

Snam dichiara che sta lavorando per rendere le proprie infrastrutture *hydrogen friendly*. Intanto, un'alternativa è quella di spostare il gas idrogeno con il trasporto su gomma. E qui si entra nel tema della logistica, perché il trasporto dell'idrogeno è legato al suo utilizzo come vettore energetico, e uno dei problemi ancora da risolvere in questo momento è quello del suo immagazzinamento. Per definizione, l'energia rinnovabile è intermittente: il pannello fotovoltaico funziona quando c'è il sole e la pala eolica quando soffia il vento. Ma la richiesta di energia elettrica si concentra in alcune ore del giorno, che non sempre corrispondono ai momenti in cui questa viene prodotta. L'immagazzinamento dell'idrogeno, soprattutto di quello verde, rimane pertanto un problema aperto. Il modo più semplice ed economico per accumulare idrogeno è di utilizzarlo sotto forma di gas compresso. I carri bombolai e le cisterne con gas compresso rappresentano il sistema di trasporto più semplice, limitato però dal fatto che l'idrogeno necessita di contenitori molto voluminosi, fino a tre volte più grandi rispetto a quelli utilizzati per il metano e dieci volte rispetto a quelli per la benzina. Inoltre, occorre una pressione elevata (200-250 bar), con alti costi di compressione e l'utilizzo di grandi spazi. Una delle soluzioni oggi proposte, infatti, è quella di riempire grotte naturali o vecchie miniere in disuso con idrogeno, che permetterebbero di immagazzinarne diverse tonnellate.

Se la riconversione non fosse necessaria, ovvero se volessimo usare l'idrogeno così come esce da un elettrolizzatore, potremmo trovare altri impieghi: un'idea che si sta sperimentando è quella di impiegare l'idrogeno direttamente nelle acciaierie. L'acciaio, per essere prodotto, richiede infatti la riduzione degli ossidi di ferro. Uno dei processi puliti per ottenere l'acciaio si chiama “riduzione diretta” e può essere realizzata appunto con l'idrogeno invece che, come avviene fin dai tempi degli antichi romani, con il carbone, con conseguenti emissioni di CO₂ in atmosfera. Se da una parte, quindi, stanno nascendo progetti pilota di acciaierie a idrogeno, come a Linz, in Austria (qui sono coinvolti diversi partner tra cui Verbund, il maggiore fornitore austriaco di



energia elettrica da fonti rinnovabili e Siemens) o la Hybrit in Svezia, dall'altra l'idrogeno verde potrebbe ripulire l'industria pesante già esistente (si pensi a un'applicazione del genere sull'acciaieria ex-Ilva di Taranto, in Italia).

Mobilità e carriers

La mobilità è un altro grande tema quando si parla di idrogeno, quello che sicuramente ha l'impatto comunicativo maggiore. Automobili a celle combustibile, treni, navi (Fincantieri sta costruendo la nave Zeus – Zero Emission Ultimate Ship), ora si comincia a parlare di aerei (Airbus ha annunciato di voler realizzare il primo volo commerciale entro il 2035) e poi bici, moto, droni e via via, entrando nei mercati di nicchia. Oggi la tecnologia in campo automotive è in mano principalmente a tre case automobilistiche, tutte e tre giapponesi, Hyundai, Toyota e Honda: una Hyundai ix35 Fuel Cell può costare tra i 60 e i 70.000 euro, per esempio. Ma progetti di macchine a idrogeno riempiono i cassetti di un po' tutte le case automobilistiche e marchi. L'italo-americana CNHi ha siglato un accordo con la Nikola, startup con sede in Arizona che punta sui motori a idrogeno, e anche Daimler e Volvo stanno sviluppando veicoli commerciali e pesanti di questo tipo. Lo studio *Gas for Climate* del marzo 2019 indica che lo sviluppo adeguato dei gas verdi (includendo non solo l'idrogeno ma anche il biometano) potrebbe far risparmiare fino al 217 miliardi di euro all'anno a livello europeo rispetto a una strategia senza uso di gas verdi.

Da due anni, poi, c'è una linea ferroviaria sperimentale in Germania, con il treno realizzato

Gas for Climate.
A Path for 2050,
gasforclimate2050.eu/
gas-for-climate

HyCARE,
hycare-project.eu



Coradia iLint - wikimedia commons/Frank Paukstat

dalla francese Alstom: i *Coradia iLint* – questo il nome dei treni – sono in funzione sui quasi 100 chilometri della linea che collega Cuxhaven, Bremerhaven, Bremervörde e Buxtehude, dove hanno sostituito l'esistente flotta diesel. Hanno una capacità di trasporto di 300 passeggeri, raggiungono i 140 chilometri orari e hanno un'autonomia di 1.000 chilometri. Per ora l'idrogeno, in forma gassosa, viene pompato nei treni da un container mobile in acciaio in prossimità dei binari alla stazione di Bremervörde, ma entro il 2021 entreranno in funzione stazioni di rifornimento fisse.

Anche il tema della mobilità è indissolubilmente legato a quello dello stoccaggio: “Consideriamo che nelle auto l'idrogeno viene compresso a 700 bar e nei treni a 350, mentre l'elettrolizzatore produce idrogeno a 30 bar” riprende il discorso Marcello Baricco. “Quindi c'è bisogno di un compressore, che ha un costo energetico importante. In alternativa, si può immagazzinare l'idrogeno in forma liquida, che significa portare un gas allo stato liquido, che non è poi tanto diverso dal concetto del Gpl.” Lo svantaggio è che per liquefare l'idrogeno è necessario raggiungere temperature molto basse. “La tecnologia è matura e il vantaggio è che in forma liquida se ne possono stoccare discrete quantità, ma difficilmente questo discorso si può applicare alle auto, per via delle dimensioni dei serbatoi.”

Esiste quindi una terza forma di stoccaggio ed è proprio quella su cui lavora Baricco, il quale coordina il progetto HyCARE, finanziato dalla Piattaforma europea per l'idrogeno e le celle a Combustibile (FCH JU), in cui il Dipartimento di Chimica dell'Università di Torino è impegnato insieme ad altri partner europei. L'idrogeno può essere assorbito all'interno di una polvere metallica, trasformandola in idruro, un solido che tecnicamente rappresenta una *Hydrogen Carrier*. Si tratta di un soggetto terzo, che si occupa di legare l'idrogeno a sé, per poi rilasciarlo quando se ne ha bisogno, a temperature e pressioni prossime a quelle ambientali. Questa soluzione riduce il volume richiesto per l'immagazzinamento anche di elevate quantità di idrogeno, ma bisogna tenere conto che i *carriers* si applicano bene a stoccaggi stazionari, ma non alla mobilità. “La percentuale in volume di idrogeno di questi carriers è limitata” continua Baricco. “I più performanti arrivano al 10%, quelli di più facile impiego tra l'1 e il 2%. Significa portarsi dietro una valigia la cui differenza tra pieno e vuoto è del 1%. In pratica, è come se te la portassi dietro sempre piena. Per questo i *carriers* sono ancora poco applicabili al mondo della mobilità.”

I *carriers* in generale si rivolgono quindi allo stoccaggio stazionario. HyCARE prevede, entro la fine del 2021, la produzione di quasi 5 tonnellate di polvere metallica, che verranno inserite in appositi contenitori. La gestione termica dell'impianto avverrà mediante un approccio innovativo, facendo uso di materiali

a cambiamento di fase, incrementando di molto l'efficienza del processo. La quantità di idrogeno immagazzinata sarà pari a 50 chilogrammi, che rappresenteranno la massima quantità mai immagazzinata in Europa con questa tecnica. “Tanto per dare un'idea, 50 chili di idrogeno sono in grado di reggere il contatore di una casa per diverse settimane. Si tratta di backup energetico interessante” conclude Baricco.

A che punto siamo

Infine, c'è il tema della distribuzione, quello che tocca gli investimenti in infrastrutture. Se pensiamo alla mobilità, oggi in Europa ci sono diverse stazioni di rifornimento per auto o bus a idrogeno, soprattutto nei Paesi Bassi e in Germania. In Italia ce n'è una sola aperta al pubblico: si trova a Bolzano ed è stata sviluppata dall'Istituto per innovazioni tecnologiche Bolzano Scarl. L'idrogeno è prodotto *in loco*: i tre elettrolizzatori esistenti possono rifornire fino a 15 autobus urbani oppure 700 automobili, anche se attualmente in Italia ne esiste una sola immatricolata e si trova proprio a Bolzano (più altre 15 circa dedicate al noleggio e sempre nel sud Tirolo).

Come riporta il position paper pubblicato recentemente dall'Associazione italiana idrogeno e celle a combustibile H2IT, l'Italia è “tra le prime nazioni europee per progetti finanziati e importi trasferiti dalla Commissione europea”, dato che conferma l'elevata competenza tecnica del sistema industriale e scientifico “in grado di competere con successo a livello continentale e mondiale”. Mancano però un indirizzo politico e un'azione nazionale coordinata. O meglio, l'intenzione c'è: il ministro dello Sviluppo economico Stefano Patuanelli ha di recente annunciato che “non meno di 3 miliardi di euro del Recovery Plan saranno destinati allo sviluppo dell'idrogeno”. Intanto, in Europa, la Germania ha presentato già a giugno 2020 un piano di investimenti sull'idrogeno del valore di 9 miliardi di euro per una potenza di 5 GW di elettrolizzatori entro il 2030 – anticipando addirittura la pubblicazione della strategia europea da parte della Commissione – seguita dalla Francia e dal Portogallo con 7 miliardi a testa. In Spagna il ministero della transizione energetica ha aperto una consultazione che pone al centro la produzione di idrogeno verde con una contestuale installazione di 4 GW di elettrolizzatori al 2030. Se da una parte l'Europa punta a installare 40 GW entro il 2030, dall'altra ha annunciato l'intenzione di investire nella creazione di impianti fuori dai propri confini, nell'ottica di importazione futura: per questo i piani sono di installare ulteriori 40 GW tra il Nord Africa e l'Ucraina. ●

Associazione italiana idrogeno e celle a combustibile H2IT, *Position Paper H2IT*, bit.ly/3jTO8NV