

Idrogeno per la transizione: stato dell'arte e potenzialità

PER RAGGIUNGERE GLI OBIETTIVI DI SOSTENIBILITÀ SI EVIDENZIA SEMPRE PIÙ CHIARAMENTE L'OPPORTUNITÀ DI RICORRERE AL VETTORE IDROGENO CHE – PIÙ AGEVOLMENTE DI QUELLO ELETTRICO – POTRÀ CONDURRE A UNA DRASTICA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI. LE POSSIBILI FILIERE DI PRODUZIONE E UTILIZZO, I COSTI E LE CRITICITÀ, L'ANALISI DI CASI STUDIO NEL LAVORO CONGIUNTO DI ANIE E RSE

di **Luigi Mazzocchi**, RSE e **Fabio Zanellini**, ANIE



La transizione energetica, a cui l'Europa e il nostro Paese si sono impegnati, pone una serie di sfide, come il funzionamento del sistema elettrico con una preponderante presenza di fonti rinnovabili non programmabili, e la drastica riduzione delle emissioni di gas serra, anche in quei settori in cui l'impiego del vettore elettrico risulta particolarmente arduo.

In questo contesto si evidenzia sempre più chiaramente l'opportunità di ricorrere al vettore idrogeno, opzione tecnologica in grado di contribuire al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità e di lotta al cambiamento climatico.

Il libro *Il vettore idrogeno: stato dell'arte e potenzialità dell'industria italiana*, pubblicato in collaborazione fra RSE ed ANIE e di cui vengono qui riassunti i punti salienti, si propone di porre all'attenzione dei decisori e di tutti gli interessati alcune importanti questioni: le motivazioni che giustificano il ricorso alle tecnologie dell'idrogeno, le possibili filiere di produzione, trasporto e utilizzo, i relativi costi, le criticità da affrontare.

Soprattutto, si sono analizzati diversi casi di studio, evidenziando qualche situazione in cui già oggi

l'impiego del vettore idrogeno si avvicina ad una convenienza se valutato da un punto di vista di sistema. In altre, invece, la fattibilità economica risulta lontana: necessitano quindi in misura marcata di sussidi, ove si voglia accelerare la maturazione delle soluzioni e delle capacità industriali in grado di re-alizzarle.

Perché ricorrere al vettore idrogeno

Il processo di decarbonizzazione dell'economia sta avanzando e l'Europa ha assunto una posizione di leadership con obiettivi sempre più ambiziosi di progressiva uscita dall'impiego dei combustibili fossili, sulla spinta della necessità di contrastare il cambiamento climatico ormai evidente, ma anche per la consapevolezza, prepotentemente emersa nell'ultimo anno, che la dipendenza dai combustibili importati rappresenta un forte rischio per il benessere della nostra società e per le prospettive di crescita economica.

Fra i diversi settori energetici, quello elettrico ha assunto un ruolo da protagonista sia per la raggiunta maturità delle tecnologie di generazione da fonti rinnovabili, sia per il

costante incremento dell'intensità elettrica negli usi finali. Tale ruolo di capofila genera però alcune criticità, peculiari di tale settore, come la necessità di un bilanciamento accurato e pressoché istantaneo fra la produzione e il consumo e la difficoltà nello sfruttare brevi ed intensi picchi di produzione, tipici della generazione



da rinnovabili non programmabili.

Si rendono quindi necessarie, e ormai divengono urgenti, misure che consentano di mantenere la qualità del servizio elettrico e di impiegare con adeguata efficienza le fonti di generazione rinnovabili non programmabili. Fra queste, si va evidenziando il Power to Gas, come opzione complementare a quelle dell'accumulo elettrico (pompaggi e batterie), della flessibilità della domanda e della ricarica intelligente dei veicoli elettrici. L'opzione del Power to Gas, benché meno matura e ad oggi caratterizzata da minore efficienza energetica rispetto ad altre, dalle analisi tecnico-economiche svolte in futuri scenari energetici emerge come necessaria, in misura crescente in funzione del grado di decarbonizzazione via via raggiunto.

Un altro aspetto di rilievo è rappresentato dai limiti, come oggi percepiti, dell'elettrificazione dei

La produzione di idrogeno in Italia è una realtà industriale piuttosto rilevante, con volumi dell'ordine di 700.000 tonnellate/anno, ottenuti quasi esclusivamente da un processo termochimico che utilizza gas naturale come materia prima

consumi. È una tendenza di lungo periodo che, sulla spinta degli obiettivi di decarbonizzazione, sta oggi accelerando (basti pensare alla sostituzione dei combustibili fossili con il vettore elettrico nel riscaldamento urbano e nei trasporti), e che ha il pregio di ridurre sia l'inquinamento locale sia le emissioni di gas serra. Tuttavia, è difficilmente concepibile, almeno nel breve e medio termine, la rinuncia all'impiego di combustibili per alcuni settori di consumo, come il trasporto pesante e a lunga distanza, la produzione dell'acciaio e del cemento. In questi ambiti, il vettore idrogeno potrà, più

agevolmente di quello elettrico, condurre a una drastica riduzione delle emissioni climalteranti. Tutti questi elementi giustificano l'avvio di una economia dell'idrogeno rinnovabile come quella che stanno intraprendendo le nazioni più sviluppate, al fine di includere questo nuovo vettore energetico nella strategia di abbandono dei combustibili fossili.

Le principali filiere di produzione e utilizzo

La produzione attuale di idrogeno è una realtà industriale piuttosto rilevante, con volumi dell'ordine di 700.000 tonnellate/anno in Italia, ottenuti quasi esclusivamente da un processo termochimico (*steam methane reforming*) che utilizza gas naturale come materia prima. Questa modalità, oggi l'unica significativa, corrisponde al cosiddetto idrogeno grigio, che comporta rilevanti emissioni di gas serra, dell'ordine di $8\div 10 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$. Gli usi principali sono relativi ai processi di raffinazione, alla produzione di ammoniaca e di altri prodotti chimici.

Per avere efficacia ai fini della transizione energetica, l'idrogeno deve invece necessariamente essere prodotto da fonti rinnovabili (idrogeno verde). Date le rilevanti quantità di energia elettrica che in futuro saranno prodotte da fonte solare ed eolica, e l'opportunità di sfruttare le relative eccedenze, la tecnologia largamente prevalente sarà l'elettrolisi. Non va tuttavia trascurata la possibilità di produr-



re idrogeno rinnovabile mediante processi termochimici a partire da biomasse o rifiuti organici, il che comunque assicurerebbe basse emissioni nette di gas serra e, nel contempo, comporterebbe vantaggi di produttività più elevata e modulabilità.

Va infine citata la possibilità di utilizzare combustibili fossili, come già avviene oggi, applicando però tecniche di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica che si genera come scarto della produzione di H₂. L'idrogeno così ottenuto, convenzionalmente denominato blu, potrebbe anch'esso assicurare basse emissioni specifiche di anidride carbonica, a patto che si realizzino processi efficaci di cattura della CO₂ e che quest'ultima possa essere confinata in modo permanente e sicuro, tipicamente in opportune aree geologiche.

Proprio questa è la principale criticità che può determinare difficoltà realizzative, legate alla non ovvia accettazione sociale di questa opzione.

Sfide e barriere

Lo sviluppo del vettore idrogeno comporta una complessa serie di azioni volte a superare barriere di diversa natura.

Se si confronta l'opzione dell'i-

L'uso delle tecnologie dell'idrogeno per lo stoccaggio dell'energia elettrica, che comporta la produzione per elettrolisi e la successiva riconversione in elettricità mediante *fuel cell*, è allo stato attuale, poco conveniente

drogeno *green* con le altre forme di accumulo di energia, utili in un sistema elettrico a forte presenza di rinnovabili non programmabili, emergono due aspetti principali.

Utilizzando l'idrogeno come puro stoccaggio di energia elettrica – il che comporta la produzione per elettrolisi e la successiva riconversione in energia elettrica mediante *fuel cell* – l'attuale efficienza energetica del ciclo di carica-scarica è molto bassa (al massimo 35 per cento) a paragone delle altre forme di accumulo che hanno efficienze fra il 70 e il 90 per cento. In termini di costo per unità di energia accumulata durante l'intera vita del sistema, le soluzioni basate sull'idrogeno si avvicinano alla competitività solo per durate del ciclo carica-scarica dell'ordine di alcuni giorni, situazione nella quale comunque il Levelised Cost of Storage (LCOS) assume valori dell'ordine di 300 euro/MWh, difficilmente accettabili.

Da queste osservazioni emerge

come l'uso delle tecnologie dell'idrogeno per lo stoccaggio in senso stretto dell'energia elettrica sia, allo stato attuale, poco conveniente.

Maggiormente interessante è il caso in cui l'idrogeno prodotto con energia elettrica in eccesso sia utilizzato direttamente in quei settori di difficile elettrificazione (cosiddetti *hard to abate*), conseguendo una forte riduzione di emissioni difficilmente ottenibile per altra via. In questo caso, diventa importante un confronto economico con il combustibile fossile che verrebbe sostituito e che, a seconda dei casi, può essere il carbone, il petrolio, il gas naturale. Per semplicità, si fa qui riferimento al gas naturale.

Il costo di produzione dell'idrogeno verde dipende da tre principali fattori:

- il costo di investimento, per il quale si fa riferimento alla produzione mediante elettrolisi, in cui l'elettrolizzatore stesso rappresenta la parte principale dell'investimento;
- il fattore di utilizzo, che in generale risulta piuttosto basso (nel range 1.000÷2.500 ore/anno) a causa dell'intermittenza delle fonti solare ed eolica a cui si fa ricorso;
- il costo dell'energia elettrica che alimenta l'elettrolizzatore.

Come risultato dei costi specifici attualmente piuttosto elevati degli elettrolizzatori (dell'ordine di 1.000 euro/kW) e dei bassi fattori di utilizzo, il costo dell'idrogeno



Tabella 1 Costi di produzione dell'idrogeno (stima)

Tecnologia	CAPEX (euro/kW)	OPEX (euro/MWh)	LCOH (euro/kgH ₂)
P2H, Power to Hydrogen mediante elettrolisi da energia elettrica rinnovabile	750-1.200	78-85	2,5-6,4
Reforming del metano	420-520	33-40	0,8-2,7
Reforming del metano con cattura della CO ₂	575-625	35-41	1,3-2,5

verde risulta elevato, in un intervallo 2,5÷6,4 euro/kg a seconda delle ipotesi assunte. Per raggiungere la parità di costo per unità di energia con il gas naturale, assumendo un prezzo del gas di 26 euro/MWh, l'idrogeno dovrebbe costare 0,75 euro/kg. Il prezzo di 26 euro/MWh è un tipico dato storico del periodo prima dell'emergenza Covid e degli avvenimenti successivi. Tuttavia, anche assumendo per il gas il prezzo medio dei primi 4 mesi 2023, pari a 54 euro/MWh, per risultare competitivo il costo dell'idrogeno verde dovrebbe essere di soli 1,6 euro/kg.

Per la produzione dell'idrogeno grigio, assumendo sempre un costo del gas naturale utilizzato di 26 euro/MWh, si ottengono, per alti fattori di utilizzo degli impianti, costi

dell'idrogeno anche di solo 1 euro/kg circa. Nel caso dell'idrogeno blu, a causa dei costi impiantistici e dei consumi energetici associati alla cattura e allo stoccaggio della CO₂, il costo è leggermente maggiore e parte da circa 1,3 euro/kg.

Si nota quindi che, anche quando impiegato come sostituto diretto dei combustibili fossili, l'idrogeno verde presenta oggi un significativo gap di costo, conseguenza economica degli attuali limiti tecnologici e industriali dell'elettrolisi: costi di investimento degli elettrolizzatori ancora elevati ed efficienza energetica da migliorare. Va tuttavia osservato, da un lato, che l'attesa crescita dei volumi di produzione degli elettrolizzatori, con conseguente diminuzione dei costi unitari e miglioramenti

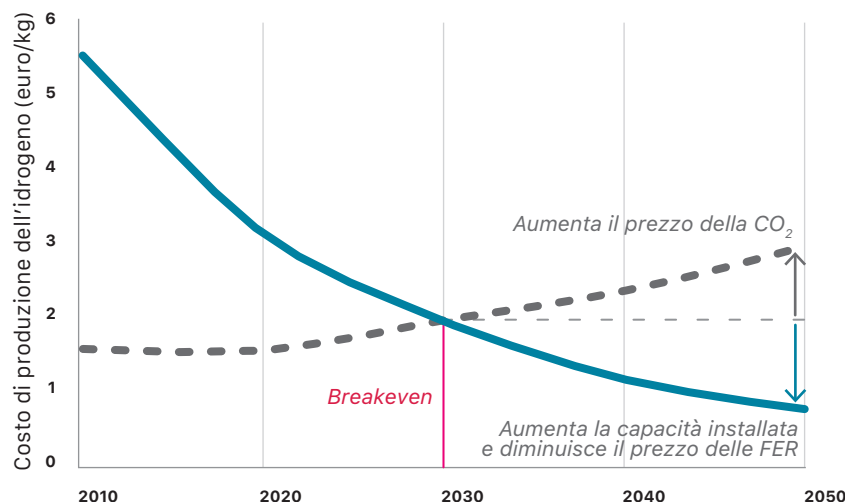
tecnologici, e la crescente disponibilità di energia rinnovabile a basso costo avranno l'effetto di ridurre i costi di produzione dell'idrogeno da fonti rinnovabili; dall'altro, che le politiche di decarbonizzazione spingeranno verso la sostituzione dei combustibili fossili con idrogeno verde nei settori *hard to abate*, accettando in qualche misura extra-costi industriali.

Un'alternativa, anch'essa a basse emissioni ma allo stato attuale con costi più contenuti, è costituita dall'idrogeno blu. In questo caso, le minori barriere economico-finanziarie lasciano il posto a presumibili difficoltà autorizzative e di accettabilità sociale legate allo stoccaggio geologico della CO₂ catturata, stanti le incertezze non ancora del tutto risolte in merito alla stabilità e sicurezza dei depositi.

Un altro aspetto della filiera dell'idrogeno rinnovabile che presenta elementi di criticità è quello dello stoccaggio. Si tratta di un passaggio ineludibile, se si considera l'intrinseca intermittenza della produzione da energia elettrica rinnovabile da un lato, e la necessità di alimentare gli usi finali in modo continuo e programmabile dall'altro.

Un primo elemento problematico dell'accumulo di idrogeno è la sua bassissima densità come gas alle condizioni normali: il contenimento dei volumi dei serbatoi comporta quindi la necessità di comprimere il gas a pressioni molto

Figura 1 Evoluzione attesa del costo di produzione dell'idrogeno verde e grigio



elevate (anche 70 MPa e oltre), con significativi consumi energetici e necessità di serbatoi relativamente costosi. Oppure è necessario liquefarlo, il che significa raggiungere temperature molto prossime allo zero assoluto, con consumi dell'ordine del 30 per cento del contenuto energetico dell'idrogeno.

Un'ulteriore e molto importante sfida da affrontare è legata alla necessità di uno stoccaggio di lungo termine, dell'ordine di diverse settimane o mesi. Questa esigenza nasce dalla variabilità delle fonti rinnovabili (solare e soprattutto eolica) la cui dinamica non è solo su scala giornaliera, ma anche e in misura significativa su scala stagionale. Per periodi così lunghi l'investimento in serbatoi per gas in pressione o liquefatto diviene insostenibile e l'unica opzione oggi concepibile risulta lo stoccaggio geologico. Come già menzionato per lo stoccaggio di CO₂ e a maggior ragione, l'accumulo di idrogeno in caverne saline, pozzi di gas esauriti o acquiferi è una tecnologia che deve ancora essere pienamente dimostrata in termini di fattibilità e accettabilità.

Oltre ai temi tecnologici ed

economici già ricordati, vanno poi considerati gli aspetti legali, regolatori e normativi. L'importanza dell'idrogeno nella transizione energetica è stata evidenziata dal Parlamento Europeo nella risoluzione *Strategia europea per l'idrogeno* (Risoluzione P9 TA(2021) 0241) del 19 maggio 2021 e confermata, in ambito nazionale, nel PNRR con uno stanziamento dedicato di oltre 3 miliardi di euro.

La realizzazione degli obiettivi indicati in tali atti comporta la necessità di adottare una serie di provvedimenti che assicurino la normazione, la certificazione, le garanzie di origine, l'etichettatura e la commerciabilità anche internazionale dell'idrogeno. In ambito italiano le azioni necessarie comprendono l'emissione di norme tecniche di sicurezza specifiche per la produzione, lo stoccaggio, il trasporto e l'utilizzo dell'idrogeno; la semplificazione amministrativa per la realizzazione degli impianti di produzione di idrogeno verde; la regolamentazione della partecipazione degli impianti di produzione di idrogeno ai servizi di rete; la definizione di un sistema di garanzie di

origine per l'idrogeno rinnovabile; la regolamentazione necessaria a consentire la realizzazione di stazioni di rifornimento di idrogeno presso aree di servizio autostradali, magazzini logistici, porti.

Ulteriori ambiti, che dovranno essere regolamentati, riguardano l'utilizzo delle infrastrutture gas per il trasporto dell'idrogeno puro e di miscele di idrogeno e gas naturale (cosiddetto *blending*).

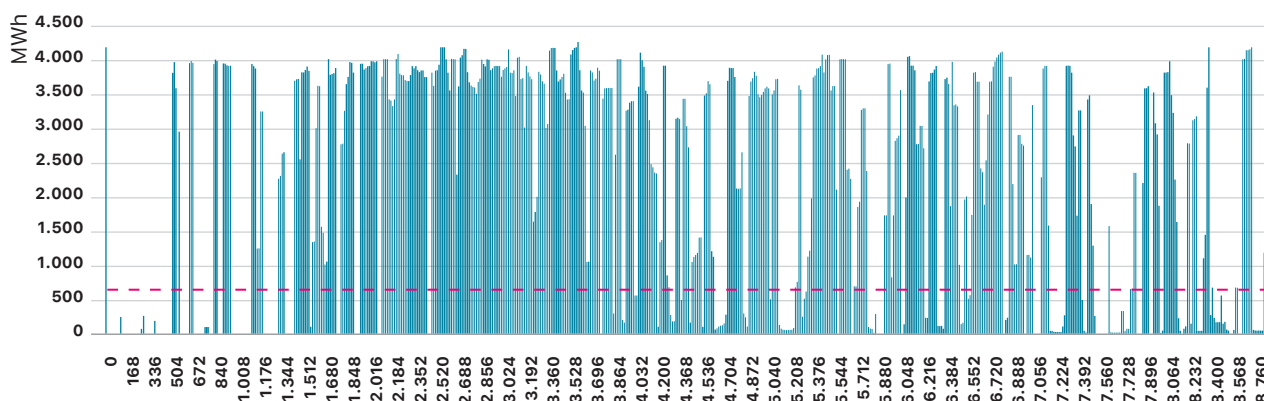
Casi studio

Al fine di comprendere in che misura le diverse possibili filiere di produzione e di utilizzo dell'idrogeno a basse emissioni di gas serra siano già in grado di operare in condizioni di mercato, oppure necessitino di qualche forma di sussidio, sono stati esaminati alcuni casi ritenuti significativi.

Produzione di idrogeno da fonti rinnovabili

Sono state anzitutto valutate diverse opzioni, basate sull'elettrolisi e in grado di soddisfare la definizione di idrogeno da FER, ma applicando diverse modalità di approvvigionamento dell'energia elettrica.

Figura 2 Produzione oraria, per l'intero anno, degli elettrolizzatori in uno scenario 2030, con utilizzo di sole eccedenze di produzioni da fonti rinnovabili intermittenti, a confronto con il livello di consumo medio (linea tratteggiata)





Idrogeno per la transizione: stato dell'arte e potenzialità

drogen valleys (filiera che prevedono sia la produzione sia il consumo in una ristretta area geografica), dove è fondamentale fornire idrogeno con continuità agli utenti finali, senza interporre infrastrutture di accumulo e trasporto.

L'analisi di un ipotetico impianto di gassificazione di biomassa legnosa da 10 MW (espressi come potenza equivalente sul PCI dell'idrogeno) situato in Italia conduce, con opportune ipotesi, a un costo di produzione dell'idrogeno di circa 2,7 euro/kg, paragonabile alla produzione mediante elettrolisi. Con il vantaggio della continuità e programmabilità della produzione e il limite di non consentire il recupero delle eccedenze di energia elettrica da fonti rinnovabili intermittenti. L'efficienza energetica di conversione della biomassa in idrogeno si aggira sul 63 per cento con le ipotesi adottate.

Idrogeno e trasporto pubblico locale

Un'analisi tecnico-economica di applicazioni di autobus a idrogeno nel trasporto pubblico locale mostra che il costo complessivo del tpl alimentato a idrogeno supera nettamente quello degli equivalenti casi con alimentazione a gasolio, gas naturale ed elettricità. Nel quadro economico e regolatorio attuale, il trasporto pubblico locale a basse emissioni può quindi essere più convenientemente realizzato impiegando mezzi alimentati da batterie.

Diverso è il risultato ottenuto

La prima opzione corrisponde allo sfruttamento di energia elettrica rinnovabile acquisita dal mercato nelle ore con *overgeneration*. Si valuta che, in uno scenario energetico italiano al 2030, in questo caso il prezzo dell'energia acquisita dal mercato elettrico possa essere particolarmente basso, dell'ordine di 15÷20 euro/MWh, ma anche che il numero di ore equivalenti annue di produzione di idrogeno sia modesto, circa un migliaio. La combinazione di costi energetici bassi e ammortamenti elevati conduce a una stima del costo di produzione dell'idrogeno di circa 2-2,3 euro/kg, corrispondenti a 60-70 euro/MWh.

Una seconda opzione è la produzione di idrogeno con energia generata da impianti FER dedicati. In questo caso il costo dell'energia deve essere assunto pari al costo livellato di produzione (LCOE) dell'energia da fonte solare o eolica, più alto rispetto al caso precedente; tuttavia, anche il numero di ore annue di produzione è più elevato. Il risultato in termini di costo di produzione dell'idrogeno è di 3-3,5 euro/kg, corrispondenti a 90-100 euro/MWh. A fronte di tale cifra, superiore a quella del caso precedente, la maggiore continuità di produzione porterebbe a una minore necessità di stoccaggio a lungo termine, con benefici in termini di minori costi di trasporto, compressione e perdite.

L'ultimo caso analizzato corri-

sponde alla produzione con energia elettrica acquisita dal mercato con garanzia d'origine rinnovabile, eventualmente con contratti di lungo termine (PPA). Tale consumo elettrico andrebbe a gravare sulla rete (come per il primo caso) e non contribuirebbe attivamente alla riduzione delle *overgeneration* (come per le produzioni da fonti rinnovabili non programmabili dedicate). Analogamente a questo secondo caso, risulterebbe possibile una partecipazione ai servizi ancillari. Il principale vantaggio di questa scelta è da individuare nella logistica a valle della generazione di idrogeno, dove una produzione più regolare durante l'anno limiterebbe la necessità di ricorrere allo stoccaggio stagionale.

Rispetto alla produzione di idrogeno da elettrolisi tramite energia eolica o solare, sono poi state valutate produzioni mediante gassificazione e pirolisi di rifiuti organici e biomasse. Queste soluzioni hanno l'evidente vantaggio di alta produttività e di non dipendenza dalla disponibilità, variabile nel tempo delle fonti solare ed eolica. Questo è particolarmente rilevante nei casi di *hy-*

Nel tpl l'analisi mostra che il costo di bus a idrogeno supera nettamente quello degli equivalenti casi alimentati a gasolio, gas naturale ed elettricità. Diverso è il risultato nel trasporto ferroviario, dove l'opzione idrogeno sul piano economico è competitiva con l'elettrificazione

nel caso del trasporto ferroviario. In Italia sono attualmente in esercizio oltre 4.000 km di linee ferroviarie non elettrificate su cui circolano treni con motrici diesel con rilevante impatto ambientale, sia locale sia globale. La valutazione ambientale ed economica delle alternative (elettrificazione di una linea precedentemente esercita con motrici diesel, oppure impiego di una trazione basata su *fuel cell* alimentate a idrogeno) mostra che l'opzione a idrogeno, pur significativamente più costosa del diesel, è efficace sotto il profilo ambientale, e sul piano economico è competitiva con l'elettrificazione.

Allo stato attuale il progetto più avanzato di linea ferroviaria a idrogeno è H2iseO che prevede, a partire dal 2024, la circolazione sulla linea Brescia-Edolo di 14 treni a idrogeno attraverso l'introduzione di un primo lotto di 6 rotabili, seguito dopo due anni da altri 8.

Usi industriali

La penetrazione dell'idrogeno verde potrà avvenire sia sostituendo l'idrogeno già in uso nella raffinazione, nell'industria chimica e petrolchimica e prodotto da fonti fossili, sia introducendone l'impiego in quei settori che allo stato attuale non possono essere completamente decarbonizzati direttamente con il solo utilizzo di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Uno degli ambiti di maggiore interesse è la siderurgia. Il processo di produzione dell'acciaio non è ad oggi completamente elettrificabile e si presta invece ad un utilizzo efficiente dell'idrogeno come agente riducente. La conversione a idrogeno dell'industria siderurgica italiana è indubbiamente una sfida rilevante, se si considera che mantenere gli attuali livelli di produzione comporterebbe un consumo di energia elettrica rinnovabile pari a 17 TWh/anno. Sotto il profilo

economico, la trasformazione dei processi produttivi per impiegare idrogeno comporta degli extra-costi, purtuttavia compensabili dal beneficio ambientale delle minori emissioni: si avrebbe infatti un pareggio dei costi, incluse le esternalità, se si ipotizzasse di valorizzare la CO₂ evitata in un campo compreso tra 60÷85 euro/tonnellata (si noti che la quotazione media nel sistema ETS per l'ultimo anno è stata di circa 80 euro/tonnellata).

Produzione di metano sintetico

Una promettente filiera di utilizzo dell'idrogeno verde è rappresentata dalla produzione di combustibili sintetici che, in una fase avanzata di decarbonizzazione, potranno divenire perfetti sostituti dei combustibili fossili. Uno specifico processo che ha già raggiunto un buon grado di sviluppo è la metanazione biologica, attraverso la quale la reazione

Figura 3 Convergenza del DRI (Dry Reduced Iron) da minerale di ferro e del processo EAF (Electric Arc Furnace) da rottame verso DRI+EAF ad idrogeno

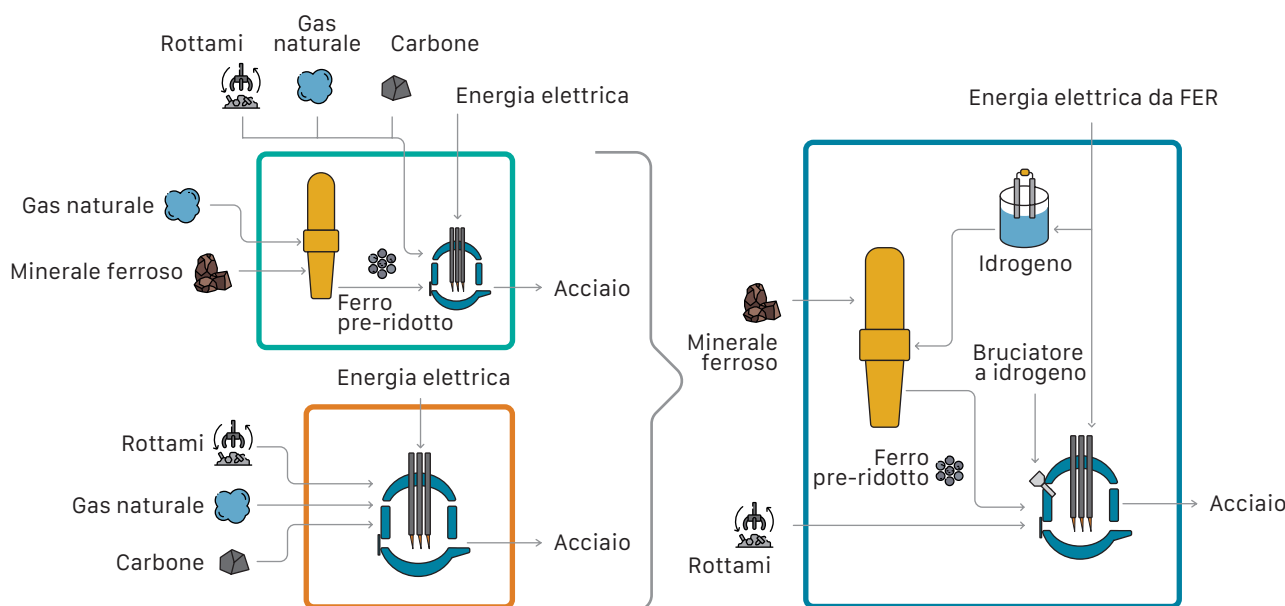


Tabella 2 Ipotesi per lo studio sulla produzione di metano sintetico da fonte rinnovabile

Biogas prodotto	500 Sm ³ /h
Percentuale metano nel biogas	60%
PCI metano	8.250 kcal/Sm ³ (9,6 kWh/Sm ³)
PCI idrogeno	2,84 kWh/Sm ³
Valore CIC	375 euro/5Gcal (double counting)
Prezzo vendita CH ₄ al GSE (mercato -5%)	0,021 euro/kWh (0,2 euro/Sm ³) GME
Immissione CH ₄ in rete per	8.700 ore/anno
Rendimento elettrolizzatore	70%
Purezza metano immesso in rete	98%
Prezzo medio energia su MSD	115 euro/MWh a salire
	30 euro/MWh a scendere
Costo energia elettrica su MGP	50 euro/MWh

Tabella 3 Risultati dello studio sulla produzione di metano sintetico da fonte rinnovabile

Configurazione	Ricavi (milioni di euro/anno)	Tempo di ritorno dell'investimento (anni)
Caso 1 (PPA)	3,50	6-9
Caso 2 (no oneri)	4,98	4-6
Caso 3 (no oneri sistema)	4,50	4-7

fra idrogeno e anidride carbonica, assistita da microorganismi, produce metano. Un caso analizzato riguarda la metanazione biologica, che impiega idrogeno da elettrolisi e CO₂, ottenuta come sottoprodotto dalla produzione di biogas mediante digestione anaerobica di biomasse e successivo trattamento di *upgrading* a biometano.

Lo studio tecnico-economico effettuato considera l'alimentazione dell'elettrolizzatore da impianto FER dedicato o, in alternativa, mediante prelievo da rete di energia rinnovabile con esenzione dagli oneri di rete e di sistema. Si è tenuto conto degli incentivi per l'immissione in rete gas sia del biometano sia del metano sintetico; inoltre,

nel caso di prelievo da rete, della partecipazione dell'elettrolizzatore al Mercato dei Servizi di Dispacciamento. Con tali ipotesi, il caso risulta finanziariamente positivo, con un tempo di ritorno compreso fra 4 e 9 anni in funzione delle diverse ipotesi accennate.

La filiera industriale italiana

L'Italia può posizionarsi strategicamente in tutti i segmenti della filiera dell'idrogeno verde, dalla produzione agli utilizzi finali nella mobilità, nell'industria e nella produzione di energia e calore. La filiera comprende imprese che si occupano di produzione, logistica, trasporto, distribuzione e stoccaggio dell'idrogeno, azien-

de che sviluppano le tecnologie e la componentistica per il settore e diverse altre in grado di supportare il settore in modo trasversale, fornendo servizi di prova, certificazione, modellazione e ingegneria.

Gli investimenti nazionali dedicati all'idrogeno all'interno del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, pari a 3,64 miliardi di euro, stanno favorendo la crescita delle aziende che da anni investono in questo settore, ma incoraggiano anche gli investimenti di realtà che intendono diversificare la propria attività. I finanziamenti sostengono lo sviluppo della produzione di idrogeno da elettrolisi per la creazione di *Hydrogen Valley* e l'utilizzo dell'idrogeno nei settori industriali *hard to abate* e nella mobilità, attraverso il sostegno allo sviluppo delle infrastrutture di rifornimento. Inoltre, una linea di finanziamento è dedicata alla ricerca e allo sviluppo industriale, favorendo la collaborazione tra università e imprese. Un altro investimento supporta specificamente lo sviluppo delle tecnologie degli elettrolizzatori e delle celle a combustibile, a livello di componentistica e di prodotti completi. ■

Il vettore idrogeno: stato dell'arte e potenzialità dell'industria italiana



Strategia europea per l'idrogeno (Risoluzione P9 TA(2021) 0241) del 19 maggio 2021

