

**Focus Settore**
**Le prospettive dello sviluppo globale dell'idrogeno**
**Executive Summary**

L'idrogeno rinnovabile può giocare un ruolo fondamentale nel processo di decarbonizzazione intrapreso dalle principali economie mondiali, in particolare per quegli utilizzi come i trasporti o i processi industriali più energy intensive, dove i combustibili fossili appaiono più difficili da sostituire.

Attualmente l'idrogeno più diffuso è quello ottenuto da gas naturale (idrogeno "grigio") e gli sforzi tecnologici sono concentrati sulla messa a punto di processi che consentano di sfruttare l'idrogeno azzerando le emissioni di gas a effetto serra o con elettrolisi attivata da fonti rinnovabili (idrogeno rinnovabile o "verde"), o con tecnologie di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (cosiddetto idrogeno "blu"). I costi sono a tutt'oggi ancora elevati; tuttavia, come avvenuto per le altre tecnologie rinnovabili, si prevede che il raggiungimento di economie di scala indotte da una forte domanda possa portare ad una riduzione del costo unitario, rendendo l'idrogeno più competitivo rispetto alle fonti fossili.

Nel 2023 sono stati annunciati nuovi progetti che dovrebbero portare la produzione mondiale al 2030 a 38 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile. I progetti finora annunciati si concentrano in Europa (30%) e in Australia (20%), ma un numero crescente di progetti è previsto in Cina, Stati Uniti, Africa, India e America Latina. Negli Stati Uniti i progetti annunciati sono per ora limitati ma la Clean Hydrogen strategy and Roadmap prevede la produzione di 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile al 2030, che diventeranno 40 milioni di tonnellate nel 2040 e 50 milioni di tonnellate nel 2050.

Per migliorare la neutralità climatica l'utilizzo dell'idrogeno deve raggiungere una diffusione molto più ampia e una spinta importante potrebbe venire dal settore dei trasporti per i veicoli pesanti e ferroviari, per le navi e i traghetti a cella combustibile e per gli aerei. Secondo le stime dell'International Environment Agency nel 2030 8 milioni di tonnellate di idrogeno saranno usate nei trasporti, di cui 50% su gomma e 45% navali e ulteriori 8 milioni per la produzione di ammoniaca e carburanti sintetici per navi e aerei. L'evoluzione del mercato dipenderà dallo sviluppo delle tecnologie fuel-cell per i mezzi di trasporto e dalla costruzione dell'infrastruttura di ricarica.

Il trasporto dell'idrogeno potrà avvalersi in parte dei gasdotti esistenti opportunamente adattati e della costruzione anche in Europa di nuovi gasdotti di collegamento tra impianti di produzione situati in paesi extra-europei caratterizzati da minori costi: sono 5 i corridoi previsti dalla European Hydrogen Backbone di cui uno sviluppato in Italia per più del 90%. Le strategie europee si concentrano su infrastrutture di importazione dell'idrogeno e costruzione di elettrolizzatori e stoccaggio nei porti più vicini alla Germania, dove si concentra la maggior parte della domanda. La strategia italiana prevede nuovi incentivi per l'idrogeno rinnovabile in linea con la direttiva europea Red III (aumento delle rinnovabili nel mix energetico), in cui l'80% dei consumi sarà soddisfatto dalla produzione nazionale e il rimanente sarà importato. Circa 1 miliardo di euro sarà dedicato all'utilizzo di idrogeno nei settori hard-to-abate. Gli Stati Uniti hanno invece annunciato la costruzione di 7 HUB per la produzione dell'idrogeno, distribuiti da est a ovest del paese, con l'obiettivo di decarbonizzare il settore industriale, soprattutto le raffinerie e la produzione di ammoniaca e con la possibilità di esportare l'idrogeno prodotto.

**30 agosto 2024**
**Research Department**
**Industry & Local Economies Research**
**Anna Maria Moressa**  
Economista

**Letizia Borgomeo**  
Economista

## Il ruolo dell'idrogeno rinnovabile nelle strategie di decarbonizzazione

Dal 2022 con la crisi energetica globale scoppiata in seguito al conflitto russo ucraino, accanto all'impegno per combattere il cambiamento climatico e attivare la transizione verso fonti energetiche più pulite e sostenibili, si è aggiunta l'urgenza di migliorare la sicurezza e l'indipendenza energetica di ciascun paese. I governi delle principali economie mondiali hanno rafforzato il loro impegno per raggiungere l'obiettivo di "zero emissioni" al 2050 definendo strategie che prevedono un mix energetico basato su soluzioni tecnologiche complementari e che consentano la diversificazione degli approvvigionamenti. L'idrogeno rinnovabile è diventato parte integrante di tali piani in quanto vettore energetico in grado di decarbonizzare anche i settori in cui le emissioni sono "hard-to-abate" cioè settori come la produzione di ceramiche e prodotti e materiali da costruzione, la metallurgia e la chimica, caratterizzati da processi produttivi altamente energivori e ad alta intensità di emissioni climalteranti, sia perché gestiscono fasi cruciali della lavorazione ad alte temperature, sia perché utilizzano materie prime che rilasciano ulteriori emissioni.

**Ruolo chiave dell'idrogeno rinnovabile per decarbonizzare l'industria e per la sicurezza energetica**

L'idrogeno, quando utilizzato, non emette CO<sub>2</sub> e non genera quasi nessun inquinante, ma i procedimenti utilizzati per la sua estrazione possono avere una diversa *carbon footprint* a seconda delle fonti energetiche utilizzate. Ad oggi l'idrogeno più diffuso (più del 90% della produzione globale) è quello ottenuto con lo *steam reforming* da gas naturale o da gassificazione del carbone (il cosiddetto idrogeno "grigio"). Per la decarbonizzazione dell'industria a livello globale è invece necessario passare all'utilizzo di idrogeno a zero emissioni nette. Questo può essere ottenuto con l'impiego di tecnologie di cattura dell'anidride carbonica (Carbon Capture, Utilization and Storage, CCUS), da stoccarsi poi in giacimenti geologici oppure da riutilizzarsi nei processi produttivi (cosiddetto idrogeno "blu" che si abbina al processo standard di generazione di idrogeno grigio da combustibili fossili). Ci sono poi altre tecnologie come l'utilizzo della pirolisi del gas metano (per l'idrogeno "turchese") e l'elettrolisi attivata da FER (Fonti di Energia Rinnovabile) cioè ottenuta da elettrolizzatori alimentati con elettricità prodotta a partire da fonti rinnovabili (inclusa la biomassa), che consentono di produrre l'idrogeno "verde" (o rinnovabile). Talvolta viene considerato idrogeno "rinnovabile" anche quello estratto dall'acqua con l'energia prodotta da centrali termonucleari, che se da una parte rispetta il criterio di non emissione di gas serra, dall'altro comporta rischi potenziali e difficoltà di stoccaggio dei materiali di scarto. L'idrogeno rinnovabile può fornire inoltre un sostegno importante alla produzione di energia da eolico o solare, garantendo stabilità alla rete e soddisfacendo la domanda elettrica anche quando la produzione è assente: l'energia elettrica rinnovabile prodotta in eccesso può essere trasformata in idrogeno e conservata in serbatoi per poi essere utilizzata quando serve attraverso pile a combustibile o turbine. Sotto forma di gas compresso, o ammoniacale, o metano sintetico, l'idrogeno potrebbe fornire uno stoccaggio a lungo termine per le oscillazioni stagionali di produzione da rinnovabili, ma ci sono ancora frontiere tecnologiche da superare per lo stoccaggio su larga scala di questa energia. La produzione di idrogeno rinnovabile a sua volta utilizza processi comunque molto energivori e, pertanto, considerati ancora ambiziosi, anche in termini di costi (in media, il costo attuale dell'idrogeno verde si aggira sui 5 dollari al chilogrammo, quasi tre volte il costo dell'idrogeno grigio).

**I "colori" dell'idrogeno e i vantaggi dell'idrogeno rinnovabile**

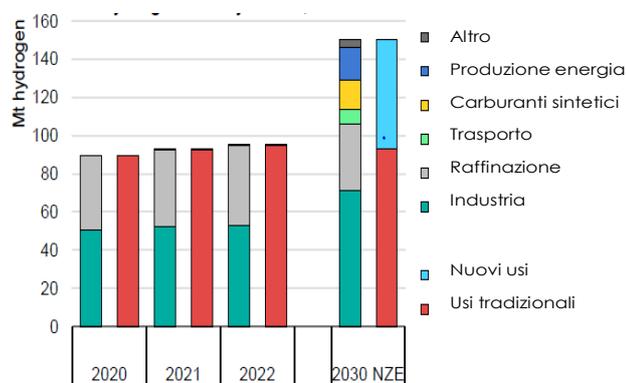
In teoria, l'idrogeno può essere utilizzato anche in un'ampia gamma di altre applicazioni, non solo come materia prima o agente riducente, ma anche per trasportare e immagazzinare energia per la combustione e per la produzione di energia elettrica. Finora l'idrogeno non è stato utilizzato in queste applicazioni, a causa della mancanza di competitività rispetto ai combustibili fossili e ad altre alternative tecnologiche a basse emissioni, ma anche perché le tecnologie di utilizzo finale non hanno raggiunto la maturità commerciale. Nel caso specifico della siderurgia, l'impiego dell'idrogeno potrebbe portare a un quasi totale azzeramento delle emissioni da altoforno. In particolare, si tratterebbe di sostituire l'attuale ciclo integrale da altoforno, alimentato con carbon coke, con una combinazione di reattori DRI (Direct Reduced Iron o

**L'idrogeno per l'industria hard-to-abate**

peridotto, che permette la riduzione dei minerali ferrosi senza passare per la fusione), alimentati a idrogeno, e successivo impiego di un forno elettrico, tipicamente usato nel ciclo di produzione dell'acciaio da rottami. Vi è poi un problema legato allo stoccaggio e al trasporto dell'idrogeno, un gas leggero e volatile che richiede di essere compresso a pressioni alte. Al momento la produzione può quindi avvenire soltanto on-site. Il secondo ambito di applicazione dell'idrogeno è come feedstock o materia prima, ad esempio nella chimica di base, all'interno dei processi di produzione di ammoniaca e metanolo. Si tratterebbe, quindi, di sostituire l'idrogeno prodotto dal metano con idrogeno verde o low-carbon.

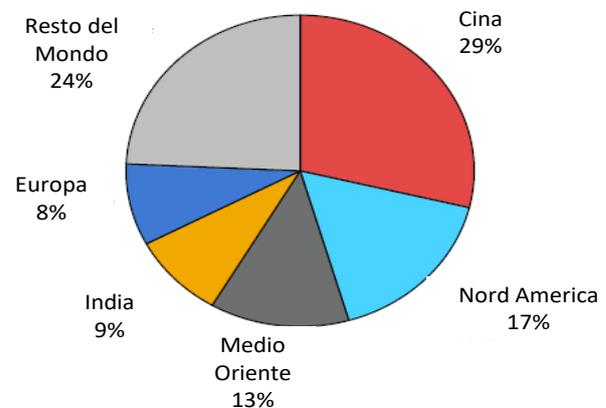
Nel 2022 la domanda di Idrogeno ha raggiunto nel mondo un valore massimo di 95 milioni di tonnellate, con una crescita del 3% che si è manifestata in tutte le principali economie ad eccezione dell'Europa, maggiormente penalizzata dall'impennata dei prezzi del gas naturale. Nel Nord America e nel Medio Oriente, al contrario, si è registrata una crescita del 7% dell'utilizzo dell'idrogeno, che ha così compensato la diminuzione osservata in Europa<sup>1</sup>. In Cina l'uso dell'idrogeno è cresciuto in modo modesto (+0,5%) sebbene sia in assoluto il paese con maggior consumo di idrogeno: da solo rappresenta quasi il 30% dell'uso mondiale, cioè più del doppio degli Stati Uniti, secondo maggiore paese utilizzatore (fig. 2). La crescita di utilizzo di idrogeno si è verificata negli utilizzi tradizionali che lo impiegano come materia prima, gas tecnico o feedstock, per produrre diversi prodotti chimici (soprattutto l'ammoniaca per i fertilizzanti, ma anche il metanolo) o in alcuni processi di raffinazione o, anche se in minori quantità, nella metallurgia come agente riducente per la produzione di preridotto (Direct Reduced Iro - DRI) usando gas sintetici di origine fossile (fig.1).

**Fig.1 – Utilizzo storico (2020-22) e scenario Net Zero 2030 per settore (valori in milioni di tonnellate di idrogeno)**



Fonte: IEA Global Hydrogen Review 2023

**Fig. 2 – Utilizzo dell'Idrogeno per area geografica (valori %, 2022)**



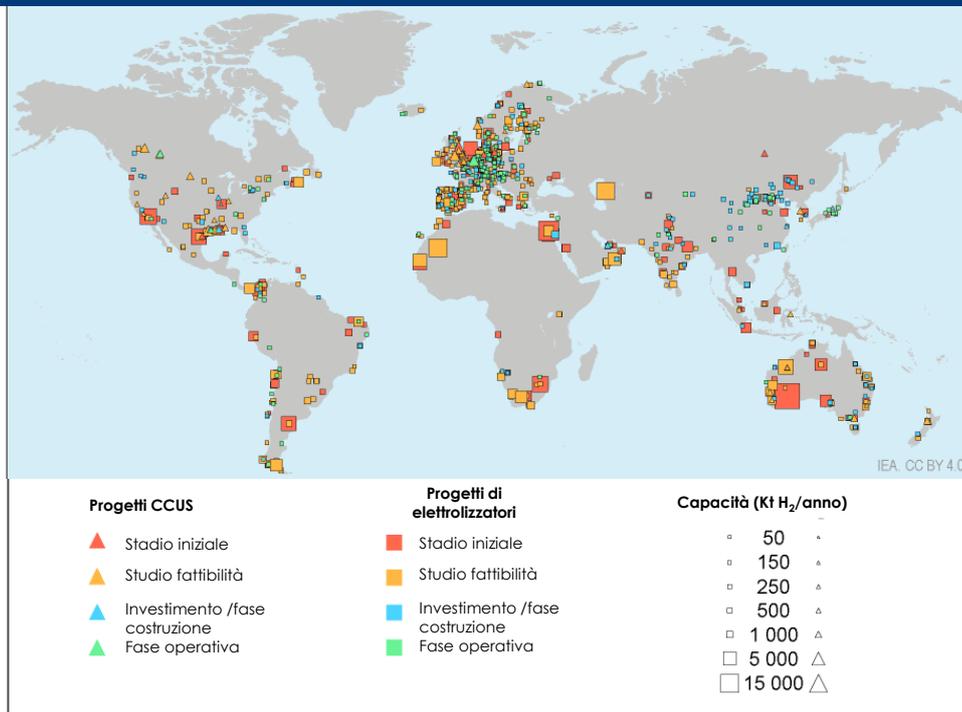
Fonte: IEA Global Hydrogen Review 2023

Nell'ultimo anno a livello globale sono aumentati rapidamente gli annunci di nuovi progetti per la produzione di idrogeno rinnovabile: se realizzati, potrebbero innalzare la produzione a 38 milioni di tonnellate nel 2030, anche se molti di questi progetti (per almeno 17 milioni di tonnellate) sono ancora in una fase iniziale di sviluppo. Nel 2023 i progetti che risultavano in fase di investimento e/o costruzione (Final Investment Decision - FID) rappresentavano ancora una piccola parte (il 4%), ma raddoppiati in numero assoluto rispetto all'anno precedente (per quasi 2 milioni di tonnellate). Complessivamente si tratta di progetti di idrogeno rinnovabile per 27 milioni di tonnellate e di idrogeno blu per 10 milioni di tonnellate (fig. 3).

#### Diffusione progetti di idrogeno rinnovabile nel mondo

<sup>1</sup> International Energy Agency, Global Hydrogen Review 2023.

Fig. 3 – Mappa dei progetti annunciati di produzione di idrogeno rinnovabile



Nota: nella mappa sono rappresentati i progetti di idrogeno rinnovabile o a bassa emissione che proviene da elettrolisi generata da FER e nucleare, da idrogeno prodotto con biomassa e da combustibili fossili con tecnologia CCUS.  
Fonte: IEA Global Hydrogen Review 2023

I progetti finora annunciati si concentrano in Europa (30%) e in Australia (20%), ma un numero crescente di progetti è previsto in Africa, Cina, India, America Latina e Stati Uniti. La Cina, che solo nel 2020 aveva il 10% del totale di capacità da elettrolizzatori installata in piccoli progetti dimostrativi, sta rapidamente accelerando gli investimenti, tanto che al 2024 la capacità di elettrolizzatori avrà raggiunto il 50% del totale mondiale, con un nuovo elettrolizzatore diventato operativo da giugno 2023 di dimensione record (260 MW), e con circa il 40% di progetti che saranno già arrivati alla fase di finanziamento. Negli Stati Uniti la "Clean Hydrogen strategy and Roadmap" prevede la produzione di 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile nel 2030, che diventeranno 20 milioni di tonnellate nel 2040 e 50 milioni di tonnellate nel 2050; inoltre, all'interno dell'Inflation Reduction Act (IRA) sono stati dedicati numerosi incentivi per lo sviluppo su larga scala delle energie rinnovabili incluso l'idrogeno: il più rilevante è il "Clean Hydrogen Production Tax Credit" che garantisce un incentivo fiscale per 10 anni a tutti i progetti di produzione di idrogeno rinnovabile che diventeranno operativi entro il 2033 (si tratta di incentivi che crescono a seconda dell'intensità delle emissioni del processo di produzione e delle condizioni di lavoro). Nel 2023, secondo il Clean Hydrogen Production Tax Credit sono stati annunciati progetti di elettrolizzatori per 9 GW.

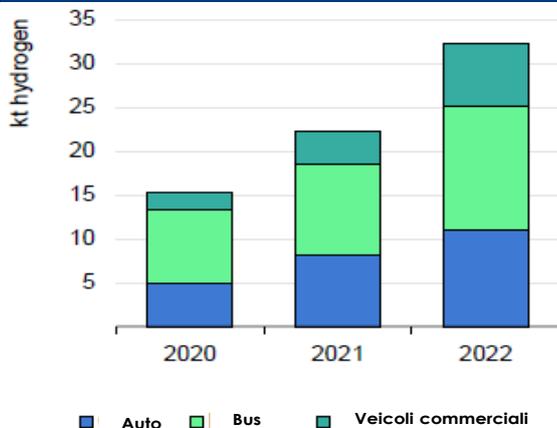
Affinché l'idrogeno rinnovabile possa giocare un ruolo cruciale nel migliorare la neutralità climatica occorre che la sua diffusione raggiunga una scala molto più ampia: la domanda rimane concentrata nell'industria e nella raffinazione, mentre solo lo 0,1% della domanda viene dall'industria pesante, dai trasporti e dalla produzione di energia elettrica.

Il settore dei trasporti è il più promettente per ridurre l'impatto ambientale con la sostituzione dei combustibili fossili, soprattutto per i veicoli pesanti e ferroviari. L'uso di idrogeno è aumentato in questo comparto del 45% nel 2022, anche se partiva da livelli bassi, spinto principalmente dai mezzi commerciali pesanti (fig. 4). I veicoli a cella combustibile elettrica (Fuel Cell Electric Vehicles-FCEV) si stanno diffondendo rapidamente tra i mezzi pesanti in Cina che tiene il primato con il 20% dei mezzi circolanti e più di metà dell'idrogeno utilizzato per il trasporto (fig. 5),

**Cruciale sviluppare su scala più ampia la domanda di idrogeno rinnovabile**

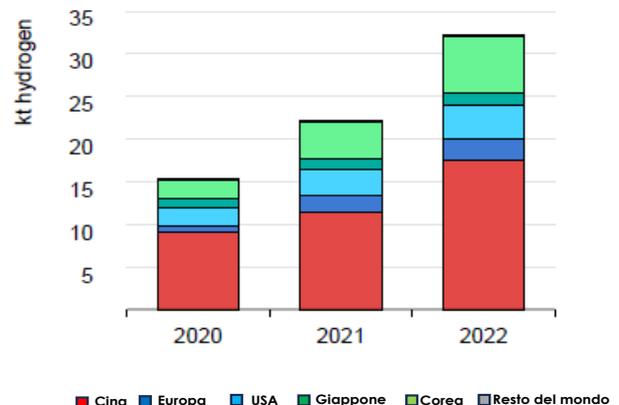
**Settore dei trasporti promettente**

**Fig. 4 – Consumo di Idrogeno nel trasporto su gomma per tipo veicolo (2020-22)**



Nota: i veicoli commerciali comprendono i veicoli leggeri, medi e i camion pesanti. Fonte: IEA Global Hydrogen Review 2023

**Fig. 5 – Consumo idrogeno nel trasporto su gomma per area geografica (2020-22)**



Fonte: IEA Global Hydrogen Review 2023

Il trasporto su gomma rimarrà preponderante ancora per i prossimi anni, ma già nel 2023 sono diventati operativi treni ad idrogeno e navi e traghetti a cella combustibile, categorie di trasporti nelle quali le batterie non riescono a raggiungere buoni rendimenti, perché tendono a durare poco e a richiedere lunghi tempi di ricarica. L'idrogeno, avendo invece una maggiore densità energetica, può diventare un'ottima alternativa, da solo come combustibile (bruciato in un motore a combustione interna), o in combinazione con fuel cells, o celle a combustibile, che trasformano, attraverso la reazione con l'ossigeno, l'energia chimica del gas in energia elettrica. Nello scenario Net Zero 2030 dell'International Environment Agency circa 8 milioni di tonnellate di idrogeno saranno usate direttamente nei trasporti, per lo più su gomma (50%) e per il trasporto navale (45%). Ulteriori 8 milioni di tonnellate di idrogeno saranno utilizzate per la produzione di ammoniaca e carburanti sintetici per navi ed aviazione. L'evoluzione del mercato in questo senso dipenderà però in maniera cruciale dallo sviluppo delle tecnologie fuel-cell e, soprattutto, dalla creazione di infrastrutture di ricarica. L'infrastruttura di stazioni di ricarica europea (Hydrogen Refuel Station HRS) è all'avanguardia, con ben 318 punti di ricarica (di cui 196 operativi e i rimanenti operativi in parte o in costruzione) e 6 progetti europei di bus pubblici a idrogeno.

In generale le infrastrutture per il trasporto dell'idrogeno sono necessarie per mettere in connessione i paesi dove l'idrogeno rinnovabile può essere prodotto a minore costo con quelli dove è più alta la domanda, per controllare le fluttuazioni di produzione e gli eventuali rischi di approvvigionamento. Nel prossimo decennio, in previsione di un minor consumo di gas naturale, la possibilità di riutilizzare i gasdotti esistenti e in costruzione adattandoli al trasporto dell'idrogeno può essere una opportunità per mitigare il rischio di svalutazione degli asset già realizzati. Ci sono già 5.000 Km di gasdotti per idrogeno operativi negli Stati Uniti e in Europa: si tratta di gasdotti di piccolo diametro che collegano su terra raffinerie e impianti chimici. I gasdotti di idrogeno di collegamento tra paesi e continenti possono avere diametri più grandi e possono essere anche sottomarini (questi ultimi ancorché non operativi sono in fase di progettazione nel Mare del Nord). Nella strategia europea di infrastruttura per l'idrogeno, la cosiddetta "spina dorsale" dell'idrogeno europeo (European Hydrogen Backbone), che coinvolge 33 costruttori di gasdotti provenienti da 25 paesi membri, l'Italia ha un ruolo strategico di connessione tra Europa e impianti di produzione di idrogeno a basso costo da paesi extra europei, perché uno dei 5 corridoi definiti a livello comunitario passa proprio per la penisola (corridoio A - Nord Africa ed Europa Meridionale lungo 11 mila km attraverso 9 paesi dall'Italia fino alla Germania, basato su gasdotti esistenti riadattati al trasporto di idrogeno – la struttura realizzata in Italia per più del 90% consentirà di importare l'idrogeno dall'Africa via nave o gasdotto).

**Importanza dell'infrastruttura per il trasporto di idrogeno rinnovabile**

D'altra parte, l'innovazione tecnologica rende possibili nuove soluzioni per l'immagazzinamento e il trasporto di questo gas che, essendo molto leggero e volatile, deve essere compresso a pressioni molto alte per essere reso trasportabile. Per il trasferire l'idrogeno oltre i 2.500 km di distanza può essere più efficace, per motivi di sicurezza e costo, la sua trasformazione in forme più dense o liquide (o con liquidi organici vettori di idrogeno LOHC) e il suo trasporto in cisterne via mare. In questa ipotesi non sarebbero necessarie solo navi cisterna dedicate, ma anche infrastrutture nei porti per la conversione/riconversione dell'idrogeno a seconda che si tratti di porti di importazione e di esportazione. Attualmente esistono già 150 terminal portuali in grado di accogliere vettori di ammoniaca e altri progetti sono stati annunciati nei porti mondiali per i vettori di idrogeno liquefatto.

Le strategie nazionali per l'idrogeno si sono focalizzate finora a sostenere la produzione, con meno incentivi sul lato della domanda. Sia Europa che Stati Uniti hanno puntato sulla creazione di HUB per la produzione, il trasporto e lo stoccaggio efficiente di idrogeno ma con delle differenze: se gli HUB europei concentrano la creazione di infrastrutture per l'importazione, soprattutto nei porti, quelli statunitensi invece annunciati nell'ottobre del 2023 si focalizzano sulle regioni dove creare degli impianti di produzione per l'esportazione di idrogeno. Dopo il conflitto russo-ucraino l'Europa con il piano REPowerEU, che supporta i paesi membri nella produzione dell'idrogeno rinnovabile e nella sua regolamentazione, ha introdotto un piano "acceleratore di idrogeno" (H2 accelerator) che prevede entro il 2030 l'importazione di ulteriori 10 milioni di tonnellate di idrogeno in aggiunta alle 10 milioni di tonnellate già previste dalla produzione europea, al fine di rendersi maggiormente indipendente dai carburanti fossili russi. La domanda europea di idrogeno è attesa aumentare nel comparto hard-to-abate dell'acciaio e in misura crescente nella produzione di ammoniaca, non solo come materia prima per l'industria chimica ma come vettore per trasportare l'idrogeno verso la Germania, dove si concentra la maggiore richiesta: stanno aumentando i progetti nei porti più vicini al mare del Nord per la costruzione di elettrolizzatori, di cisterne e sistemi di stoccaggio dell'ammoniaca. Negli Stati Uniti nell'ottobre 2023 sono stati annunciati progetti di costruzione di HUB di idrogeno rinnovabile in 7 regioni distribuite da est a ovest, con l'intento di diffondere la produzione dell'idrogeno attraverso il paese per decarbonizzare il settore industriale. Nel 2040 è attesa una domanda interna crescente del trasporto pesante su gomma, dei biocarburanti e dell'idrogeno per lo stoccaggio di energia.<sup>2</sup>

In Italia nell'industria hard-to-abate, soprattutto nella chimica e nella raffinazione, ci sono dei progetti pilota per sostituire l'idrogeno ad elevata impronta di carbonio con quello rinnovabile, che sono attesi aumentare, alla luce degli stanziamenti previsti a livello europeo e nazionale. Nella strategia nazionale dell'idrogeno, all'interno del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), che dovrebbe essere finalizzata entro il 2024, il ministero dell'Ambiente e della Sicurezza italiano prevede nuovi incentivi per l'idrogeno rinnovabile e il bioidrogeno in linea con la direttiva europea Red III, che punta ad aumentare la quota di rinnovabili nel mix energetico europeo e con il RefuelEU Aviation e FuelEU Maritime, i piani europei dedicati ai carburanti sostenibili per aerei e navi. L'idrogeno rinnovabile in combinazione con l'utilizzo di CCUS dovrebbe raggiungere al 2030 0,25 milioni di tonnellate per anno di consumi, di cui l'80% sarà prodotto su territorio nazionale e la restante quota sarà importata. La creazione e il potenziamento di infrastrutture per la distribuzione dell'idrogeno occupa un capitolo importante del PNRR con uno stanziamento di 2,3 miliardi di euro di cui la parte principale (1 miliardo) per l'utilizzo dell'idrogeno nei settori hard-to-abate.

### Strategie europee e statunitensi a confronto

### La strategia italiana sull'idrogeno rinnovabile

---

<sup>2</sup> Mitsui & Co. Global Strategic Studies Institute Monthly Report, January 2024, Hydrogen strategies in the US and Europe.

## Importanti comunicazioni

Gli economisti che hanno redatto il presente documento dichiarano che le opinioni, previsioni o stime contenute nel documento stesso sono il risultato di un autonomo e soggettivo apprezzamento dei dati, degli elementi e delle informazioni acquisite e che nessuna parte del proprio compenso è stata, è o sarà, direttamente o indirettamente, collegata alle opinioni espresse.

La presente pubblicazione è stata redatta da Intesa Sanpaolo S.p.A. Le informazioni qui contenute sono state ricavate da fonti ritenute da Intesa Sanpaolo S.p.A. affidabili, ma non sono necessariamente complete, e l'accuratezza delle stesse non può essere in alcun modo garantita. La presente pubblicazione viene a Voi fornita per meri fini di informazione ed illustrazione, ed a titolo meramente indicativo, non costituendo pertanto la stessa in alcun modo una proposta di conclusione di contratto o una sollecitazione all'acquisto o alla vendita di qualsiasi strumento finanziario. Il documento può essere riprodotto in tutto o in parte solo citando il nome Intesa Sanpaolo S.p.A.

La presente pubblicazione non si propone di sostituire il giudizio personale dei soggetti ai quali si rivolge. Intesa Sanpaolo S.p.A. e le rispettive controllate e/o qualsiasi altro soggetto ad esse collegato hanno la facoltà di agire in base a/ovvero di servirsi di qualsiasi materiale sopra esposto e/o di qualsiasi informazione a cui tale materiale si ispira prima che lo stesso venga pubblicato e messo a disposizione della clientela.

## Comunicazione dei potenziali conflitti di interesse

Intesa Sanpaolo S.p.A. e le altre società del Gruppo Bancario Intesa Sanpaolo (di seguito anche solo "Gruppo Bancario Intesa Sanpaolo") si sono dotate del "Modello di organizzazione, gestione e controllo ai sensi del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231" (disponibile sul sito internet di Intesa Sanpaolo, all'indirizzo: <https://group.intesasnpaolo.com/it/governance/dlgs-231-2001>) che, in conformità alle normative italiane vigenti ed alle migliori pratiche internazionali, prevede, tra le altre, misure organizzative e procedurali per la gestione delle informazioni privilegiate e dei conflitti di interesse, che comprendono adeguati meccanismi di separazione organizzativa, noti come Barriere informative, atti a prevenire un utilizzo illecito di dette informazioni nonché a evitare che gli eventuali conflitti di interesse che possono insorgere, vista la vasta gamma di attività svolte dal Gruppo Bancario Intesa Sanpaolo, incidano negativamente sugli interessi della clientela.

In particolare le misure poste in essere per la gestione dei conflitti di interesse tra il Gruppo Bancario Intesa Sanpaolo e gli Emittenti di strumenti finanziari, ivi incluse le società del loro gruppo, nella produzione di documenti da parte degli economisti di Intesa Sanpaolo S.p.A. sono disponibili nelle "Regole per Studi e Ricerche" e nell'estratto del "Modello aziendale per la gestione delle informazioni privilegiate e dei conflitti di interesse", pubblicato sul sito internet di Intesa Sanpaolo S.p.A. all'indirizzo <https://group.intesasnpaolo.com/it/research/RegulatoryDisclosures>. Tale documentazione è disponibile per il destinatario dello studio anche previa richiesta scritta al Servizio Conflitti di interesse, Informazioni privilegiate ed Operazioni personali di Intesa Sanpaolo S.p.A., Via Hoepli, 10 – 20121 Milano – Italia.

Inoltre, in conformità con i suddetti regolamenti, le disclosure sugli interessi e sui conflitti di interesse del Gruppo Bancario Intesa Sanpaolo sono disponibili all'indirizzo <https://group.intesasnpaolo.com/it/research/RegulatoryDisclosures/archivio-dei-conflitti-di-interesse> ed aggiornate almeno al giorno prima della data di pubblicazione del presente studio. Si evidenzia che le disclosure sono disponibili per il destinatario dello studio anche previa richiesta scritta a Intesa Sanpaolo S.p.A. – Industry & Local Economies Research, Via Romagnosi, 5 - 20121 Milano - Italia.

**Intesa Sanpaolo Research Department - Responsabile Gregorio De Felice****Industry & Local Economies Research**

Stefania Trenti (Responsabile)	stefania.trenti@intesasnpaolo.com
Ezio Guzzetti	ezio.guzzetti@intesasnpaolo.com

**Industry Research**

Ilaria Sangalli (Responsabile coordinamento Economisti Settoriali)	ilaria.sangalli@intesasnpaolo.com
Lefizia Borgomeo	lefizia.borgomeo@intesasnpaolo.com
Anita Corona (sede di Roma)	anita.corona@intesasnpaolo.com
Enza De Vita	enza.devita@intesasnpaolo.com
Luigi Marcadella (sede di Padova)	luigi.marcadella@intesasnpaolo.com
Paola Negro (sede di Torino)	paola.negro@intesasnpaolo.com
Enrica Spiga	enrica.spiga@intesasnpaolo.com
Anna Cristina Visconti	anna.visconti@intesasnpaolo.com

**Regional Research**

Giovanni Foresti (Responsabile)	giovanni.foresti@intesasnpaolo.com
Romina Galleri (sede di Torino)	romina.galleri@intesasnpaolo.com
Sara Giusti (sede di Firenze)	sara.giusti@intesasnpaolo.com
Anna Maria Moressa (sede di Padova)	anna.moressa@intesasnpaolo.com
Massimiliano Rossetti (sede di Ancona)	massimiliano.rossetti@intesasnpaolo.com
Carla Saruis	carla.saruis@intesasnpaolo.com
Rosa Maria Vitulano (sede di Roma)	rosa.vitulano@intesasnpaolo.com

**Innovazione e alta tecnologia**

Serena Fumagalli (Responsabile)	serena.fumagalli@intesasnpaolo.com
---------------------------------	------------------------------------

**Local Public Finance**

Laura Campanini (Responsabile)	laura.campanini@intesasnpaolo.com
--------------------------------	-----------------------------------