

Come l'idrogeno verde rende più indipendente l'Europa

L'idrogeno rappresenta un elemento importante nella ricerca di fonti energetiche non fossili da parte dell'UE.

André Wolf



L'idrogeno prodotto dall'elettricità rinnovabile potrà costituire un elemento chiave e versatile nel percorso verso l'indipendenza energetica. Il prerequisito però è una politica di supporto intelligente. Essa dovrà eliminare gli ostacoli normativi e tener adeguatamente conto dei suoi punti tecnici di forza e di debolezza.

Tesi principali:

- ▶ **Un mercato paneuropeo dell'idrogeno** può gettare le basi per una nuova riorganizzazione delle attività industriali in Europa che favorisca l'efficienza.
- ▶ **La disponibilità sufficiente di elettricità da fonti rinnovabili** è il collo di bottiglia cruciale sulla via dell'economia basata sull'idrogeno.
- ▶ **Gli sforzi politici per l'avvio del mercato** dovrebbero concentrarsi principalmente sulla promozione delle capacità di produzione autonoma di energia elettrica e sullo sviluppo di un'infrastruttura per l'idrogeno. Il tipo di utilizzo finale dell'idrogeno stesso verrà poi determinato dal mercato.
- ▶ **Prezzi del CO₂ fissati** contrattualmente come altre forme di assunzione del rischio, possono contribuire ad alleviare l'incertezza della pianificazione da parte degli utilizzatori.

Indice

1	Premessa	3
2	Utilizzi potenziali dell'idrogeno verde	4
2.1	Attuali utilizzi dell'idrogeno.....	4
2.2	Future aree di utilizzo dell'idrogeno	5
2.2.1	Idrogeno verde come serbatoio di energia	5
2.2.2	Utilizzo nell'industria	5
2.2.3	Utilizzo nel riscaldamento degli edifici	6
2.2.4	Utilizzo nel settore della mobilità.....	7
3	La produzione di idrogeno in Europa	8
3.1	Distribuzione geografica.....	8
3.2	Ostacoli allo sviluppo delle capacità di elettrolisi	9
3.2.1	Ostacoli di tipo tecnico	9
3.2.2	Ostacoli di tipo normativo	10
3.3	Evoluzione dei costi	11
4	Promozione di mercati dell'idrogeno nell'UE	12
4.1	La strategia UE per l'idrogeno	12
4.2	Il ruolo dell'idrogeno nelle proposte normative UE „Fit-for-55“	13
4.3	Il pacchetto normativo dell'UE sull'idrogeno ed il gas decarbonizzato	14
5	Possibili misure per l'avvio di mercato più rapido	15
5.1	Misure per il rafforzamento della produzione	15
5.2	Misure per il rafforzamento dell'utilizzo e del trasporto	16
6	Conclusioni	17

Elenco delle figure

Fig. 1:	Gli attuali percorsi di produzione e utilizzo dell'idrogeno a livello globale	4
Fig. 2:	Attuale distribuzione della produzione di idrogeno in Europa.....	9
Fig. 3:	Struttura della strategia UE relativa all'idrogeno	13

1 Premessa

L'attacco della Russia all'Ucraina non solo ha scatenato un dibattito nell'Unione Europea sull'inasprimento delle sanzioni contro la Russia, ma ha anche stimolato gli sforzi per ridurre la dipendenza complessiva dalle importazioni di combustibili nonché per diversificare i Paesi di approvvigionamento. Come risposta preliminare, la Commissione europea ha presentato l'8 marzo 2022 il proprio piano *RePowerEU*¹, con il quale, tra l'altro, si intende rendere possibile l'indipendenza dell'Europa dall'importazione di combustibili fossili in tempi ancora più rapidi di quanto previsto in precedenza.² Oltre alla diversificazione delle fonti di gas naturale e all'aumento dell'efficienza energetica, l'espansione accelerata delle energie rinnovabili rappresenta una pietra miliare della strategia. Questo non significa solo l'utilizzo di energia eolica e solare per la generazione di energia, ma anche esplicitamente l'aumento della produzione e dell'utilizzo di gas rinnovabili. Le speranze sono rivolte in particolare all'idrogeno "verde". Si tratta di idrogeno (H₂) prodotto attraverso la decomposizione elettrolitica delle molecole d'acqua, utilizzando come fonte di energia solo elettricità proveniente da fonti rinnovabili. L'idrogeno prodotto in questo modo non solo è quasi neutrale dal punto di vista climatico, ma in linea di principio può anche essere utilizzato in vari modi. Oltre al ruolo di accumulatore di energia a lungo termine e quindi di ausilio nell'integrazione di sistema della generazione di energia elettrica temporanea da vento e sole, è disponibile per un'ampia gamma di applicazioni finali nei settori del riscaldamento, dei trasporti e della mobilità. In molti casi, agisce direttamente come sostituto del gas naturale o dei prodotti petroliferi, il che lo rende particolarmente interessante nella situazione attuale. A differenza dell'uso della biomassa come fonte di energia alternativa, ci sono anche meno problemi legati allo sfruttamento del territorio. Seguendo l'idea di marketing di alcuni esportatori di energia statunitensi, si potrebbe parlare dell'idrogeno verde come di un "*green-freedom-gas*".

Al di là del concetto di fornitura, l'idrogeno verde come tecnologia emergente ha anche una rilevanza strategica potenzialmente elevata dal punto di vista della politica industriale. Uno status di "avanguardia" nello sviluppo di catene di utilizzo internazionali, potrebbe garantire infatti all'Europa anche la creazione di valore industriale nei vari segmenti interessati dalla trasformazione. Come recentemente delineato nella strategia di standardizzazione dell'UE, quest'ultima potrebbe anche utilizzare l'espansione del nuovo mercato come mezzo per definire standard globali (ad esempio requisiti di sicurezza, purezza, sostenibilità nella produzione e nel trasporto) e creare così condizioni di parità per le aziende dell'UE nei futuri mercati globali. L'idrogeno è particolarmente adatto a questo obiettivo generale di politica industriale, grazie alla sua, in principio, grande ampiezza di utilizzi diversificati.

Il potenziale dell'idrogeno verde è noto da tempo e viene affrontato a livello europeo nella Strategia europea per l'idrogeno. Tuttavia, il clima politico per lo sviluppo di un'economia verde dell'idrogeno in Europa è attualmente più favorevole che mai. Oltre alla guerra in Ucraina, ciò è dovuto anche all'inasprimento della politica climatica dell'UE proposto nel pacchetto "Fit for 55". Tuttavia, permangono ostacoli tecnici e normativi per la diffusione sul mercato dell'idrogeno verde. Ad esempio, gli elevati costi fissi dell'elettrolisi e le proprietà chimiche dell'idrogeno (volatilità,

¹ Europäische Kommission (2022). [REPowerEU: gemeinsames europäisches Vorgehen für erschwinglichere, sichere und nachhaltige Energie](#). Mitteilung COM(2022) 108 final.

²Siehe hierzu: Reichert, G., Schwind, S., Menner, M. (2022). [REPowerEU: Struggling for EU Energy Sovereignty](#). cepAdhocNr. 4/2022.

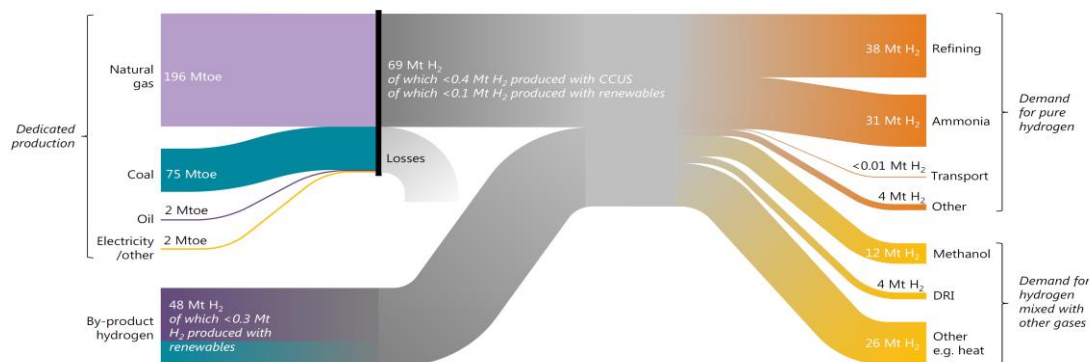
reattività) incidono sulla competitività dei prezzi. Nella maggior parte dei potenziali campi di applicazione, l'idrogeno si trova ad affrontare una forte concorrenza, climaticamente neutrale, proprio da parte dell'uso diretto di elettricità rinnovabile. Anche la lenta espansione della capacità di produzione elettrica eolica e la mancanza di infrastrutture di trasporto rappresentano ulteriori colli di bottiglia esterni. Il risultato è un'incertezza nella pianificazione e un comportamento esitante negli investimenti. In questo contesto, il ruolo dell'idrogeno verde nella futura decarbonizzazione dell'Europa deve essere attentamente esaminato. In particolare, ci si chiede quali strumenti normativi possano essere utilizzati per accelerare il "ramp-up" del mercato e su quali aree di applicazione debba concentrarsi il quadro di finanziamento. Questa pubblicazione vuole offrire spunti di riflessione in merito. Essa fornisce una panoramica dei potenziali usi dell'idrogeno verde, identifica gli attuali ostacoli e analizza gli approcci per le possibili misure integrative.

2 Utilizzi potenziali dell'idrogeno verde

2.1 Attuali utilizzi dell'idrogeno

Il campo di applicazione dell'idrogeno è attualmente ancora in gran parte limitato al settore industriale. Il suo utilizzo come materia prima è chiaramente dominante. Due industrie sono al centro: l'industria chimica e quella degli oli minerali. Nell'industria chimica, l'idrogeno puro viene utilizzato insieme all'azoto per la produzione di ammoniaca e di altri fertilizzanti da esso derivati. In combinazione con la CO₂, l'idrogeno viene utilizzato per produrre l'importante sostanza chimica di base metanolo. La produzione di altri combustibili sintetici segue percorsi di processo simili. Nell'industria degli oli minerali, l'idrogeno viene utilizzato sia come materia prima che come vettore energetico nella lavorazione del petrolio greggio. In vari processi di idrogenazione, l'idrogeno viene utilizzato per rimuovere le impurità, in particolare lo zolfo.³ Al contrario, il suo utilizzo come vettore energetico nei settori dei trasporti e del riscaldamento ha avuto finora un ruolo subordinato a livello globale. La produzione di idrogeno per uso industriale è attualmente tutt'altro che sostenibile. È in gran parte prodotto come idrogeno cosiddetto "grigio" mediante *steam reforming* del gas naturale, che produce emissioni di CO₂ (vedi Figura 1). Un'altra via di produzione comune e altrettanto intensa in termini di emissioni è la gassificazione della lignite o del carbon fossile (idrogeno "marrone" o "nero"). La produzione di idrogeno tramite elettrolisi, basata sull'elettricità, è invece ancora in fase di avvio.

Fig. 1: Gli attuali percorsi di produzione e utilizzo dell'idrogeno a livello globale



Fonte: IEA (2019).

³ IEA (2019). [The future of hydrogen](#). International Energy Agency.

2.2 Future aree di utilizzo dell'idrogeno

2.2.1 Idrogeno verde come serbatoio di energia

L'utilizzo di energia elettrica da fonte eolica e solare per la produzione di idrogeno consente di convertire una forma di energia la cui fornitura fluttua nel tempo in un vettore energetico stabile e facilmente immagazzinabile. L'idrogeno prodotto può essere immagazzinato a lungo termine in vari modi: può essere compresso e immagazzinato in serbatoi a pressione o in caverne di stoccaggio, può essere raffreddato fino allo stato di aggregato liquido e immagazzinato in impianti di stoccaggio di gas liquefatto o assorbito in alcuni solidi. Allo stesso tempo, può essere riconvertito in energia elettrica in qualsiasi momento, ad esempio utilizzandolo come combustibile nelle centrali elettriche a gas o negli impianti di cogenerazione.⁴

In considerazione delle capacità di stoccaggio potenzialmente elevate, l'idrogeno verde può quindi svolgere un ruolo importante come fornitore di servizi di sistema nel sistema energetico europeo del futuro. Con la crescente quota di fonti energetiche intermittenti, la frequenza di surplus temporanei di produzione di energia elettrica continua ad aumentare. Per la parte delle eccedenze che non può essere utilizzata direttamente in altri settori, è necessario creare un'opzione di stoccaggio come soluzione provvisoria. La conversione in idrogeno può fungere da complemento ad altre tecnologie di stoccaggio, come le batterie e l'accumulo tramite pompaggio.

La redditività economica si ottiene sfruttando le fluttuazioni dei prezzi: L'elettricità può essere convertita per l'immagazzinamento a prezzi bassi durante i periodi di eccedenza e riconvertita in elettricità durante le fasi di prezzi elevati. In questo contesto, è anche possibile agire come fornitore sul mercato dell'energia di bilanciamento con una corrispondente remunerazione per il servizio di rete. Le stime mostrano che l'idrogeno presenta vantaggi soprattutto nell'immagazzinamento a lungo termine dell'elettricità (colmando le strozzature di approvvigionamento a lungo termine e la variabilità stagionale) e sarà superiore a tecnologie alternative come l'accumulo con pompaggio in termini di costi nel medio termine.⁵ I prerequisiti sono la disponibilità di elevate quantità di energia rinnovabile in eccesso e il miglioramento dell'efficienza delle fasi di conversione (vedi sezione 3.2). Questo ha anche un impatto sul contributo all'efficienza del sistema energetico nel suo complesso. Nel medio termine, l'utilizzo del *power-to-gas* come tecnologia di stoccaggio comporterà costi più elevati, ma con obiettivi climatici ambiziosi a lungo termine (riduzione dei gas serra del 95% e oltre), i costi del sistema saranno inferiori con l'idrogeno rispetto a quelli senza. I sistemi di stoccaggio dell'idrogeno dovrebbero quindi essere considerati principalmente come un'opzione per la fase avanzata della conversione del sistema verso la neutralità climatica.

2.2.2 Utilizzo nell'industria

In futuro, l'idrogeno rimarrà indispensabile come materia prima per la produzione di fertilizzanti azotati e quindi per mantenere la produttività agricola. L'uso dell'idrogeno prodotto da elettricità rinnovabile migliorerebbe quindi il bilancio climatico della produzione di fertilizzanti. L'attuale minaccia di un divieto di esportazione a lungo termine dei fertilizzanti minerali russi rappresenta anche un'opportunità per l'Europa di acquisire indipendenza espandendo la propria produzione

⁴ IPP (2019). Potenzialstudie Wasserstoffwirtschaft. IPP ESN Power Engineering.

⁵ Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A., & Staffell, I. (2019). Projecting the future levelized cost of electricity storage technologies. *Joule*, 3(1), 81-100.

interna in questo settore. Una sfida concreta per la produzione di ammoniaca è quella di generare con metodi alternativi non solo l'idrogeno ma anche l'azoto, che di solito si ottiene attraverso il processo di *steam reforming*. A tal fine, sono attualmente in fase di ricerca tecnologie che generano azoto nella sua forma pura dalla decomposizione della miscela di sostanze presenti nell'aria, utilizzando tra l'altro anche processi di elettrolisi.⁶

Inoltre, lo sviluppo tecnologico sta aprendo nuovi campi di applicazione per l'utilizzo dell'idrogeno nell'industria. Ad esempio, il metanolo può essere prodotto dall'idrogeno in combinazione con la CO₂ catturata. Oltre al suo ruolo di materiale di base per la produzione di una varietà di prodotti chimici (tra cui formaldeide, acido acetico), il metanolo è molto interessante dal punto di vista dell'indipendenza energetica, soprattutto per il suo possibile ruolo di carburante sintetico per il settore della mobilità (si veda il paragrafo 2.2.4).⁷ La conversione della produzione di metanolo, finora basata in gran parte sul gas naturale, sulla base dell'idrogeno verde creerebbe quindi non solo un'immediata decarbonizzazione di questo settore industriale, ma anche ulteriori possibilità di applicazione dell'energia rinnovabile immagazzinata.

Oltre al suo utilizzo come materia prima, l'idrogeno può anche contribuire indirettamente, come materiale ausiliario per alcuni processi chimici, alla decarbonizzazione di processi industriali. L'attenzione si concentra in particolare sul contributo ai nuovi processi produttivi per l'industria siderurgica, che in passato è stata la principale responsabile delle emissioni di CO₂. La forma convenzionale di produzione dell'acciaio, ad alta intensità di CO₂, che prevede la fusione del minerale di ferro con l'uso di *coke* negli altiforni, può essere sostituita dai cosiddetti processi di riduzione diretta. In questo processo, il minerale di ferro non viene fuso, ma ridotto in ferro spugnoso solido; come agenti riducenti possono essere utilizzati sia il gas naturale che l'idrogeno. L'uso di idrogeno verde può quindi migliorare significativamente il bilancio di CO₂ del processo. Per la successiva trasformazione del ferro spugnoso in acciaio grezzo, tuttavia, un'ulteriore fase del processo è rappresentata dalla fusione in forni elettrici ad arco, che richiede grandi quantità di elettricità come fonte di energia.⁸ Accanto al contributo alla decarbonizzazione, l'effetto sul bilancio energetico complessivo del sistema deve quindi essere sempre preso in considerazione quando si valuta il passaggio a processi basati sull'H₂.

2.2.3 Utilizzo nel riscaldamento degli edifici

Nella sua veste di combustibile, l'idrogeno può essere utilizzato in linea di principio anche per riscaldare impianti di produzione, abitazioni e altri edifici. Può essere bruciato in caldaie a condensazione a gas per la fornitura di calore locale o utilizzato in impianti di cogenerazione per la fornitura di calore attraverso reti di teleriscaldamento. Entro certi limiti tecnici, l'infrastruttura di rete del gas esistente può essere utilizzata per il necessario trasporto dell'idrogeno verde ai consumatori di calore. Tuttavia, l'uso dell'idrogeno verde nel settore del riscaldamento deve affrontare una dura concorrenza da parte di altre tecnologie di riscaldamento neutrali dal punto di vista climatico. Questi includono soprattutto l'uso diretto di elettricità da energie rinnovabili (power-to-heat) sotto forma di pompe di calore e caldaie a elettrodi. In linea di principio, in questo caso sono possibili efficienze di quasi il 100% o, nel caso delle pompe di calore, anche di molto superiori al 100%, il che significa che

⁶[Fraunhofer Institut für Keramische Systeme und Technologien \(IKTS\) \(2020\).](#)

⁷Gulden, J., Sklarow, A., & Luschtinetz, T. (2018). New means of hydrogen storage—the potentials of methanol as energy storage for excessive windpower in North Germany. In E3S Web of Conferences (Vol. 70, p. 01004). EDP Sciences.

⁸Dena (2022). [Einsatzgebiete für Power Fuels.](#)

la tecnologia *power-to-gas* rimarrà in ombra in termini di efficienza in questo settore di applicazione⁹, anche con i futuri aumenti di efficienza. Inoltre, l'uso di fonti di energia biologica (biometano, pellet di legno) e il settore del teleriscaldamento, come il calore di scarto industriale sono ulteriori alternative di riscaldamento rispettose del clima. In questo campo, l'idrogeno verde però appare particolarmente interessante per una fase di transizione in cui l'obiettivo è quello di ridurre l'impronta di CO₂ del settore del riscaldamento europeo il più rapidamente possibile sulla base dell'attuale stock di tecnologie di riscaldamento. Ciò è particolarmente vero per i Paesi con quote attualmente elevate di gas nel mix di riscaldamento. Le moderne caldaie a gas a condensazione sono in grado di tollerare percentuali relativamente elevate di miscela di idrogeno (fino al 30% secondo il produttore Vaillant¹⁰). Con la contemporanea promozione degli investimenti nelle tecnologie di riscaldamento rigenerativo a più alta efficienza, l'idrogeno verde potrebbe quindi preparare il terreno per una graduale eliminazione dell'offerta di calore fossile.

2.2.4 Utilizzo nel settore della mobilità

Sono potenzialmente disponibili diverse tecnologie per l'utilizzo dell'idrogeno verde come mezzo di propulsione per i veicoli. La più accreditata è la tecnologia delle celle a combustibile. Nella cella a combustibile a idrogeno, l'energia ricavata dalla reazione chimica tra idrogeno e ossigeno viene convertita in elettricità. I veicoli a celle a combustibile si riforniscono quindi di idrogeno e utilizzano l'elettricità generata come forza motrice. Inoltre, esiste anche la possibilità di utilizzare l'idrogeno direttamente come combustibile attraverso motori a combustione di idrogeno. A questo scopo, l'idrogeno viene preventivamente compresso o liquefatto. In alternativa, l'idrogeno verde può anche contribuire indirettamente come punto di partenza per la produzione di carburanti sintetici neutrali verso il clima per la trasformazione dei trasporti. Le possibili applicazioni delle tecnologie e la situazione competitiva dei veicoli elettrici a batteria variano a seconda del tipo di trasporto.

Grazie all'elevato contenuto energetico dell'idrogeno (allo stato compresso), le unità basate sull'idrogeno combusto hanno generalmente un vantaggio in termini di autonomia rispetto ai veicoli a batteria. Anche il processo di rifornimento è decisamente meno dispendioso in termini di tempo. Tuttavia, questi vantaggi sono accompagnati da un'efficienza significativamente inferiore rispetto ai veicoli a batteria. Uno studio di Horváth & Partners stima valori medi compresi tra il 25% e il 35%, rispetto al 70%-80% dei veicoli elettrici a batteria.¹¹ Il maggior numero di fasi di conversione è in parte responsabile di questo fenomeno. Inoltre, le perdite di conversione nella cella a combustibile sono significativamente più elevate rispetto alla batteria. La produzione di carburanti sintetici a base di idrogeno ha un'efficienza ancora più bassa a causa della fase di produzione aggiuntiva. Inoltre, la produzione è resa più costosa dal necessario utilizzo di metalli rari come acceleratori di reazione. Il vantaggio decisivo di questa fonte di energia, tuttavia, è il fatto che è disponibile in forma liquida ed ha proprietà paragonabili a quelle dei combustibili convenzionali a base di oli minerali. L'infrastruttura di trasporto e stoccaggio già esistente per i combustibili liquidi può quindi essere riutilizzata direttamente. I carburanti sintetici possono anche essere aggiunti alla benzina per i motori convenzionali o questi possono anche essere convertiti all'uso completo di carburanti sintetici con

⁹Gerhardt, N., Bard, J., Schmitz, R., Beil, M., Pfennig, M., & Kneiske, T. (2020). Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme. Studie zum Einsatz von H₂ im zukünftigen Energiesystem unter besonderer Berücksichtigung der Gebäudewärmeversorgung.

¹⁰BBB (2022). [Neue Heizgeräte versprechen Durchbruch beim Wasserstoff](#). BundesBauBlatt 1-2/2022.

¹¹Horváth & Partners (2019). Automobilindustrie 2035 – Prognosen zur Zukunft.

poco sforzo. Quando il metanolo viene utilizzato come combustibile sintetico, è disponibile un'altra tecnologia di propulsione innovativa sotto forma di cella a combustibile a metanolo.¹²

Per quanto riguarda il trasporto su strada, vi è un ampio consenso sul fatto che i propulsori basati sull'idrogeno dovrebbero concentrarsi sul trasporto di merci a lunga distanza, principalmente quindi per il trasporto pesante. In questo segmento di mobilità, la propulsione a celle a combustibile può sfruttare il suo vantaggio primario di una maggiore "densità energetica" rispetto ai veicoli a batteria e le distanze più elevate poi garantiscono l'efficienza economica. Anche i carburanti sintetici a base di idrogeno possono essere un'opzione in questo segmento, al fine di decarbonizzare l'attuale flotta di autocarri nel prossimo futuro. Per la spedizione e il trasporto aereo si applicano condizioni diverse. In questo caso, le unità elettriche a batteria sono ampiamente impraticabili sulle lunghe distanze. Ciò significa che l'idrogeno verde giocherà un ruolo chiave nella decarbonizzazione di queste modalità di trasporto. Nel trasporto marittimo, le diverse tecnologie dell'idrogeno sono in concorrenza diretta. Oltre alle celle a combustibile e allo sviluppo di carburanti marini sintetici, si sta studiando anche l'utilizzo diretto attraverso motori a combustione di idrogeno. Infine, nel settore dell'aviazione, l'idrogeno verde giocherà un ruolo decisivo in futuro come elemento di base per la produzione di paraffina sintetica.¹³ In assenza di alternative praticabili, gli obiettivi di riduzione dei gas serra nel lungo termine nel settore dell'aviazione potranno essere raggiunti, almeno sulle rotte più lunghe, solo attraverso la sostituzione su larga scala dei combustibili fossili con paraffina sintetica, integrata dall'uso di biocarburanti.

3 La produzione di idrogeno in Europa

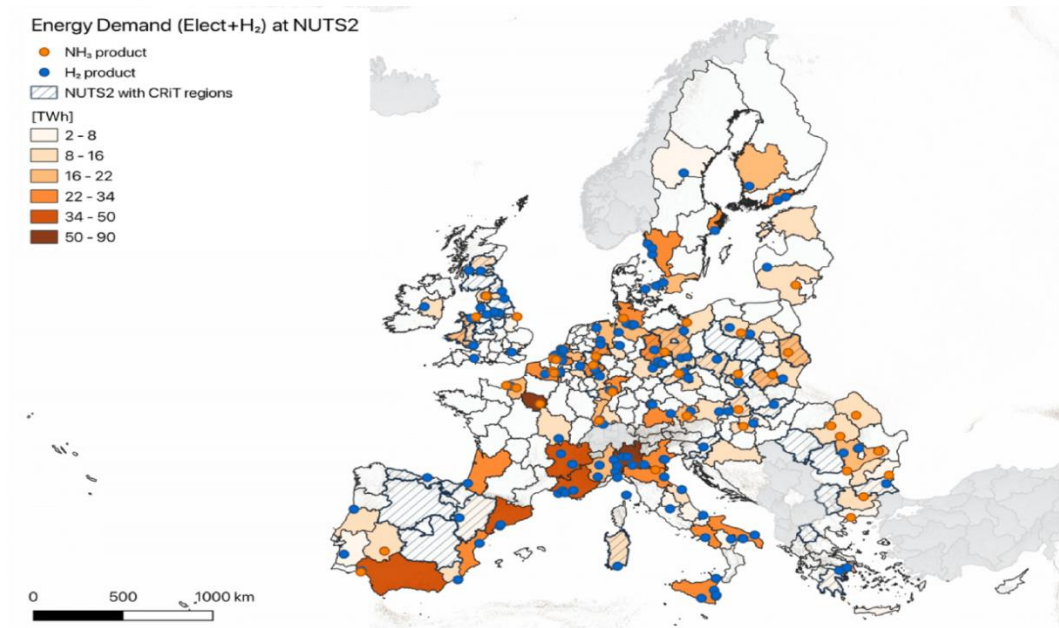
3.1 Distribuzione geografica

Non esistono statistiche ufficiali che mettano a confronto i Paesi per quanto riguarda l'attuale livello di produzione di idrogeno nell'UE. Più recentemente, uno studio di Kakoulaki et al. (2021) ha stimato la distribuzione dei siti produttivi nel continente europeo a livello di piccola scala, basandosi su dati provenienti da diverse banche dati industriali. Nella Figura 2 sono indicati gli attuali poli di produzione di idrogeno (punti blu) e di ammoniaca a base di idrogeno (punti arancioni) in Europa. La colorazione delle aree regionali (regioni NUTS-2) indica la domanda di elettricità stimata delle regioni per uno scenario in cui l'attuale livello di produzione di idrogeno verrebbe completamente convertito all'elettrolisi.¹⁴ All'interno dell'area UE, si nota una concentrazione spaziale piuttosto forte. Coerentemente con i settori di utilizzo descritti in precedenza, si tratta principalmente di agglomerati industriali. Oltre alle regioni costiere, ci sono anche alcune aree metropolitane lontane dalla costa con un potenziale eolico piuttosto basso. Se la distribuzione spaziale della produzione di idrogeno dovesse rimanere invariata in futuro, ciò comporterà, probabilmente, anche una crescente richiesta di capacità per le reti di trasporto elettrico a lunga distanza.

¹² INWL (2018). Analisi potenziale: "Methanol als emissionsneutraler Energieträger für Schifffahrt und Energiewirtschaft. Strategiepapier". INWL Institut für nachhaltige Wirtschaft und Logistik.

¹³ IPP (2019). Potenzialstudie Wasserstoffwirtschaft. IPP ESN Power Engineering.

¹⁴ Kakoulaki, G., Kougias, I., Taylor, N., Dolci, F., Moya, J., & Jäger-Waldau, A. (2021). Green hydrogen in Europe—A regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables. *Energy Conversion and Management*, 228, 113649.

Fig. 2: Attuale distribuzione della produzione di idrogeno in Europa

Fonte: Kakoulaki et al. (2021); Cerchi: Posizione degli attuali poli produttivi. Colore delle aree regionali: livello della domanda regionale di elettricità nello scenario dell'idrogeno. Aree regionali tratteggiate: regioni carbonifere precedenti (EU-Coal Regions in Transition).

3.2 Ostacoli allo sviluppo delle capacità di elettrolisi

3.2.1 Ostacoli di tipo tecnico

Uno dei principali ostacoli allo sviluppo risiede nella struttura dei costi della produzione di idrogeno verde. La creazione di capacità produttive richiede la costruzione di un sistema complesso costituito da diversi componenti. Oltre alle pile di elettrolisi, sono compresi anche vari altri dispositivi per lo scambio di massa e di calore, nonché per l'essiccazione e il raffreddamento dei gas.¹⁵ Ciò comporta un elevato investimento iniziale per la creazione di capacità negli impianti di elettrolisi (elettrolizzatori) e quindi elevati costi di capitale ancora da considerare nella fase successiva di funzionamento. Le economie di scala giocano quindi un ruolo decisivo nell'elettrolisi: è necessario un elevato grado di utilizzo dell'impianto per coprire i costi fissi del capitale. Allo stesso tempo, si spera che ottimizzando la progettazione e il funzionamento degli impianti sia possibile ottenere in futuro riduzioni dei costi unitari legate all'efficienza.¹⁶ Il prerequisito per tali effetti legati all'apprendimento graduale di nuove esperienze sono la disponibilità di sufficienti valori empirici derivanti dal funzionamento pratico, per cui anche in questo caso vi è una dipendenza dal volume di produzione. In questo contesto, l'approvvigionamento di elettricità da fonti rinnovabili è un importante fattore di strozzatura per la redditività economica degli elettrolizzatori. Attualmente, in molte località, è soprattutto l'elettricità in eccesso proveniente dal funzionamento delle turbine eoliche a essere utilizzata negli elettrolizzatori, che altrimenti sarebbero regolati (la cosiddetta "elettricità di scarto"). Per raggiungere un numero sufficiente di ore di funzionamento, tali fasi di eccesso di offerta sul mercato dell'elettricità dovrebbero verificarsi molto più frequentemente e intensamente in futuro

¹⁵Smolinka, T., Wiebe, N., Sterchele, P., Palzer, A., Lehner, F., Jansen, M., ... & Zimmermann, F. (2018). Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme.

¹⁶IEA (2019). [The future of hydrogen – seizing today's opportunities](#). International Energy Agency.

per poter garantire efficienza economica nel corso dello sviluppo del mercato. C'è anche un problema di costi per quanto riguarda i costi variabili di gestione. L'uso dell'elettricità nella produzione di idrogeno è associato a perdite di conversione energetica. Ciò comporta un'elevata richiesta di chilowattora di elettricità per chilogrammo di idrogeno prodotto e quindi alti costi di approvvigionamento elettrico. Questo non solo aggrava il problema della scarsità, ma crea anche una forte dipendenza dal livello dei prezzi dell'elettricità, comprese le componenti del prezzo dell'elettricità stabilite a livello statale.

Anche nei settori dello stoccaggio e del trasporto, le proprietà chimiche dell'idrogeno rappresentano una sfida. Il peso ridotto e, di conseguenza, l'elevata volatilità delle molecole di idrogeno comportano il rischio di elevate perdite di energia. L'elevata reattività richiede anche attenzione al problema di mantenere l'idrogeno puro. Questo è particolarmente vero quando è mescolato con altre sostanze, come nel caso del trasporto nella rete del gas naturale. Poiché la cella a combustibile, ad esempio, richiede un'elevata purezza dell'idrogeno utilizzato, ciò può avere conseguenze sull'efficienza energetica delle applicazioni a H₂.¹⁷ In caso di miscelazione nelle reti esistenti, potrebbe esserci anche il rischio che l'idrogeno si “diffonda” nelle pareti delle condutture, danneggiandone le proprietà chimiche. La compatibilità dei materiali è quindi attualmente oggetto di un'intensa attività di ricerca.

Lo sviluppo di reti autonome H₂ può essere un modo per evitare tali rischi. Ciò può includere la conversione delle reti di gas naturale esistenti verso un passaggio (completo) al trasporto dell'idrogeno e la costruzione di gasdotti riservati per l'idrogeno. Secondo un recente studio di Ready4H₂, un'associazione di gestori di reti di distribuzione del gas in Europa, il 96% della rete del gas esistente in Europa sarebbe, in linea di principio, già tecnicamente pronto per la conversione al trasporto dell'idrogeno. Tuttavia, l'indagine sulla compatibilità dei singoli componenti non è ancora stata completata.¹⁸ Oltre ai costi di adeguamento, anche i costi variabili del trasporto di energia possono aumentare a causa della minore densità energetica dell'idrogeno, a meno che non si riesca a contrastare questo fenomeno aumentandone la portata. Il trasporto via nave può essere un'alternativa, a seconda della situazione geografica. Tuttavia, per aumentare la densità, l'idrogeno deve essere prima compresso o raffreddato allo stato liquido, motivo per cui, a causa degli elevati costi fissi, questa tecnologia di trasporto è attualmente considerata economica solo per distanze superiori a 10.000 km.¹⁹

Dal punto di vista dell'utilizzo, in molti casi mancano ancora adeguate “interfacce” con le future applicazioni finali. Questo vale soprattutto per la mancanza di stazioni di rifornimento di idrogeno nel settore della mobilità. Si tratta del classico problema dell'uovo e della gallina: gli incentivi agli investimenti per la creazione di una rete di stazioni di servizio presuppongono la prospettiva di un numero sufficiente di utenti. La domanda di mobilità a idrogeno, a sua volta, dipende in modo cruciale dalla disponibilità di un'infrastruttura di rifornimento locale disponibile.

3.2.2 Ostacoli di tipo normativo

Oltre alle sfide tecniche lungo l'intera catena del valore, anche il panorama normativo europeo rappresenta ancora un ostacolo sulla strada della redditività economica. Dal punto di vista della

¹⁷ ALPIQ (2021). [Wasserstoff – Herausforderungen an die Infrastruktur](#).

¹⁸ Ready4H₂ (2021). [PART 1: Local gas networks are getting ready to convert](#). Europe's Local Hydrogen Networks.

¹⁹ Nationaler Wasserstoffrat (2021). [Positionspapier zum Wasserstofftransport](#).

produzione, ciò si evidenzia ad esempio all'onere fiscale gravante sull'acquisto di elettricità necessario per gli elettrolizzatori. Se non si applicassero norme speciali ai gestori di elettrolizzatori in qualità di intermediari energetici, essi dovrebbero pagare sia le tasse per la promozione delle energie rinnovabili sia i diversi canoni di rete, nonostante il loro contributo al servizio di rete. L'attuale situazione giuridica nell'area dell'UE a questo proposito è tuttora incoerente. Mentre alcuni Paesi prevedono già un'esenzione (parziale) dalle componenti statali del prezzo dell'elettricità entro certi limiti di capacità, in altri Paesi gli elettrolizzatori che operano liberamente sul mercato sopporterebbero l'intero onere del prelievo fiscale. Ciò comporta un ulteriore aumento dei costi operativi e impedisce la realizzazione di economie di scala.

Anche dal lato degli utenti, l'incertezza di fondo sul contesto normativo è un fattore importante. La conversione dei processi produttivi o delle flotte di veicoli alle tecnologie basate sull'idrogeno è una decisione di investimento fondamentale con implicazioni a lungo termine per i parametri del proprio modello di business. Alla luce dei cambiamenti dirompenti della politica energetica degli ultimi anni, per gli imprenditori si pone la questione della sicurezza della pianificazione. Questo vale soprattutto per l'andamento a lungo termine del prezzo della CO₂, un fattore importante per la redditività operativa di un investimento di questo tipo. A livello industriale, lo stesso vale per la questione della "ammissibilità" dell'idrogeno verde nel quadro più generale del raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni legate all'industria.

3.3 Evoluzione dei costi

Decisivo per il successo economico a lungo termine dell'idrogeno verde non è solo l'efficienza del vettore energetico rispetto alle altre alternative rispettose del clima. Anche i costi di produzione devono raggiungere un livello competitivo, rispetto ad altre forme di produzione di idrogeno. A seconda delle ipotesi specifiche sulla tecnologia di elettrolisi, sui tassi di utilizzo e sui siti di produzione, circolano cifre diverse sul costo per kg. di idrogeno prodotto. L'opinione comune è che l'idrogeno verde non può ancora attualmente competere con l'idrogeno da fonti fossili in termini di costi. Allo stesso tempo, si prevede però un chiaro processo di miglioramento di tale situazione nel prossimo futuro, come frutto della combinazione di diversi fattori: aumenti di produttività nell'elettrolisi, aumento dei prezzi della CO₂, aumento dei prezzi del gas naturale. Greenpeace (2020) ipotizza che l'idrogeno verde sarà competitivo in termini di prezzo al più tardi nel 2050 e, nel caso di un calo significativo dei prezzi degli elettrolizzatori, possibilmente, già nel 2030.²⁰ Anche BloombergNEF (2020) ritiene che la parità di prezzo sia raggiungibile già nel 2030, ipotizzando un andamento ottimistico del costo del capitale.²¹ Altre fonti sono più caute a questo proposito, ipotizzando la competitività dei prezzi solo per il periodo intorno al 2050.²² Di importanza decisiva in tutte le simulazioni sono gli sviluppi previsti nei tassi di utilizzo degli impianti di elettrolisi. Ciò chiarisce che in nessun caso si tratta qui di un "nopolicy-Scenario". Solo se gli attuali ostacoli politici allo sviluppo di un mercato dell'idrogeno verde saranno superati, la prevista riduzione dei costi potrà essere raggiunta attraverso l'aumento della domanda. Ciò solleva la questione di quali strumenti abbiano senso per lo sviluppo di un mercato europeo dell'idrogeno.

²⁰ Greenpeace (2020). Kurzstudie blauer Wasserstoff – Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfads. Greenpeace Energy.

²¹ BloombergNEF (2020). Hydrogen Economy Outlook – Key Messages. Bloomberg Finance L.P.

²² Z.B.: Agora Energiewende (2019). Klimaneutrale Industrie: Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement. Agora Energiewende.

4 Promozione di mercati dell'idrogeno nell'UE

4.1 La strategia UE per l'idrogeno

Nel luglio 2020, l'Unione Europea (UE) ha pubblicato la "Una strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra".²³ Si tratta di una tabella di marcia per la costruzione e l'espansione di catene del valore basate sulla produzione di idrogeno "verde". Secondo la definizione dell'UE, l'idrogeno è considerato verde se è prodotto per elettrolisi dell'acqua, a condizione che l'energia elettrica utilizzata come input provenga da fonti rinnovabili. La *roadmap* delinea un percorso composto da tre fasi. Nella fase a breve termine, fino al 2024, l'attenzione si concentra sulla produzione di idrogeno verde per le applicazioni esistenti. Queste si limitano in gran parte all'industria chimica. Allo stesso tempo, però, è necessario promuovere nuove aree di applicazione. A tal fine, saranno costruiti impianti di elettrolizzazione con una capacità totale di 6 GW, che produrranno fino a un milione di tonnellate di idrogeno verde all'anno. Nel medio termine (2025-2030), l'introduzione degli elettrolizzatori sarà accelerata e l'idrogeno conquisterà nuove aree di applicazione, tra cui il ruolo di vettore energetico nelle industrie ad alta intensità energetica (ad esempio, l'acciaio) e in varie applicazioni di trasporto. Si prevede che la capacità totale degli elettrolizzatori raggiungerà i 40 GW nel 2030, con una produzione annua effettiva di 10 milioni di tonnellate di idrogeno. A lungo termine, cioè a partire dal 2030, l'uso dell'idrogeno verde dovrà essere diffuso in tutte le aree di applicazione in cui sia tecnicamente fattibile e presenti vantaggi in termini di costi rispetto alle tecnologie verdi alternative.

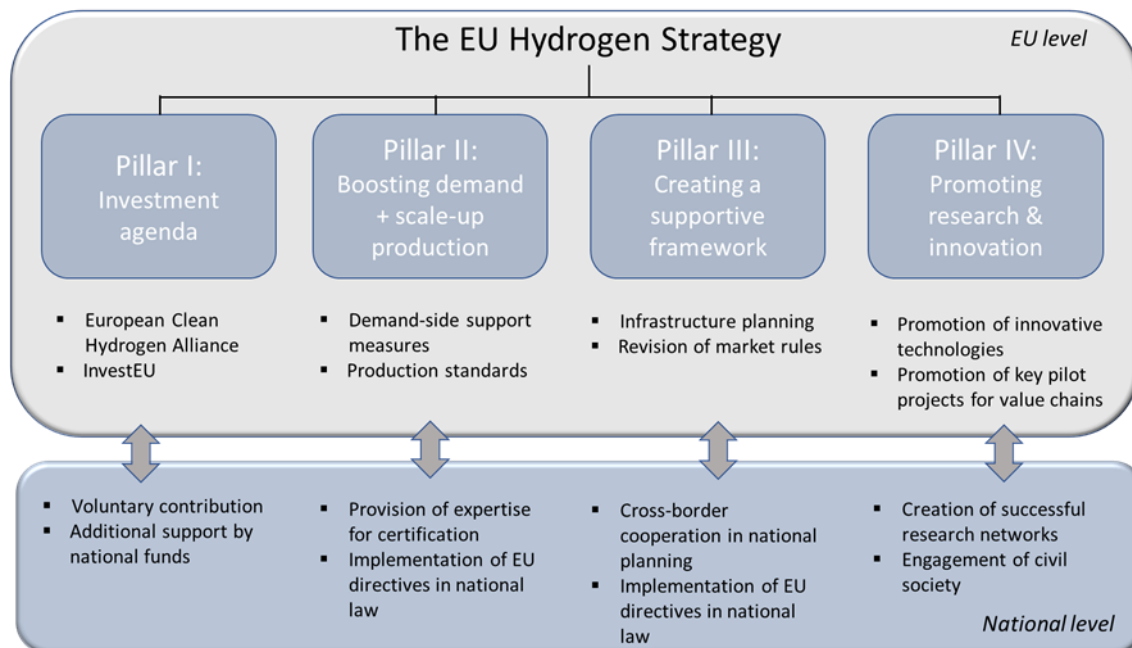
Per promuovere una diffusione tempestiva di questa strategia, sono state elaborate diverse misure a livello europeo, raggruppate in quattro pilastri. Il primo pilastro consiste nel sostegno agli investimenti, con i fondi *InvestEU* che forniscono supporto finanziario e l'Alleanza europea per l'idrogeno pulito che funge da piattaforma per le parti interessate per coordinare un'agenda di investimenti. Il secondo pilastro consiste in misure per sostenere la crescita dell'offerta e della domanda di applicazioni basate sull'idrogeno, compresi incentivi fiscali come un programma di prezzi di CO₂ garantiti dagli Stati (*Carbon Contracts for Difference*). Il terzo pilastro comprende misure volte a creare un quadro di sostegno per la crescita del mercato, tra cui la pianificazione dell'infrastruttura fisica per le catene del valore basate sull'idrogeno e la revisione delle norme di mercato per facilitare l'accesso dell'idrogeno nei mercati di utilizzo finale. Il quarto pilastro mira a promuovere l'innovazione finanziando progetti pilota e dimostrativi attraverso i fondi regionali dell'UE. Infine, le misure nazionali sono integrate da piani per aumentare la cooperazione con partner esterni all'UE su questioni come la regolamentazione e le infrastrutture.

Sebbene queste misure siano concepite a livello europeo, la loro attuazione richiede il coinvolgimento attivo dei legislatori e degli attori privati in tutti gli Stati membri. La Figura 3 illustra la relazione tra le misure a livello europeo e nazionale. Ciò riguarda tutti e quattro i pilastri della strategia dell'UE. Il livello effettivo di sostegno agli investimenti per i progetti idroelettrici dipenderà dalla volontà degli Stati membri di contribuire a *InvestEU* con una parte del loro bilancio UE, nonché dalla creazione di strumenti di finanziamento propri a livello nazionale. L'efficacia in tutta l'UE delle misure di sostegno normativo per l'introduzione della produzione di idrogeno richiede il tempestivo recepimento delle direttive UE in materia nel diritto nazionale. Lo sviluppo di un'infrastruttura per l'idrogeno a livello europeo richiede una priorità sufficiente nella pianificazione delle infrastrutture

²³ V. a riguardo: Reichert, G., Menner, M. (2020). Strategia UE per l'idrogeno. [cepAnalisi 14/2020](#).

nazionali. Il successo dei progetti pilota dipende dalla forza delle connessioni tra attori pubblici e privati negli Stati membri e dalla volontà di cooperare a livello transfrontaliero.

Fig. 3: Struttura della strategia UE relativa all'idrogeno



Fonte: Wolf & Zander (2021)²⁴

4.2 Il ruolo dell'idrogeno nelle proposte normative UE „Fit-for-55“

Il vasto pacchetto di proposte legislative sulla politiche climatiche della Commissione europea del luglio 2021 ("Fit-for-55")²⁵ incentiva in vari punti l'espansione della produzione di idrogeno verde. Ciò inizia con obiettivi fondamentalmente più stringenti per la politica climatica, espressi ad esempio attraverso una riduzione più marcata del tetto massimo nello scambio delle quote dei certificati di emissione (**Direttiva sullo scambio di quote di emissioni dei gas serra**), obiettivi in materia di CO₂ più severi per i Paesi nei settori non rientranti nel cd. ETS²⁶ (**Regolamento sulla ripartizione degli oneri**) e obiettivi più rigorosi per l'aumento della quota di energie rinnovabili nel consumo finale di energia a livello settoriale (**Direttiva sulle energie rinnovabili**). Allo stesso tempo, la proposta di modifica di quest'ultima Direttiva definisce concrete strategie per l'accREDITAMENTO rispetto agli obiettivi relativi alle energie rinnovabili. L'energia da combustibili rinnovabili di origine non biogenica dovrebbe essere ammissibile per gli obiettivi nazionali di ER solo se la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivante dall'uso di tali combustibili è pari almeno al 70 % [Art. 29 bis comma I]. Allo stesso tempo, la bozza chiarisce che i carburanti prodotti con elettricità verde saranno riconosciuti come carburanti rinnovabili solo a determinate condizioni. I criteri che saranno presto sviluppati in un atto delegato e saranno estesi dal settore dei trasporti a tutte le aree di applicazione del provvedimento. In base alle conoscenze attuali, questi includono requisiti severi sull'addizionalità dell'energia da fonti

²⁴Wolf, A., Zander, N. (2021). Green Hydrogen in Europe: Do Strategies Meet Expectations?. *Intereconomics*, 56(6), 316-323.

²⁵ [Proposta di Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio](#) che modifica la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, il regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio e la direttiva n. 98/70/CE del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e che abroga la direttiva (UE) 2015/652 del Consiglio.

²⁶ L'acronimo inglese ETS (*Emissions Trade Sectors*) indica i settori economici compresi nel sistema UE coinvolti nello scambio delle quote di emissione di gas serra.

rinnovabili utilizzata dagli elettrolizzatori (in gran parte limitati ai nuovi impianti), nonché sulla prossimità temporale e spaziale della produzione di elettricità e dell'uso dell'elettrolisi.²⁷

La bozza di regolamento sullo sviluppo di un'infrastruttura per i carburanti alternativi definisce i requisiti di finanziamento specifici per lo sviluppo di infrastrutture lato utente nel settore dei trasporti. In base a ciò, gli Stati membri devono garantire, fino al 2030, la creazione di una rete di stazioni di rifornimento di idrogeno accessibili al pubblico, in cui le stazioni di rifornimento siano situate a non più di 150 km di distanza l'una dall'altra e almeno una stazione di rifornimento sia installata in ogni nodo urbano [art. 6, comma 1]. Deve essere garantita la possibilità di pagamento elettronico [Art. 7]. Per il settore dell'aviazione, la Proposta di Regolamento sulla garanzia di condizioni di parità per un trasporto aereo sostenibile (*ReFuelEU Aviation - Sustainable Aviation Fuels*) prevede la promozione esplicita dell'uso di carburanti sintetici. I fornitori di carburante sarebbero quindi obbligati a miscelare una percentuale minima di carburante sintetico in ogni carburante per l'aviazione offerto in un aeroporto dell'UE [art. 4]. Allo stesso tempo, gli aeroporti sarebbero obbligati a fornire le infrastrutture necessarie per il rifornimento di carburante sintetico [art. 6]. Tuttavia, l'importo della quota minima deve ancora essere definito in una procedura successiva.

4.3 Il pacchetto normativo dell'UE sull'idrogeno ed il gas decarbonizzato

Nel dicembre 2021, la Commissione europea ha proposto un pacchetto specifico per la regolamentazione dei futuri mercati del gas rinnovabile.²⁸ Le proposte, costituite da una Direttiva e da un Regolamento, intendono contribuire alla decarbonizzazione del settore del gas e alla costruzione di un'infrastruttura per i gas alternativi, che includa esplicitamente le soluzioni basate sull'idrogeno insieme ai combustibili biologici. La Commissione ritiene che il pacchetto sia complementare alle proposte "Fit for 55" nel settore delle energie rinnovabili e dello scambio di quote di emissione.

La Proposta di **Regolamento sui mercati interni dei gas rinnovabili, del gas naturale e dell'idrogeno**²⁹ è una rielaborazione del Regolamento (CE) n. 715/2009 relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale. L'obiettivo principale è quello di creare un mercato interno dell'UE per l'idrogeno, analogo a quello esistente per il gas naturale, che consenta un commercio transfrontaliero equo e che tenga conto delle diverse condizioni naturali degli Stati membri per la produzione di idrogeno verde. Per promuovere la pianificazione e la gestione transfrontaliera dell'infrastruttura di gasdotti, occorre istituire una Rete europea di gestori di reti per l'idrogeno (European Network of Network Operators for Hydrogen - ENNOH) [art. 40]. I suoi compiti dovrebbero includere la preparazione di piani decennali per lo sviluppo della rete e di relazioni di monitoraggio sulla qualità dell'idrogeno, nonché la promozione della cooperazione con i gestori delle reti del gas [art. 42]. È prevista una serie di privilegi per promuovere il trasporto di gas rinnovabili e a bassa emissione di CO₂. Ad esempio, gli oneri di rete saranno soggetti a riduzioni tariffarie del 75% per i punti di ingresso dagli impianti di generazione e per i punti di ingresso e uscita da e verso gli impianti di stoccaggio. Inoltre, le tariffe transfrontaliere per il commercio di questi gas saranno

²⁷ Erneuerbare Energien Hamburg (2021). [Grüne Wasserstoffwirtschaft – Appell an die EU für einen erfolgreichen Marktstart!](#) Documento di posizionamento – Stato al 04.11.2021-

²⁸ Commissione europea (2021). [Pacchetto legislativo all'idrogeno e al gas decarbonizzato](#).

²⁹ Proposta COM(2021) 804 del 15.12.2021 - [REGOLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO sui mercati interni del gas rinnovabile e del gas naturale e dell'idrogeno \(rifusione\)](#)

abolite [art. 16]. In aggiunta, i gestori dei sistemi di trasmissione devono essere obbligati a garantire capacità vincolanti per l'immissione di gas rinnovabili e a basso contenuto di carbonio [art. 18]. In più, questi dovranno accettare gas con un contenuto di idrogeno fino al 5% ai valichi di frontiera delle reti tra gli Stati membri già nel 2025 [art. 20].

La **Direttiva supplementare sulle norme comuni per i mercati interni dei gas rinnovabili, del gas naturale e dell'idrogeno**³⁰, una riformulazione della Direttiva 2009/73/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale, stabilisce importanti accenti in materia di concorrenza. Prevede l'obbligo di certificazione per i gas rinnovabili [art. 8]. Gli Stati membri devono sviluppare un sistema di regolamentazione per le future reti a idrogeno che garantisca un accesso non discriminatorio a terzi e tariffe calcolate in modo trasparente [art. 31]. Per la gestione delle reti di idrogeno, è prevista la disaggregazione orizzontale oltre alla consueta disaggregazione verticale: I gestori di rete che fanno parte di una società che gestisce anche reti elettriche o di gas naturale devono essere indipendenti almeno dal punto di vista della forma giuridica [art. 63]. Ciò richiede anche un'organizzazione indipendente e una propria capitalizzazione. Il sovvenzionamento incrociato dello sviluppo delle reti di idrogeno attraverso il trasporto del gas è quindi strettamente limitato. Questo potrebbe portare in futuro a costose strutture amministrative parallele.

5 Possibili misure per l'avvio di mercato più rapido

Alla luce dell'attuale situazione di crisi, ci si chiede quali misure complementari possano accelerare l'ingresso in un'economia verde dell'idrogeno. Il coordinamento europeo è fondamentale, ma allo stesso tempo si renderà necessaria anche una efficace azione a livello nazionale e regionale.

5.1 Misure per il rafforzamento della produzione

- **Agevolazioni amministrative per l'espansione dell'energia eolica:** una fornitura stabile di quantità sufficienti di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili è un prerequisito per un utilizzo sufficiente delle capacità elettrolitiche accumulate e quindi per una maggiore efficienza economica attraverso la riduzione dei costi. Alla luce della situazione di concorrenza con l'uso diretto dell'elettricità, ciò richiede obiettivi ancora più ambiziosi per l'espansione delle capacità di generazione da fonti rinnovabili, in particolare per l'energia eolica. Oltre all'espansione delle capacità nei siti esistenti, l'attenzione dovrebbe essere rivolta anche alle regioni con un elevato potenziale eolico che finora sono state poco sviluppate in termini di produzione, al fine di rafforzare la redistribuzione europea delle attività nella produzione di elettricità e ridurre la dipendenza dalle fluttuazioni locali della produzione. In molti luoghi, le lunghe procedure di pianificazione e approvazione continuano a rappresentare un ostacolo pratico all'espansione della capacità di produzione. In questo caso, è importante sfruttare il potenziale di razionalizzazione, ad esempio abbreviando i processi di revisione attraverso fissazioni di standard, di presupposti e riducendo il numero di possibili istanze di ricorso.
- **Requisiti più flessibili per l'acquisto di energia elettrica:** gli attuali piani della Commissione Europea per l'ammissibilità dell'idrogeno verde agli obiettivi settoriali (si veda la sezione 4.2) potrebbero rivelarsi un ostacolo importante per lo sviluppo delle capacità di elettrolisi in

³⁰ Proposta COM(2021) 803 final 15.12.2021 - [DIRETTIVA DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO relativa a norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile e del gas naturale e dell'idrogeno](#)

Europa sullo sfondo della lenta espansione delle fonti di energia rinnovabili. Un collegamento all'acquisto di energia elettrica da impianti di produzione da fonti rinnovabili creati solo insieme agli elettrolizzatori porterebbe generalmente ad un'incertezza nella pianificazione e, in molti casi, anche a un ritardo nella realizzazione. La stretta correlazione temporale richiesta tra la produzione e l'utilizzo dell'elettricità potrebbe inoltre gravare sui costi di produzione degli elettrolizzatori attraverso i necessari adeguamenti di capacità. A riguardo dovrebbe essere presa in considerazione la natura della tecnologia "power-to-gas", concedendo agli impianti una maggiore flessibilità, almeno nella fase di avvio del mercato.

- **Politica di localizzazione intelligente per gli elettrolizzatori:** la grande importanza delle economie di scala nella produzione di idrogeno verde depone a favore della concentrazione delle capacità di elettrolisi piuttosto in località con elevate capacità regionali di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, per poter garantire un numero sufficiente di ore di pieno carico. Il superamento della distanza spaziale dai centri industriali europei, cioè dai futuri grandi consumatori di idrogeno, può avvenire in gran parte attraverso il trasporto in gasdotti convertiti e una nuova rete di idrogeno. Ciò potrebbe non solo fornire la base per una nuova forma di redistribuzione industriale del lavoro in Europa, ma anche rivelarsi saggio in termini di politica di coesione, in quanto permetterebbe alle regioni produttrici e a quelle consumatrici di partecipare economicamente alle catene del valore emergenti.
- **Sviluppo di una strategia di importazione sostenibile verso l'UE:** lo sfruttamento dei potenziali siti di produzione interni all'UE dovrebbe avere la priorità nello sviluppo dei mercati dell'idrogeno. In considerazione dei limiti naturali di capacità dell'energia eolica e solare in Europa, tuttavia, in futuro saranno necessarie anche importazioni da regioni extraeuropee per un'economia dell'idrogeno su larga scala. Per l'UE, un approccio coordinato offre l'opportunità di esercitare il potere di mercato e di definire gli standard per una futura economia globale dell'idrogeno. I Paesi con costi di produzione dell'elettricità favorevoli a livello globale sono partner naturali in questo ambito. Tuttavia, nella valutazione della redditività economica a lungo termine contano anche altri criteri, come la vicinanza geografica (livello dei costi di trasporto), la stabilità politica e le questioni di sostenibilità nella regione di produzione.

5.2 Misure per il rafforzamento dell'utilizzo e del trasporto

- **Riduzione dei rischi di investimento attraverso *Carbon Contracts for Difference*:**³¹ il passaggio all'uso dell'idrogeno verde nel settore industriale richiede anche investimenti ingenti e a lungo termine da parte dell'utilizzatore. Alla luce dei continui adeguamenti normativi e delle fluttuazioni dei prezzi della CO₂, l'incertezza della pianificazione rappresenta un ostacolo importante. Un prezzo fisso della CO₂ garantito dalle istituzioni pubbliche su base contrattuale consentirebbe agli investitori di calcolare meglio i futuri risparmi sui costi derivanti dalla riduzione della CO₂ come componente essenziale del rendimento dell'investimento. Il pubblico compenserebbe la differenza tra il prezzo fissato contrattualmente e il prezzo di mercato prevalente nello scambio delle quote di certificati di emissione per un periodo di tempo concordato. In considerazione dei previsti aumenti di

³¹ I Carbon Contracts for Difference sono sistemi di incentivazione legati al mercato europeo della CO₂: in sostanza, consentono ad aziende che investono in soluzioni per la riduzione delle emissioni, di poter vendere i loro crediti ad un prezzo del carbonio (solitamente piuttosto volatile) prefissato in precedenza. Cfr. [Hydronews, Bruxelles studia dei Carbon Contracts for Difference per l'idrogeno verde](#).

prezzo a lungo termine delle quote di scambio di emissioni, la durata del contratto può essere limitata nel tempo, riducendo così al minimo i rischi per il bilancio pubblico.

- **Sviluppo coerente di un'infrastruttura transnazionale per l'idrogeno:** per massimizzare gli effetti sulla crescita e sull'occupazione di un'economia europea dell'idrogeno, occorre sfruttare il potenziale di una nuova redistribuzione europea delle attività, sia per quanto riguarda la produzione che l'utilizzo dell'idrogeno prodotto. La possibilità di effettuare trasporti transfrontalieri su lunghe distanze è un prerequisito per questo obiettivo. Il rapido sviluppo di un'infrastruttura di trasporto non discriminatoria a livello europeo dovrebbe quindi avere la massima priorità nella progettazione di un futuro mercato interno dell'idrogeno. Per abbreviare i processi di pianificazione e approvazione e risparmiare sui costi di costruzione, si dovrebbe consentire la conversione delle reti del gas esistenti, laddove tecnicamente possibile. Le barriere finanziarie legate ai requisiti di disaggregazione dovrebbero essere mantenute il più possibile basse nell'interesse di costi di trasporto accessibili nella fase di avvio, senza trascurare il pericolo di situazioni di concentrazione relative ai fornitori.

6 Conclusioni

È emerso chiaramente che l'idrogeno verde può svolgere un ruolo importante nella trasformazione del sistema energetico europeo grazie alla sua versatilità e alla sua complementarità con la generazione di elettricità da fonti rinnovabili. Tuttavia, le limitazioni tecniche e la concorrenza con tecnologie energeticamente più efficienti ed altrettanto neutre dal punto di vista climatico pongono dei limiti alla sua funzione di strumento universale. Per il futuro, sarà importante incanalare il suo uso in modo ragionevole in aree di applicazione in cui i vantaggi specifici dell'idrogeno verde emergono. Tra questi, il suo utilizzo come materia prima, come agente riducente e come combustibile per le aree in cui le tecnologie a batteria non sono vantaggiose. In termini settoriali, l'utilizzo si concentrerà probabilmente sul settore industriale, sullo stoccaggio di energia a lungo termine e su alcuni segmenti del settore dei trasporti (trasporto aereo e marittimo, trasporto merci a lunga distanza).

Per un'espansione sostenibile del mercato, è necessario seguire una chiara tabella di marcia per la tempistica dei finanziamenti. Nell'attuale fase di avvio, l'attenzione si concentra sul rapido aumento delle capacità di elettrolisi. Ciò richiede soprattutto un percorso di espansione più intensa dell'energia eolica in prossimità degli elettrolizzatori, affiancato allo sviluppo delle capacità di trasporto su lunga distanza. L'utilizzo o la conversione dei gasdotti in direzione degli attuali centri di consumo europei può essere un buon punto di partenza. All'inizio, le aree di applicazione commerciale sono principalmente quelle in cui l'uso dell'idrogeno è già insito nella attuale tecnologia (ad esempio, produzione di fertilizzanti, metanolo) o in cui una conversione (entro certi limiti) può avvenire senza alti costi di conversione (ad esempio, come additivo nelle caldaie a condensazione a gas). La riduzione dei costi fissi ottenuta e l'esperienza acquisita potranno essere poi utilizzati a medio termine per diversificare ulteriormente i campi di applicazione. Lo sviluppo di un'economia d'importazione, d'altra parte, deve essere visto come un compito a lungo termine che diventerà più rilevante quando le capacità di generazione di energia eolica a livello europeo saranno ampiamente esaurite. Tuttavia, la rotta necessaria dovrebbe anche essa venire tracciata già oggi sotto forma di una strategia di massima relativa all'importazione sostenibile verso l'UE.

Da un punto di vista economico, lo sviluppo di un mercato dell'idrogeno a livello europeo offre un nuovo potenziale per la redistribuzione "intraeuropea" di alcune attività sia per quanto riguarda la produzione che il consumo. Ciò potrebbe non solo far progredire l'integrazione del sistema energetico europeo, ma anche contribuire ad aumentare l'efficienza energetica e la competitività del settore industriale europeo. La Commissione europea ha già presentato alcune proposte per eliminare gli ostacoli normativi esistenti. Alla base di ciò c'è la consapevolezza che la combinazione di riduzione dei costi fissi nella generazione, unito all'incertezza nella pianificazione degli investimenti e il problema "dell'uovo e della gallina" nello sviluppo delle infrastrutture, rende necessari gli incentivi governativi. Un continuo monitoraggio normativo e misure complementari a livello nazionale e locale saranno necessari per creare condizioni di parità per l'idrogeno verde nella competizione tra le fonti energetiche. La misura in cui l'idrogeno potrà davvero assurgere allo status di "*green-freedom-gas*" in una competizione equa tra tecnologie, diverrà allora oggetto di decisioni imprenditoriali, non politiche.



Autore:

Dr. André Wolf

wolf@cep.eu

Centrum für Europäische Politik FREIBURG | BERLIN

Kaiser-Joseph-Straße 266 | D-79098 Freiburg

Schiffbauerdamm 40 Raum 4315 | D-10117 Berlin

Tel. + 49 761 38693-0



Traduzione (dalla versione originale in lingua tedesca):

Prof. Andrea De Petris

depetris@cep.eu

Dott. Stefano Milia

milia@cep.eu

Centro Politiche Europee ROMA

Via G. Vico, 1 | I-00196 Roma

Tel. +390684388433

cepitalia@cep.eu

Il **Centrum für Europäische Politik** FREIBURG | BERLIN,
il **Centre de Politique Européenne** PARIS, ed il **Centro Politiche Europee** ROMA,
costituiscono il **Centres for European Policy Network** FREIBURG | BERLIN | PARIS | ROMA.

Gli istituti della rete CEP sono specializzati nell'analisi e nella valutazione degli atti promossi dalle istituzioni dell'Unione europea nell'ambito delle politiche di loro competenza e nel quadro d'insieme del processo di integrazione. Il lavoro scientifico, riflesso in particolare nelle proprie pubblicazioni, viene portato avanti indipendentemente da qualsiasi interesse di parte e in favore di una Unione europea che rispetti lo stato di diritto ed i principi dell'economia sociale di mercato.