



**PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE  
DELLA VALLE D'AOSTA AL 2030**

**LINEE GUIDA  
PER LO SVILUPPO  
DELL'IDROGENO  
IN VALLE D'AOSTA**



**Riproduzione autorizzata citando la fonte****Assessorato Sviluppo economico, Formazione e Lavoro, Trasporti e Mobilità sostenibile****Dipartimento Sviluppo economico ed energia**

P.zza della Repubblica, 15 - 11100 – Aosta

**Redazione del documento a cura di:****Finaosta S.p.A. - COA energia**

Via Festaz, 22 - 11100 - Aosta

**Con la collaborazione di:****Politecnico di Torino nell'ambito della regia complessiva dell'Energy Center****Con i contributi di:****Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente Valle d'Aosta**

## SOMMARIO

<b>1. PREMESSA .....</b>	<b>5</b>
<b>2. IDROGENO: INQUADRAMENTO .....</b>	<b>7</b>
<b>2.1. Caratteristiche e modalità di produzione .....</b>	<b>7</b>
<b>2.2. Applicazioni attuali dell'idrogeno .....</b>	<b>8</b>
<b>2.3. Principali barriere alla diffusione dell'idrogeno.....</b>	<b>9</b>
<b>3. PROSPETTIVE E POTENZIALI APPLICAZIONI DELL'IDROGENO NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA .....</b>	<b>12</b>
<b>3.1. Produzione di idrogeno verde .....</b>	<b>12</b>
<b>3.2. Trasporto, stoccaggio e distribuzione .....</b>	<b>13</b>
3.2.1. Gasdotti e idrogenodotti .....	14
3.2.2. Rete di distribuzione per i veicoli a idrogeno .....	15
<b>3.3. Usi finali .....</b>	<b>17</b>
3.3.1. Settore Industriale .....	17
3.3.2. Settore trasporti e mezzi "non road" .....	18
3.3.3. Settore civile.....	21
<b>3.4. Servizi per il settore elettrico .....</b>	<b>22</b>
<b>4. STRATEGIE EUROPEE E NAZIONALI.....</b>	<b>23</b>
<b>4.1. Quadro europeo .....</b>	<b>23</b>
4.1.1. Hydrogen strategy .....	23
4.1.2. REPowerEU .....	24
4.1.3. "Strategia per una mobilità sostenibile e intelligente" e revisione della direttiva DAFI .....	25
4.1.4. Horizon Europe (2021-2027) .....	25
<b>4.2. Quadro nazionale .....</b>	<b>25</b>
4.2.1. SEN e PNIEC .....	25
4.2.2. Strategia Nazionale Idrogeno – Linee Guida Preliminari .....	26
4.2.3. Prime indicazioni per una Strategia Italiana Ricerca Idrogeno .....	29
4.2.4. Piano Nazionale italiano di Ripresa e Resilienza (PNRR) .....	29
<b>5. PROSPETTIVE DI SVILUPPO E POSSIBILI APPLICAZIONI DELL'IDROGENO IN VALLE D'AOSTA .....</b>	<b>31</b>
<b>5.1. Produzione .....</b>	<b>32</b>
<b>5.2. Trasporto, stoccaggio, distribuzione .....</b>	<b>32</b>
<b>5.3. Usi finali .....</b>	<b>33</b>
5.3.1. Settore industriale .....	33
5.3.2. Settore civile .....	34

5.3.3.	Settore trasporti .....	34
<b>5.4.</b>	<b>Azioni trasversali .....</b>	<b>36</b>
5.4.1.	Governance .....	36
5.4.2.	Partecipazione a network e programmi a scala sovraregionale.....	37
5.4.3.	Attività di formazione.....	37
5.4.4.	Ricerca e Sviluppo e attrazione di imprese.....	37
5.4.5.	Altri fondi.....	38
5.4.6.	Monitoraggio .....	38

## 1. PREMESSA

Con l'accordo di Parigi del 2015 è stata sancita la necessità di attuare una rapida decarbonizzazione per evitare gli impatti catastrofici dei cambiamenti climatici. Nel report *Global Warming of 1,5°C*<sup>1</sup> del 2018 dell'*IPCC* è stata messa in evidenza l'urgenza di realizzare un taglio drastico delle emissioni di gas climalteranti (*GHGs*).

Una così profonda e rapida decarbonizzazione dell'economia rappresenta una sfida fondamentale, da approcciare principalmente con azioni di riduzione dei consumi, elettrificazione diretta e aumento della produzione da fonti rinnovabili. Tuttavia, tali azioni risultano difficilmente applicabili, per non dire impossibili, nei settori "Hard-to-Abate" (industria siderurgica, aviazione, trasporto merci, trasporto marittimo, ecc.) che richiedono quindi altre soluzioni a zero emissioni di carbonio, tra cui la più promettente risulta essere l'idrogeno green.

La filiera dell'idrogeno è, quindi, al centro della strategia di decarbonizzazione e di sviluppo industriale dell'Unione Europea e dei relativi programmi di sostegno alla transizione energetica, in particolare nell'ambito dei progetti di ricerca e innovazione.

Il Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (*FCH-JU*)<sup>2</sup> ipotizza che il contributo dell'idrogeno per soddisfare gli usi finali dell'Unione Europea possa essere del 13-24% entro il 2050, mentre *IRENA*<sup>3</sup> stima che contribuirà al 6% dei consumi totali energetici finali.

In seguito al conflitto Russo-Ucraino, si è intensificato l'impeto a velocizzare la transizione energetica, come fermamente stabilito nel piano *REPowerEU*, nel quale la Commissione europea si propone di ridurre progressivamente la dipendenza dai combustibili fossili provenienti dalla Russia ben prima del 2030 e di aumentare la resilienza del sistema energetico europeo. Tra le varie misure, il piano si pone l'obiettivo di incrementare di 15 Mt il precedente obiettivo di 5,6 Mt di idrogeno green previsto nel pacchetto *Fit for 55*.

Nel 2021 la Clean Hydrogen Partnership<sup>4</sup> ha promosso il concetto di hydrogen valley, che si configura come un cluster geograficamente limitato in cui una pluralità di utilizzatori finali prossimi tra loro utilizza l'idrogeno. Si crea pertanto un ecosistema tecnologico e di usi finali da decarbonizzare che permette più facilmente di raggiungere le economie di scala necessaria allo sviluppo dell'intera filiera idrogeno.

Anche a livello nazionale, successivamente all'emanazione del *PNIEC*, il Ministero dello sviluppo economico ha predisposto la *Strategia Nazionale Idrogeno – Linee Guida Preliminari*, esponendo una prima visione "di alto livello" sul ruolo che l'idrogeno potrebbe ricoprire nel percorso nazionale di decarbonizzazione.

In tale contesto, il *PEAR VDA 2030* dedica un allegato di approfondimento sulla tematica idrogeno per fornire alcune prime considerazioni sul possibile sviluppo della filiera sul territorio regionale. Occorre tuttavia premettere che l'analisi e l'evoluzione di tale tematica, ampiamente dibattuta e spesso con punti di vista discordanti, devono necessariamente prendere in considerazione le strategie e le politiche di rango sovraordinato, i limiti fisici, tecnologici ed economici che attualmente caratterizzano la filiera e le specificità del territorio valdostano, anche in termini di produzione energetica e usi finali.

*Per agevolare la lettura e l'approfondimento degli argomenti affrontati dal documento sono stati effettuati collegamenti ipertestuali che consentono di accedere direttamente alla documentazione di riferimento (evidenziati all'interno del documento tramite sottolineatura) e sono stati indicati con l'utilizzo del carattere blu gli acronimi presenti nel testo ai quali è stata dedicata una specifica Appendice.*

*La normativa è stata citata nel testo in forma abbreviata, a cui è stato associato un collegamento ipertestuale per accedere direttamente all'atto normativo completo pubblicato su web. La denominazione completa di ogni norma citata è comunque stata inserita nell'apposita Appendice (Appendice 3 - Normativa).*

---

<sup>1</sup> Rif. *IPCC 2018*



<sup>2</sup> Rif. *FCH-JU 2019*

<sup>3</sup> Rif. *IRENA 2019*

<sup>4</sup> Rif. *Clean-Hydrogen EU*

Al fine di rendere più evidente l'identificazione delle tipologie di finanziamento a supporto dello sviluppo dell'idrogeno, le stesse vengono evidenziate nel testo come indicato in TABELLA 1:

---

	<b>Finanziamento PNRR</b>
	<b>Finanziamento PO FESR</b>

---

**TABELLA 1 - Simboli utilizzati per l'identificazione delle tipologie di finanziamento.**

Si sottolinea che i seguenti documenti:

- **Appendice 1 – Acronimi;**
- **Appendice 2 - Bibliografia e Sitografia;**
- **Appendice 3 – Normativa**

contengono i riferimenti richiamati in tutti i documenti del [PEAR VDA 2030](#) e sono pertanto da considerare a supporto e completamento degli stessi.

Tutti i documenti sono stati redatti, sotto coordinamento e indirizzo del Dipartimento sviluppo economico ed energia della Regione autonoma Valle d'Aosta, dal [COA energia](#) di Finaosta S.p.A., con il supporto dell'Energy Center del Politecnico di Torino.

## 2. IDROGENO: INQUADRAMENTO

### 2.1. Caratteristiche e modalità di produzione

Il termine "idrogeno" deriva dal greco "ὑδωρ", hýdor, "acqua", più la radice γεν-, ghen "generare", quindi significa, etimologicamente, "generatore di acqua". È il primo elemento chimico della tavola periodica (numero atomico 1), il più leggero, nonché quello più abbondante. Allo stato elementare l'idrogeno si presenta come un gas inodore, incolore e altamente infiammabile, mentre nell'universo lo si trova sottoforma di plasma, sostanza di cui sono composte le stelle. Sulla Terra non lo si può trovare allo stato libero e molecolare bensì combinato, principalmente, in idrocarburi (con carbonio) o acqua (con ossigeno). Essendo l'idrogeno combinato assieme ad altri elementi in vari composti sulla crosta terrestre, esso **non è una fonte primaria di energia** come lo sono gas naturale, petrolio e carbone, in quanto deve essere prodotto artificialmente spendendo energia a partire da fonti energetiche primarie. Da qui il concetto di idrogeno utilizzabile come **vettore energetico**, cioè come mezzo per immagazzinare e trasportare l'energia disponibile ove occorra. L'idrogeno, per poter essere utilizzato, deve essere quindi separato dagli elementi ai quali è unito e ciò avviene principalmente attraverso processi di **reforming del metano** (separazione dell'idrogeno dal carbonio attraverso l'utilizzo di calore) e di **elettrolisi** (separazione dell'idrogeno dall'ossigeno dell'acqua tramite l'energia elettrica). Tali procedimenti possono essere più o meno sostenibili e sono caratterizzati da diverse fattibilità tecnico-economiche. Si riporta di seguito, nella Tabella 2, una "classificazione" convenzionalmente utilizzata per la produzione dell'idrogeno.

IDROGENO GRIGIO	H <sub>2</sub>
<p><i>Si intende l'idrogeno prodotto da fonti fossili generalmente tramite il processo di steam reforming del metano, in cui metano e vapore acqueo reagiscono ad alta temperatura (700-1100 °C) e vengono convertiti in syngas (miscela costituita principalmente da idrogeno e monossido di carbonio). Altri processi di conversione dei combustibili fossili in idrogeno sono la gassificazione del carbone e l'ossidazione parziale o il cracking degli idrocarburi. L'idrogeno generato per mezzo di questi processi produttivi convenzionali basati su materie prime e combustibili fossili è detto "grigio" in quanto alla sua produzione sono associate ingenti emissioni di anidride carbonica (10 tCO<sub>2</sub>/tH<sub>2</sub> da gas naturale, 12 tCO<sub>2</sub>/tH<sub>2</sub> da prodotti petroliferi e 19 tCO<sub>2</sub>/tH<sub>2</sub> da carbone). Al momento, la produzione dell'idrogeno grigio mediante processi convenzionali di conversione dei combustibili fossili è la soluzione più economica, anche se il suo prezzo dipende dalla volatilità dei prezzi del gas naturale o degli altri combustibili fossili utilizzati come materia prima.</i></p>	
IDROGENO BLU	H <sub>2</sub>
<p><i>Si intende l'idrogeno generato da processi convenzionali (come l'idrogeno grigio) accoppiati però a sistemi di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (CCS). Il prezzo dell'idrogeno blu è influenzato sia dai prezzi del gas naturale o degli altri combustibili fossili utilizzati come materia prima, sia dal costo di cattura, stoccaggio e riutilizzo dell'anidride carbonica; pertanto, è superiore a quello dell'idrogeno grigio.</i></p>	
IDROGENO VIOLA	H <sub>2</sub>
<p><i>L'idrogeno viola è simile all'idrogeno verde ovvero viene prodotto da elettrolizzatori, alimentati però da energia elettrica prodotta da impianti nucleari.</i></p>	

IDROGENO VERDE<sup>5</sup>

Si intende l'idrogeno prodotto principalmente tramite il processo di elettrolisi dell'acqua alimentato da elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili quali idroelettrico, solare o eolico. Nell'elettrolizzatore le molecole d'acqua vengono scisse in ossigeno e idrogeno. La maturità raggiunta dagli elettrolizzatori per le applicazioni industriali è già adeguata alla commercializzazione, mentre per le applicazioni energetiche i costi di investimento, l'efficienza e la vita utile degli elettrolizzatori (in particolare le performance in regime dinamico e la resistenza a frequenti cicli di avvio/arresto) devono ancora essere migliorati perché il costo di produzione dell'idrogeno risulti competitivo. Gli elettrolizzatori comuni sono del tipo "a bassa temperatura" (LTE) e si basano su tre tecnologie: Alkaline electrolysis (AE); Proton exchange membrane (PEM) electrolysis o Anion exchange membrane (AEM) electrolysis, mentre gli elettrolizzatori "ad alta temperatura" (HTE), sono ancora in fase di sperimentazione e sviluppo. Altre tecnologie sembrano tuttavia promettenti e sono oggetto di ricerca, come le Proton-conducting ceramic cells (PCC), ma devono ancora raggiungere lo stadio di prototipo.

		Alkaline	PEM	SOEC	AEM
	Development status	Commercial	Commercial	Demonstration	Under research
Operating conditions	Temperature (°C)	70-90	50-80	700-850	40-60
	Pressure (bar)	<30	<70	1	<35
Cost parameters	CAPEX (system) (USD/kW)	600	1000	> 2 000	
	Lifetime (hours)	50 000	60 000	20 000	5 000
	Efficiency (kWh/kg)	50-78	50-83	40-50	40-69
Flexibility	Load range	15-100%	0-160%	30-125%	5-100%
	Start-up	1-10 min	1 sec-5 min		
	Ramp up/down	0.2-20% per second	100% per second		
	Shutdown	1-10 minutes	Seconds		

TABELLA 2 – Stato dell'arte delle tecnologie di elettrolisi [fonte: IRENA]

## 2.2. Applicazioni attuali dell'idrogeno

La maggior parte dell'idrogeno prodotto, a oggi, è utilizzata dal **settore industriale**:

- nell'**industria chimica**, in particolare, come materia prima per la produzione di ammoniaca (fertilizzanti) e di metanolo (utilizzato nella fabbricazione di molti polimeri), dove la stechiometria dei processi non può prescindere dall'utilizzo dell'idrogeno;
- nella **raffinazione del petrolio**, in cui viene richiesto nei processi di *hydrotreatment* (rimozione dei composti indesiderati come zolfo, ossigeno e altre impurità), per rendere i prodotti petroliferi adatti agli standard di qualità richiesti dai prodotti finali e di *hydrocracking* (frazionamento dell'olio più pesante in componenti basso bollenti);
- nell'**industria siderurgica**, in particolare nel processo di ricottura (*annealing*) del ferro e dell'acciaio (trattamento termico del metallo utilizzato per ripristinare la duttilità del materiale dopo la deformazione che avviene in atmosfera controllata costituita da idrogeno puro o da ammoniaca dissociata);

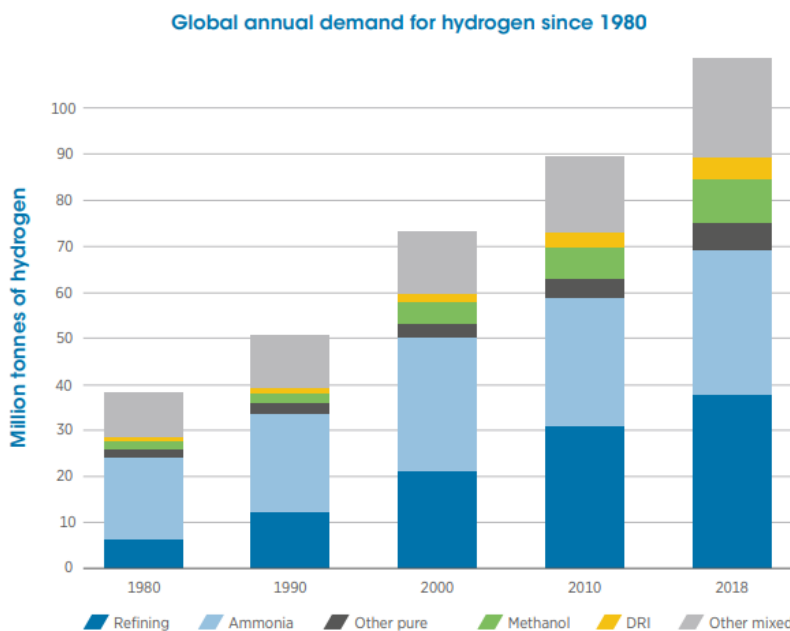
<sup>5</sup> Si tratta di una classificazione da "letteratura". Per maggiori dettagli sulle recenti definizioni di idrogeno verde e idrogeno rinnovabile si rimanda al Cap. 4.2.4.



- in **altri processi industriali**, tra i quali, in particolare, la produzione di cemento e ferro, la lavorazione del vetro e della ceramica, l'idrogenazione dei grassi nell'industria alimentare, la realizzazione di semiconduttori e la sintesi di combustibili propellenti per razzi nel settore aerospaziale.

L'utilizzo dell'idrogeno come materia prima nel settore industriale è ben consolidato e nel 2018 determinava un valore di mercato stimato in 115 miliardi di dollari (rif. [GRAFICO 1](#)), valore in continua crescita negli ultimi 50 anni.

**GRAFICO 1 - UTILIZZO DELL'IDROGENO DAL 1980 AL 2018 NEL SETTORE INDUSTRIALE A LIVELLO GLOBALE [Fonte: IRENA<sup>2</sup>]**



Il 95% dell'idrogeno usato come materia prima nel settore industriale è derivato dal gas naturale (48%), da prodotti petroliferi (30%) e dal carbone (18%). Il restante 5% è prodotto dall'elettrolisi dell'acqua o come sottoprodotto di lavorazioni industriali. L'interesse per l'idrogeno, invece, nel **settore energetico e dei trasporti**, risale all'inizio del secolo scorso e si è progressivamente intensificato con diverse applicazioni "pilota" sviluppate nel mondo, senza che si sia però consolidato un vero e proprio mercato dell'idrogeno.

A fronte di uso ancora modesto dell'idrogeno, di origine prevalentemente fossile e dedicato al settore petrolchimico o alla produzione di *chemicals* (ammoniaca e metanolo, in primis), le prospettive per il futuro sono di una diffusione massiccia di idrogeno verde (da fonte rinnovabile) per andare a supportare la decarbonizzazione di molti settori cosiddetti *hard-to-abate* (trasporto marittimo, aviazione, trasporto su gomma e industria pesante). L'*International Energy Agency (IEA)* prevede al 2030 nello scenario 'net-zero' (che porta alla neutralità carbonica al 2050) una produzione di idrogeno pari a 175 Mton. Quest'ultima rimane ancora una produzione modesta, ma fondamentale per decarbonizzare i settori di cui sopra.

### 2.3. Principali barriere alla diffusione dell'idrogeno

Di seguito vengono riportate le principali e attuali limitazioni alla diffusione dell'idrogeno. Posto che le prospettive si riferiscono a un utilizzo di idrogeno verde, le considerazioni di tipo tecnico e tecnologico sono generalizzabili a prescindere dalla fonte primaria utilizzata per la produzione.

In generale, allo stato attuale **le principali limitazioni** alla diffusione dell'idrogeno sono:

- di tipo **economico**, in particolare:
  - **elevato costo di produzione** dell'idrogeno verde, che non lo rende a oggi economicamente competitivo con altre forme di produzione dello stesso o con altre soluzioni basate sui combustibili fossili.
  - **elevato costo di investimento** per l'acquisizione di nuove tecnologie;

- nel settore dei trasporti, i **costi per la realizzazione di infrastrutture di ricarica** al momento sono ancora molto elevati (sono recuperabili solo con un alto numero di mezzi commercializzati), e parallelamente i **veicoli** attualmente disponibili presentano costi superiori almeno del 50% rispetto ai veicoli tradizionali e un costo al km circa doppio rispetto a quelli di un'auto elettrica a batteria.
- di tipo **tecnologico**, con alcuni **limiti tecnici** che devono essere superati per diverse applicazioni, tra cui:
  - le **difficoltà di stoccaggio** dell'idrogeno. Sono attualmente disponibili quattro opzioni principali per lo stoccaggio dell'idrogeno: compressione, liquefazione, adsorbimento o stoccaggio chimico. In particolare, in riferimento alle tecnologie "tradizionali" di stoccaggio fisico (compressione e liquefazione), sono numerosi i limiti riscontrati: avendo una elevata densità di energia per unità di massa ma bassa densità energetica volumetrica rispetto agli idrocarburi, l'idrogeno richiede serbatoi di grandi dimensioni per il suo deposito. Aumentando la compressione si necessita di bombole capaci di sopportare pressioni di esercizio di circa 700 bar e pertanto molto pesanti, senza considerare che il processo di compressione richiede energia per alimentare il compressore. Utilizzando, in alternativa, idrogeno liquido avremmo una più alta densità volumetrica di energia, ma l'idrogeno liquido si ottiene raffreddando il gas a circa 20,268 K (-253°C) e mantenendolo a tale temperatura (immagazzinamento criogenico), con conseguenti elevate perdite di energia. Inoltre, anche senza considerare tali problematiche, l'idrogeno liquido ha densità energetica per unità di volume circa 4 volte inferiore rispetto ad altri idrocarburi;
  - le **trasformazioni energia → idrogeno → energia** sono costose, tecnologicamente complesse ed energivore. L'elettrolisi può avere rendimenti tra il 60% e il 75%, ma l'eventuale riconversione in energia elettrica ha sul rendimento complessivo un effetto negativo tale da rendere l'uso diretto dell'elettricità, ove possibile, intrinsecamente la soluzione energeticamente più efficiente;
  - le **caratteristiche fisico-chimiche** dell'idrogeno (alta infiammabilità, elevata velocità di combustione; fiamma non visibile, corrosività a contatto con alcuni metalli, alta diffusività ecc.. ), ne limitano la possibilità di utilizzo o richiedono quantomeno particolari accorgimenti tecnici e tecnologie dedicate.
- di tipo **infrastrutturale**, ove citiamo, in particolare, la mancanza di una rete di distribuzione diffusa e strutturata e di stazioni di ricarica per i veicoli, che diventa, a sua volta, ostacolo per l'effettiva espansione degli stessi. Per quanto riguarda la **rete gas**, bisogna tenere conto degli importanti limiti strutturali delle reti esistenti, delle specifiche condizioni di progettazione delle nuove reti e dell'interoperabilità dei sistemi frontaliari, nonché del fatto che la miscelazione con l'idrogeno modifica le caratteristiche tecniche del gas naturale. In generale, l'immissione diretta dell'idrogeno nella rete del gas naturale presenta le seguenti problematiche:
  - l'**infragilimento** causato dall'idrogeno delle condotte di ferro e acciaio: questo fenomeno, che si accentua all'aumentare della concentrazione di idrogeno, può causare la propagazione di crepe nelle tubazioni e si manifesta soprattutto nelle reti ad alta pressione, in quanto le reti di distribuzione sono tendenzialmente realizzate in polietilene, materiale meno suscettibile all'infragilimento;
  - la **minore densità energetica** rispetto al gas naturale (rif. [TABELLA 3](#)): essendo il valore relativo al gas naturale più di tre volte superiore a quello dell'idrogeno, la minore erogazione di energia della miscela deve essere compensata da maggiori portate, ma la capacità delle condotte è limitata dalla pressione massima consentita, a sua volta imposta da vincoli di sicurezza;

Parameter	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub>
Potere calorifico superiore [MJ/m <sup>3</sup> ]	39.82	12.75
Densità relativa [m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ]	0.5548	0.0695
Indice di Wobbe [MJ/m <sup>3</sup> ]	53.54	48.37
Aria stechiometrica [mol/mol]	9.55	2.39
Velocità laminare di fiamma [cm/s]	36.7	275
Temperatura adiabatica di fiamma [K]	1950	2210
Limiti di infiammabilità in aria [% <sub>vol</sub> ]	5.3 , 15	4.1 , 74
Coefficiente di diffusione [cm <sup>2</sup> /s]	0.21	0.63

TABELLA 3 – Proprietà dell'idrogeno e del metano valutate a temperatura e pressione normale [Fonte: EASEE-gas]

- **problemi di compatibilità tecnica con alcuni componenti dell'infrastruttura** (es: stazioni di compressione, sistemi di stoccaggio - linepack, connessioni, stazioni di riduzione della pressione);
- **le emissioni fuggitive:** l'idrogeno, infatti, permea più facilmente le tenute a causa delle sue piccole dimensioni, dell'elevata diffusività e della bassa viscosità. Le emissioni fuggitive si verificano da valvole, connessioni, guarnizioni e anche attraverso le condotte in particolare per quelle in polietilene. Il tasso di perdita dell'idrogeno puro è fino a tre volte superiore rispetto a quello del gas naturale su base volumetrica, ma è inferiore su base energetica ed è trascurabile rispetto al volume totale trasportato (0.0005% - 0.001%).
- eventuali vincoli imposti da alcuni utilizzatori finali.
- di **"contesto"**, in particolare:
  - la mancanza di chiarezza e certezza di prospettive circa l'evoluzione della domanda, che frena gli investimenti nel settore;
  - la mancanza di norme tecniche specifiche e di standard commerciali lungo l'intera catena del valore dell'idrogeno;
  - la mancanza di un sistema univoco di valutazione della sostenibilità delle installazioni.

### 3. PROSPETTIVE E POTENZIALI APPLICAZIONI DELL'IDROGENO NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA

L'idrogeno dovrà rivestire un ruolo strategico nella transizione energetica del prossimo futuro. Tuttavia, risulta importante sottolineare che l'utilizzo di tale vettore deve essere visto come **complementare al percorso di "elettrificazione dei consumi"**, cioè risulta opportuno e in alcuni casi necessario, laddove l'alimentazione elettrica, per ragioni tecniche ed economiche, non riesca a soddisfare alcuni segmenti della domanda o per offrire servizi al sistema elettrico, in particolare in termini di bilanciamento della rete. In questa prospettiva l'idrogeno si configura come elemento di completamento e di accelerazione della decarbonizzazione del sistema economico. Affinché ciò avvenga è necessario intervenire lungo tutta la catena del valore, come sintetizzato in [FIGURA 1](#).

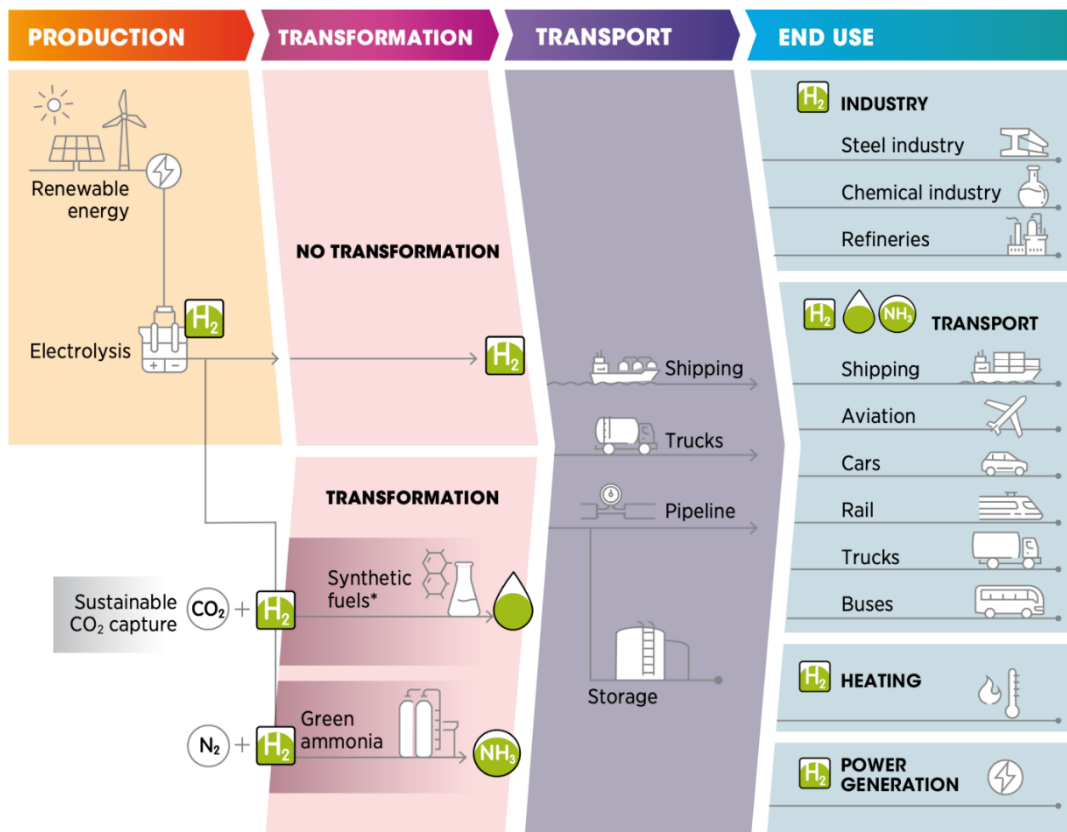


FIGURA 1 – Catena del valore dell'idrogeno verde [Fonte: IRENA<sup>6</sup>]

#### 3.1. Produzione di idrogeno verde

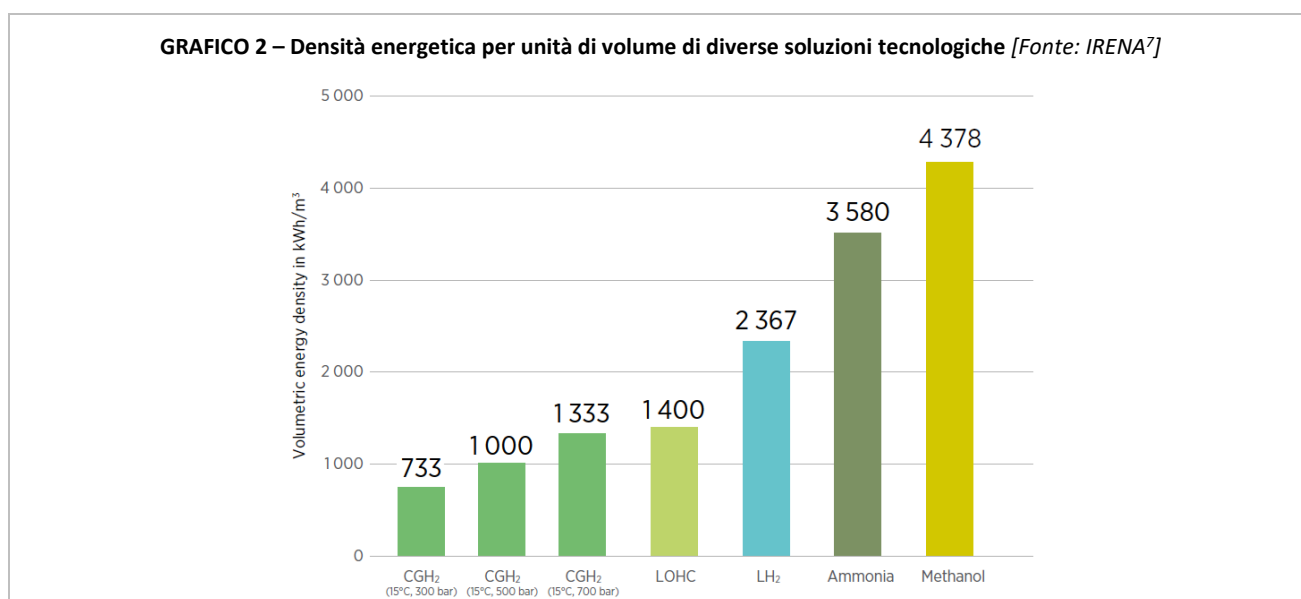
Affinché l'idrogeno verde possa rivelarsi un "game changer" per la transizione energetica, occorre renderlo **economicamente competitivo** con i processi di steam reforming. Il divario attuale potrebbe ridursi con l'aumento del costo delle emissioni di CO<sub>2</sub> nel sistema per lo scambio delle quote di emissione dell'Unione Europea (EU-ETS), in cui si ipotizza che il prezzo aumenterà gradualmente nei prossimi 10 anni da circa 30 a 40 euro a tonnellata e che ciò potrebbe comportare anche un aumento del prezzo dell'idrogeno grigio in Europa. Lo stesso impulso potrebbe essere dovuto alla volatilità dei prezzi del gas naturale o degli altri combustibili fossili utilizzati come materia prima, come particolarmente evidente in seguito al conflitto in Ucraina. Le attuali politiche energetiche, le relative misure di sostegno e le nuove opportunità di utilizzo nei diversi settori, potranno ulteriormente determinare una diminuzione del costo di produzione delle tecnologie per economie di scala. Il costo dell'elettrolisi dell'acqua, ad esempio, si

<sup>6</sup> IRENA 2021

prevede diminuirà di circa il 70% nei prossimi 10 anni grazie all'aumento della capacità installata globalmente. Risulta altresì fondamentale **aumentare la capacità produttiva delle imprese del settore e la taglia degli elettrolizzatori prodotti**, al fine di poter installare in poco tempo e a costi più sostenibili la potenza necessaria al percorso di decarbonizzazione. Affinché l'uso dell'idrogeno possa essere considerato effettivamente sostenibile, deve essere garantito il **principio di addizionalità**: nei casi in cui sia possibile un uso diretto dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, questa non deve essere deviata sulla produzione di idrogeno, in quanto l'elettrificazione diretta degli usi finali è, in linea generale, più efficace in termini di obiettivi di decarbonizzazione. Occorre al contrario **aumentare velocemente e massivamente la capacità produttiva da fonti rinnovabili** per garantire una generazione addizionale da dedicare all'idrogeno.

### 3.2. Trasporto, stoccaggio e distribuzione

Lo sviluppo dell'idrogeno sconta, come già accennato, la mancanza di un'infrastruttura che ne permetta agevolmente il trasporto, lo stoccaggio e la distribuzione. La fase del **trasporto** diventa essenziale quando gli impianti di produzione non sono vicini ai centri di consumo. Nel settore energetico, il trasporto di gas e prodotti petroliferi per lunghe distanze è consolidato ormai da tempo, ma l'idrogeno deve affrontare sfide ulteriori, a causa delle sue peculiari caratteristiche fisiche (rif. Cap. 2.1). In particolare, la sua bassa densità energetica per unità di volume rende necessarie soluzioni tecnologiche per ridurre i quantitativi di idrogeno trasportati (compressione, liquefazione, sintesi di altri vettori come l'ammoniaca, il metanolo, ecc.) (rif. [GRAFICO 2](#)).



Il trasporto può essere eseguito in diversi modi (su ruota, nave, tubazioni) e con diverse soluzioni tecnologiche e ogni combinazione è adatta per particolari usi e distanze, ma fronteggia sfide tecnico-economiche specifiche. Ad esempio, l'idrogeno compresso può essere trasportato con camion in serbatoi a pressioni comprese tra 200 e 700 bar, ma tale soluzione è sostenibile solo per brevi distanze e piccoli volumi, mentre al crescere della distanza è preferibile la liquefazione. Per lunghe distanze e grossi volumi, diventa strategico il trasporto tramite reti (rif. Cap. 3.2.1) o nave.

Anche lo **stoccaggio** è un aspetto tanto delicato quanto fondamentale. Le soluzioni attualmente disponibili sono:

- l'utilizzo di **serbatoi** caratterizzati da volumi limitati, pressioni elevate (nell'ordine dei 1000 bar) e utilizzati in modo frequente (giornaliero);
- le **formazioni geologiche sotterranee**, adatte a contenere volumi più importanti e che necessitano di pressioni inferiori (50-250 bar), indicate per intervalli di tempo più ampi (accumulo stagionale).

<sup>7</sup> Rif. [IRENA 2021](#)

### 3.2.1. Gasdotti e idrogenodotti

Attualmente, una delle soluzioni prospettate per trasportare grossi volumi di idrogeno per lunghe distanze è l'utilizzo dei **gasdotti**: l'idrogeno può essere immesso nella rete esistente di trasmissione/distribuzione del gas naturale in miscela (blending) con lo stesso.

Le concentrazioni ottimali dipendono fortemente dalle caratteristiche della rete esistente e dalle applicazioni finali. I tassi di miscelazione attualmente si attestano su valori piuttosto esigui in quanto a concentrazioni molto basse generalmente non emergono problematiche strutturali della rete di distribuzione e delle infrastrutture collaterali che richiedano investimenti o modifiche importanti. Non è ancora stato definito un livello di concentrazione univoco, ma in Europa alcuni paesi hanno predisposto dei limiti di immissione nazionali che variano in base alla qualità del gas naturale trasportato (potere calorifico, indice di Wobbe) e alla tolleranza dei componenti della rete più sensibili: in generale il limite varia da 0,1% (Belgio, Regno Unito, Olanda, Lettonia, Lituania) fino al 6% in Francia, mentre in Italia non sono ancora stati stabiliti. La mancanza di valori univoci può potenzialmente compromettere il mercato transfrontaliero.

Diversi studi suggeriscono, comunque, **l'immissione di una miscela non superiore al 15-20% in volume** di idrogeno: oltre tale valore pare preferibile una conversione totale della rete.

L'immissione dell'idrogeno nella rete di trasmissione del gas naturale riduce proporzionalmente il consumo di metano e quindi le emissioni in atmosfera di CO<sub>2</sub>, "decarbonizzando" parzialmente la rete gas e gli usi finali ad essa collegati. Inoltre, anche basse percentuali di idrogeno nella miscela di gas naturale potrebbero consentire l'assorbimento di quantità significative di energia rinnovabile non programmabile.

Tale strategia, seppur con una serie di limitazioni tecniche (rif. Cap. 2.3) e seppur a servizio principalmente di settori in cui possono essere presenti alternative tecnologiche preferibili, come nel settore civile (rif. Cap. 3.3.3), potrebbe quindi consentire di aumentare progressivamente i volumi di idrogeno, sfruttando la possibilità di utilizzare infrastrutture esistenti, favorendo le economie di scala necessarie a ridurre il costo di produzione dell'idrogeno verde, nonché fornendo agli operatori una stima affidabile dei volumi di idrogeno che potranno essere richiesti nei prossimi anni. Occorre tuttavia valutare attentamente tutte le ricadute sugli utilizzatori finali, sia in termini di aumento del costo della miscela fornita, sia della capacità tecnica degli impianti di utilizzare il nuovo mix, sia i sovraccosti nelle utenze che necessitano di idrogeno puro.

Un utilizzo "indiscriminato" di tale soluzione a servizio di settori in cui sono disponibili tecnologie migliori (come l'elettificazione dei consumi o l'efficientamento energetico degli edifici) potrebbe dirottare l'idrogeno disponibile dai settori *hard-to abate*, in cui lo stesso risulta fondamentale e non sostituibile.

In alternativa, è tecnicamente possibile immettere in rete **metano sintetico** prodotto dall'idrogeno con processi di metanazione: in questo caso l'immissione in rete non comporta costi aggiuntivi o barriere tecniche, ma il limite rimane, ad oggi, la bassa efficienza del processo e l'elevato costo del processo di cattura e metanazione della CO<sub>2</sub>, da aggiungere a quello della produzione di idrogeno da fonti rinnovabili.

A livello europeo, una prima visione condivisa di un'infrastruttura dedicata al trasporto dell'idrogeno è stata delineata a luglio 2020, in un "vision paper" prodotto dal gruppo di lavoro **European Hydrogen Backbone (EHB)**, composto inizialmente da 11 TSO di 9 Stati membri europei e della Svizzera. L'iniziativa, che vede attualmente la partecipazione di 31 operatori appartenenti a 25 Stati Europei oltre a Norvegia, Regno Unito e Svizzera, ha recentemente aggiornato il documento iniziale, al fine di recepire l'accelerazione imposta dalla comunicazione della Commissione Europea REPower EU. Nella strategia, si ipotizza al 2030 l'emergere di 5 corridoi che connettano i cluster industriali e le hydrogen valleys con le regioni caratterizzate da abbondante produzione di idrogeno, incluso il Nord Africa (rif. FIGURA 2). La rete dovrebbe poi estendersi e intensificarsi al 2040, basandosi in via prioritaria sulla riconversione della rete del gas esistente.

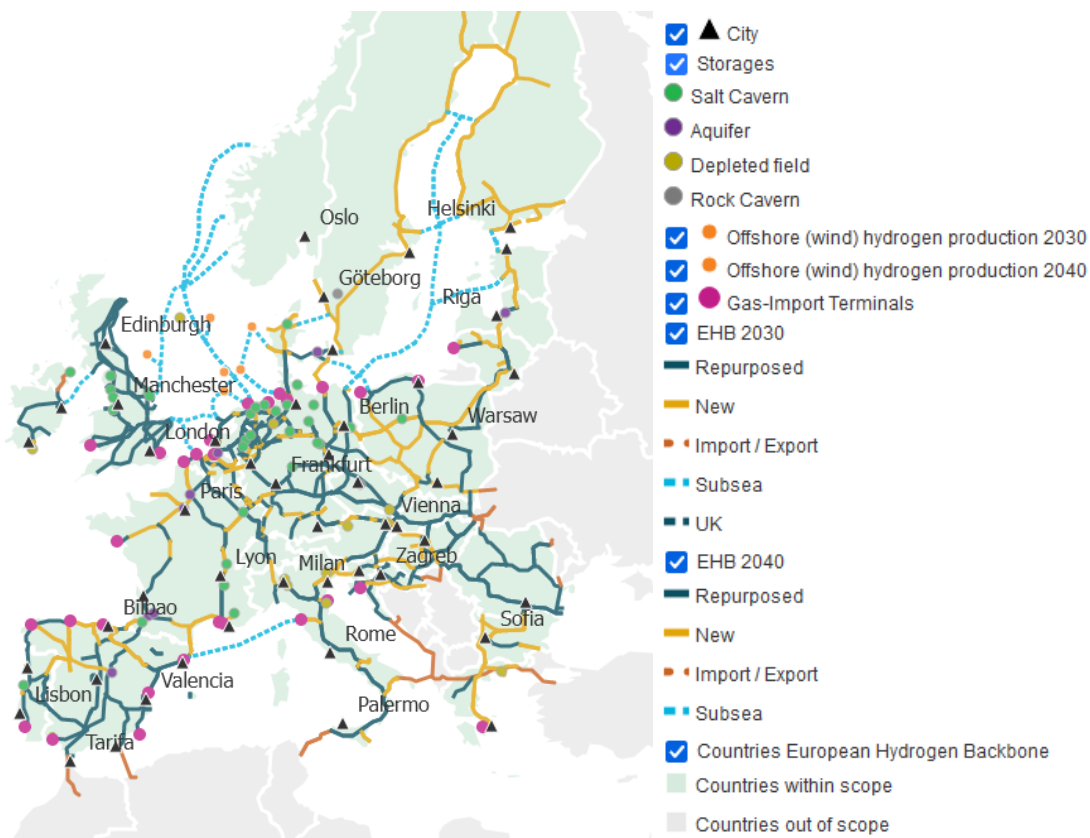


FIGURA 2 - European Hydrogen Backbone [Fonte: [EHB](#)]

### 3.2.2. Rete di distribuzione per i veicoli a idrogeno

Lo sviluppo di veicoli a idrogeno nel settore trasporti richiede un'implementazione coordinata dell'infrastruttura di trasporto ma anche delle stazioni di rifornimento dedicate (*HRS - Hydrogen Refueling Station*). Queste ultime variano come capacità e pressione a seconda della tipologia di veicoli che devono alimentare (700 bar per autovetture, 350 bar per mezzi pesanti). L'attuale diffusione delle stazioni di rifornimento in Europa, suddivise per tipologia, è riportata e aggiornata sul sito dell'[HRS Availability Map](#) (rif. FIGURA 3 e FIGURA 4). Salvo pochi territori pilota, le infrastrutture per il rifornimento sono ancora carenti e i costi d'investimento e di gestione sono elevati. Per il rifornimento dei mezzi, a oggi, vengono principalmente realizzate piccole stazioni di rifornimento con produzione di idrogeno in loco per flotte di autobus che tornano alla base per il rifornimento.

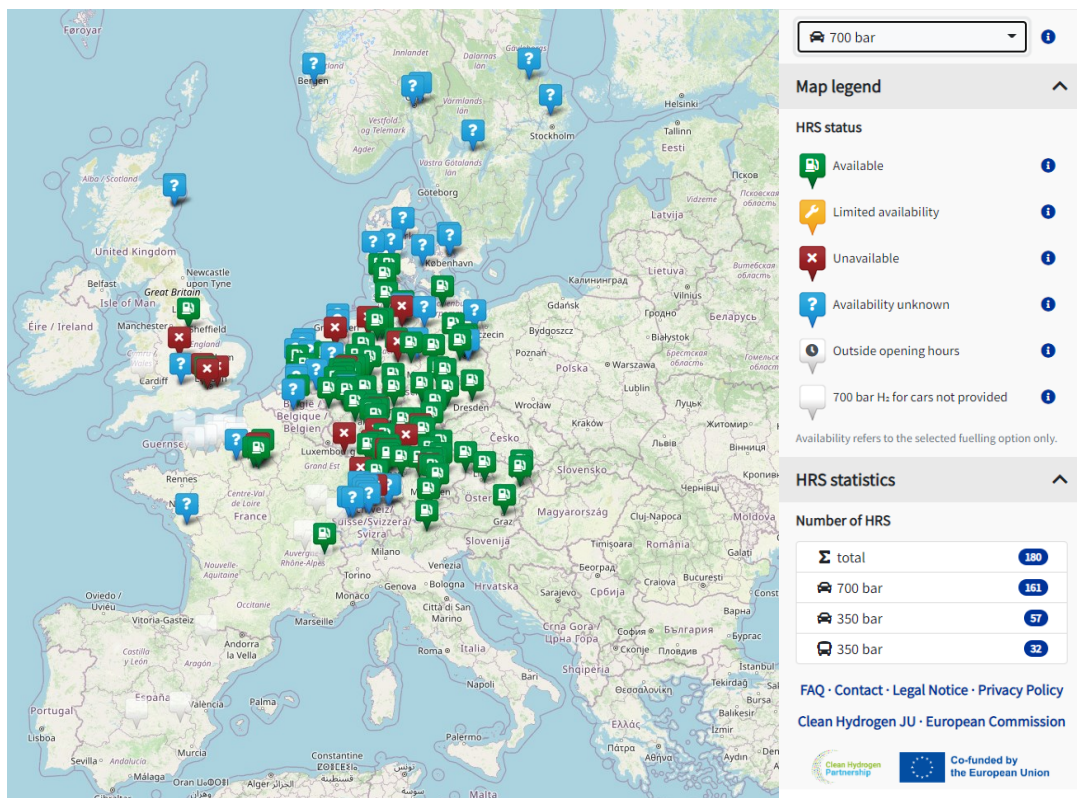


FIGURA 3 – Stazioni di rifornimento a 700 bar [Fonte: [HRS Availability Map](#)]

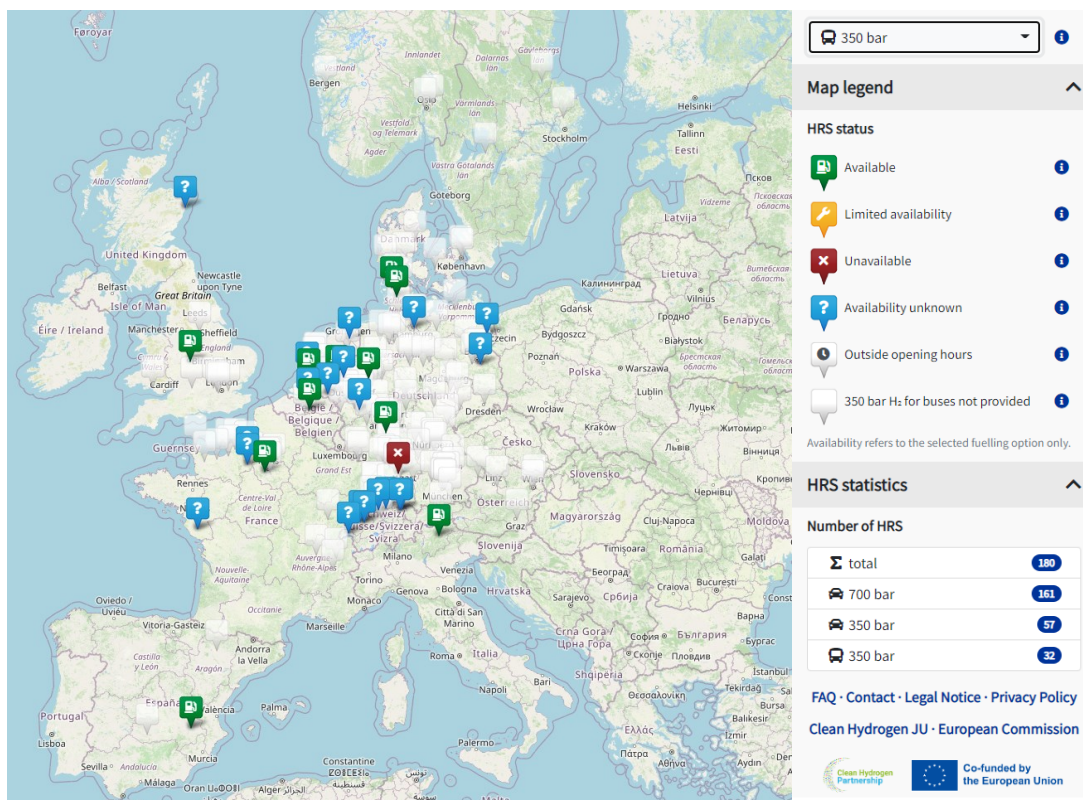


FIGURA 4 – Stazioni di rifornimento a 350 bar [Fonte: [HRS Availability Map](#)]



Lo sviluppo della rete di rifornimento per veicoli a idrogeno, in modo complementare a quella per i veicoli elettrici, sarà fondamentale per un effettivo sviluppo della tecnologia nel settore dei trasporti. La tematica è oggetto di recenti analisi da parte del **Clean Hydrogen Partnership**, il partenariato per l'idrogeno pulito in Europa per ricerca e innovazione, che ha sostituito la Fch JU (fuel cells and hydrogen joint undertaking), istituito con regolamento del Consiglio dell'UE a novembre 2021, e finanziato dall'UE e che, insieme all'Hydrogen Alliance, contribuirà agli obiettivi dell'Unione presentati nella strategia dell'idrogeno dell'UE.

### 3.3. Usi finali

Gli utilizzi dell'idrogeno sono in continua evoluzione e possono essere svariati e con impatti differenti a seconda del settore di utilizzo. Si riportano di seguito i principali ambiti di applicazione in cui l'idrogeno potrebbe avere un ruolo strategico nel processo di decarbonizzazione, senza entrare approfonditamente nel merito degli aspetti relativi ai costi delle tecnologie o delle applicazioni.

#### 3.3.1. Settore Industriale

Il settore industriale genera una parte rilevante delle emissioni di anidride carbonica, in particolare in quei processi che richiedono produzione di calore ad alta temperatura (superiore a 650 °C). Si riportano di seguito i principali ambiti di intervento in cui l'idrogeno verde può risultare strategico.

##### *Produzione "CO<sub>2</sub> neutral" dell'idrogeno per uso industriale (materia prima)*

Come già precedentemente descritto, l'idrogeno è utilizzato in molte industrie come **materia prima**. La richiesta attuale è coperta solo per circa il 5% da idrogeno verde, in quanto gli elevati costi di produzione ne limitano fortemente l'utilizzo, essendo il settore industriale particolarmente sensibile ai prezzi delle materie prime. La progressiva riduzione del costo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, dei costi di investimento degli elettrolizzatori e le altre misure volte a stimolare la competitività dell'idrogeno verde e blu dovrebbero garantire la progressiva sostituzione dell'idrogeno grigio, prioritariamente in quelle realtà industriali in cui l'utilizzo dell'idrogeno è ben consolidato e in cui i volumi sono tali da poter beneficiare di rapide riduzioni dei costi per effetti di scala.

Con riferimento alle industrie di **raffinazione del petrolio**, la crescente domanda di carburante a basso tenore di zolfo, dovuta ai requisiti sempre più stringenti sulle emissioni di inquinanti, ha determinato negli anni un trend in aumento della domanda di idrogeno per gli impianti di desolforazione. Tuttavia, in questo settore, seppur sia auspicabile la sostituzione dell'idrogeno in un'ottica di sostenibilità come sopra descritto, è difficile stimare i trend futuri e pianificare gli interventi, in quanto la domanda sarà fortemente dipendente dall'efficacia delle politiche di transizione energetica e della probabile conseguente diminuzione di produzione di carburanti di origine fossile.

##### *Industria siderurgica*

Oltre agli impieghi sopra esposti (rif. Cap. 2.2), l'idrogeno potrà trovare applicazione nell'industria siderurgica come **riducente diretto** del ferro e dell'acciaio fuso nell'altoforno, in sostituzione del carbon coke che è tipicamente utilizzato per tale scopo. Il processo di riduzione con carbone e coke rilascia in atmosfera una grande quantità di anidride carbonica, mentre la riduzione diretta del ferro (**DRI**) è un processo alternativo molto efficiente dal punto di vista energetico (a temperatura inferiore) che permette di soddisfare la crescente domanda di acciaio con minori emissioni di CO<sub>2</sub>. La tecnologia viene già utilizzata usando come riducente il gas naturale o il carbone ed è in forte espansione. In tale ambito l'uso dell'idrogeno, seppur richieda ulteriori sviluppi, risulta promettente e tecnicamente fattibile, come dimostrato dai primi impianti pilota realizzati o in fase di realizzazione. Anche in questo caso, la sostenibilità ambientale della tecnologia e la sua diffusione dipenderanno fortemente dalla capacità del sistema economico di rendere competitive le nuove tecnologie rispetto a quelle tradizionali e alla produzione di idrogeno grigio.

### **Altre applicazioni industriali**

Nei processi industriali che richiedono la produzione di calore ad alta temperatura (es: cemento e ferro, vetro e ceramica, ecc.), l'elettrificazione risulta spesso tecnicamente complessa ed economicamente non vantaggiosa. L'utilizzo dell'idrogeno comporta, invece, una serie di difficoltà tecniche, tra le quali: l'elevata velocità di combustione; la fiamma non visibile che rende difficile il monitoraggio "ottico"; il trasferimento di calore per irraggiamento relativamente basso; la necessità di creare nuovi rivestimenti all'interno dei forni per far fronte alla corrosività dell'idrogeno a contatto con alcuni metalli, ecc.. In tali casi, i combustibili sintetici potrebbero essere utilizzati nei forni esistenti senza richiedere modifiche, anche se attualmente i quantitativi disponibili e i costi di produzione ne limitano fortemente l'utilizzo.

### **Produzione di e-fuels (combustibili elettrici o carburanti sintetici)**

L'idrogeno verde potrà essere utilizzato per produrre **combustibili elettrici (e-fuels)**, combustibili liquidi o gassosi di origine sintetica (ad esempio: metano, metanolo, *DME*, benzina, diesel, cherosene, ...), cioè che sono stati prodotti dalla reazione tra idrogeno e anidride carbonica, seguita, eventualmente, da processi di liquefazione e upgrading.

La CO<sub>2</sub> utilizzata nel processo potrebbe, a sua volta, essere catturata dai gas esausti, dall'upgrading del biogas o direttamente dall'atmosfera: in questo modo le emissioni generate dalla combustione degli e-fuels sono compensate dalla quantità di CO<sub>2</sub> catturata e utilizzata per la sintesi del combustibile.

I combustibili elettrici potranno essere trasportati per mezzo delle infrastrutture esistenti e alimentare motori a combustione interna senza particolari modifiche, evitando elevati costi di investimento per nuove infrastrutture e nuove tecnologie. Inoltre, gli e-fuels possono sostituire completamente i combustibili fossili o essere miscelati con essi. La convenienza economica degli e-fuels è attualmente una sfida a causa dei costi di produzione elevati, anche se nei prossimi decenni si prevede che possano scendere a circa 1 \$/litro<sup>8</sup>. Si ipotizza che questi combustibili potranno cominciare ad essere prodotti a livello commerciale nel 2025.

Il loro potenziale è, però, prioritariamente indirizzato a quei settori specifici in cui le celle a combustibile non sono un'alternativa praticabile (aviazione e trasporto marittimo). Tuttavia, tra gli e-fuel vi è anche la produzione di metano sintetico che è possibile immettere nella rete del gas naturale. L'immissione in rete del metano sintetico non comporta alcuna barriera tecnica nell'infrastruttura del gas o presso gli utilizzatori finali. In questo caso le principali limitazioni rimangono, come già riportato, la bassa efficienza e l'elevato costo del processo di cattura e metanizzazione della CO<sub>2</sub> e della produzione di idrogeno da fonti rinnovabili.

### **3.3.2. Settore trasporti e mezzi "non road"**

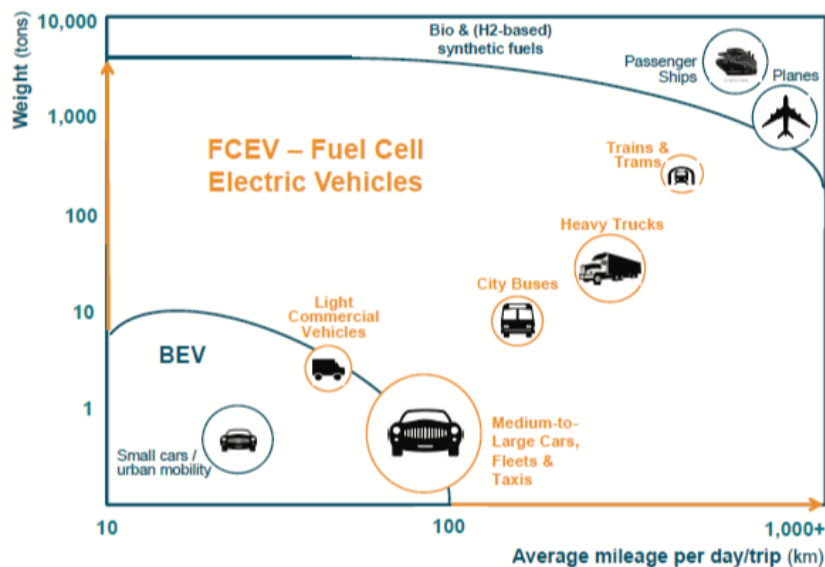
L'idrogeno riveste un particolare interesse nel settore della mobilità, sia per la difficoltà a trovare tecnologie efficaci per la decarbonizzazione dove il vettore elettrico non risulta competitivo, sia per la vicinanza alla maturità commerciale di molte tecnologie.

L'attuale mobilità si basa sull'utilizzo di carburanti fossili che, oltre a essere fonte di emissioni dirette in atmosfera, derivano da processi energivori, vengono a loro volta trasportati per lunghe distanze e risentono della dipendenza dai Paesi in cui si estraggono le materie prime e dal relativo quadro geo-politico.

I **veicoli elettrici a batteria (BEV)** stanno crescendo molto più rapidamente rispetto a quelli a idrogeno, in particolare per applicazioni urbane a corto raggio. Tuttavia, sempre con il presupposto di utilizzare idrogeno verde, i **veicoli elettrici a celle a combustibile (FCEV)** e i **veicoli con motore a combustione interna a idrogeno (HICEV)** possono rappresentare un'opzione di mobilità a basse emissioni di carbonio e prestazioni di guida maggiormente confrontabili con quelle dei veicoli tradizionali (autonomia e tempo di rifornimento) rispetto ai *BEV*. I veicoli a idrogeno potranno, infatti, essere complementari ai *BEV* nei segmenti di mercato ad alto ciclo di lavoro, come veicoli stradali a lunga distanza o ad alto tasso di utilizzo e con necessità di tempi di rifornimenti brevi (autocarri, autobus extra-urbani, taxi), nonché in treni, navi, aerei e mezzi industriali (carrelli elevatori, trattori, ecc..). I veicoli *FCEV*, sui

<sup>8</sup> Rif. *FCH-JU 2019*

quali si sta, infatti, indirizzando prioritariamente la produzione di veicoli a idrogeno, hanno una maggiore efficienza rispetto ai motori a combustione interna e contribuiscono anche alla riduzione locale delle emissioni di CO<sub>2</sub>, mentre i veicoli *HICEV* risultano promettenti negli ambiti in cui le celle a combustibile sono difficilmente applicabili (trasporti pesanti, aerei, navi). Gli e-fuels possono tuttavia contribuire efficacemente alla riduzione delle emissioni nel settore trasporti nel breve-medio termine, in quanto possono essere utilizzati nei motori a combustione interna, inizialmente come miscela con i combustibili tradizionali e successivamente in loro sostituzione. Nella successiva **FIGURA 5** si rappresenta le potenziali applicazioni nel settore dei trasporti delle tecnologie *BEV*, *FCEV* e bio/e-fuel.



**FIGURA 5 - Potenziali applicazioni nel settore dei trasporti delle tecnologie BEV, FCEV e bio/e-fuel** [Fonte: IRENA]

Come per i *BEV*, lo sviluppo delle tecnologie *FCEV* richiede, quale condizione abilitante, un'implementazione coordinata dell'infrastruttura e delle stazioni di rifornimento dedicate (*HRS*) (rif. Cap. 3.2.2).

### Autovetture

Per quanto riguarda il segmento delle autovetture, la diffusione dei *BEV* è preponderante rispetto alle tecnologie a idrogeno. Tuttavia, gli ambiti caratterizzati da tassi di utilizzo elevati e tempi di rifornimento brevi (taxi, consegna merci) e dalla necessità di utilizzare mezzi di medie-grandi dimensioni, si stanno indirizzando verso i veicoli *FCEV*. Diverse case automobilistiche hanno iniziato la commercializzazione dei veicoli elettrici a celle a combustibile in alcune regioni del mondo (Giappone, California, Europa e Cina). Toyota, Hyundai e Honda hanno commercializzato automobili a celle a combustibile con autonomia di 385-750 km. La potenza tipica delle celle a combustibile utilizzate sui veicoli leggeri è di 80-90 kW, il consumo di idrogeno è di 0,76-1 kg H<sub>2</sub>/100 km e il serbatoio di stoccaggio è di circa 5-6 kg.<sup>9</sup> A titolo informativo, attualmente il costo dei *FCEV* già sul mercato è compreso tra 50.000 e 80.000 euro per modelli del segmento medio o medio-alto (quasi il doppio di un'auto elettrica o ibrida con caratteristiche analoghe).

### Autobus

Gli autobus elettrici a celle a combustibile sono in fase di commercializzazione. I costi di produzione sono diminuiti significativamente negli ultimi anni e diversi progetti sperimentali hanno dimostrato che la tecnologia è tecnicamente valida. Un esempio applicativo si ha nella provincia di Bolzano, nella quale sono stati messi inizialmente in servizio 5 prototipi ed è stata successivamente introdotta una nuova flotta con 12 prototipi nel 2021, i cui mezzi hanno circa 350 km di autonomia. Applicazioni analoghe sono attuabili nel breve periodo soprattutto a flotte di veicoli che tornano alla base per il rifornimento.

<sup>9</sup> FCH JU 2017

Per le tratte extra-urbane e per percorsi “di montagna”, non ci sono ancora mezzi in fase di commercializzazione, ma è previsto che gli stessi possano essere resi disponibili in pochi anni.

### **Autotrasporti**

Attualmente, nel settore dell'autotrasporto l'idrogeno può trovare la sua applicazione principalmente come combustibile elettrico e-fuel, utilizzabile nei motori a combustione interna in miscela o sostituendo i combustibili tradizionali. Per quanto riguarda i veicoli a batteria o a celle a combustibile al momento le potenze richieste dai mezzi di trasporto su strada non rendono tali tecnologie competitive. Stime *IEA* prevedono che i camion elettrici a celle a combustibile potranno iniziare a entrare nella flotta in numero significativo solo intorno al 2040, quando si auspica che i costi saranno minori grazie ad economie di scala nel settore. I veicoli a celle a combustibile a idrogeno non sono ancora tecnicamente o economicamente redditizi per molte condizioni operative degli autocarri, in particolare per trasporti a lungo raggio. La potenza media richiesta da un veicolo pesante è 2-4 volte superiore alla potenza di un veicolo leggero (160-360 kW), e arriva anche a 750 kW. Il consumo di idrogeno dipende dal grado di ibridizzazione del veicolo, variando tra 7,5 e 15,7 kg/100 km con un'autonomia del mezzo di 320 - 1300 km. Tuttavia, il settore autotrasporti rimane uno dei potenziali usi finali più interessanti dell'idrogeno nel medio termine, soprattutto per la maggiore autonomia che garantisce rispetto ai veicoli con batteria.

### **Trasporto ferroviario**

Nel settore ferroviario, l'idrogeno costituisce una valida alternativa per sostituire le locomotive diesel dove l'elettificazione della rete ferroviaria non è realizzabile per problemi tecnici o economici. In generale, i treni a idrogeno risultano vantaggiosi qualora vengano utilizzati su tratte non elettrificate più lunghe di 100 km o per tratte a basso utilizzo che raggiungono anche aree più rurali<sup>10</sup>. La tecnologia garantisce lunga autonomia (fino a 1000 km e 18 ore di servizio) ed elevata potenza nominale, nonché tempi di rifornimento brevi e può offrire vantaggi nei casi di trasporto transfrontaliero in quanto utilizzabile. I requisiti di servizio e manutenzione di un treno a celle a combustibile comportano costi operativi simili a quelli dei treni elettrici o diesel, a eccezione dei componenti relativi al gruppo propulsione e dei serbatoi di stoccaggio dell'idrogeno. Nonostante gli investimenti iniziali richiesti, inclusa la riqualificazione del personale di manutenzione, gli studi più recenti prevedono costi di manutenzione nel lungo periodo inferiori a quelli della tecnologia diesel.

Nella conversione della tecnologia, occorre considerare le aree di immagazzinamento dell'idrogeno che, se su copertura, possono portare a cambiamenti nelle dimensioni che devono essere considerate in relazione all'infrastruttura esistente.

### **Trasporto marittimo**

Nel settore marittimo, lo sviluppo di sistemi di propulsione a idrogeno è considerato una potenziale opzione per la navigazione a lunga distanza. Per raggiungere l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra fissato dall'Organizzazione Marittima Internazionale (*IMO*) al 50% entro il 2050<sup>11</sup>. Stime *IEA* indicano come strada percorribile per la decarbonizzazione del settore marittimo un'iniziale sostituzione parziale dei combustibili fossili con biocarburanti fino al 2050 (miscelabili a quote gradualmente più elevate senza modifiche significative a navi e sistemi di alimentazione) e successivamente la sostituzione delle navi a fine vita con navi dotate di tecnologie di propulsione compatibili con ammoniaca e idrogeno. Le navi alimentate a idrogeno sono in fase iniziale di sviluppo tecnologico. In questo ambito, il principale svantaggio è la bassa densità volumetrica dell'idrogeno. Si prevede pertanto che l'idrogeno verrà utilizzato principalmente per la navigazione di breve-media distanza e principalmente in forma compressa. L'ammoniaca è potenzialmente interessante come carburante per la navigazione, in quanto più facile da immagazzinare e trasportare rispetto all'idrogeno, ma per contro è caratterizzata da elevata tossicità che può causare

---

<sup>10</sup> Rif. *RUF 2019*

<sup>11</sup> Rif. *UNFCC 2018*

grave inquinamento nell'acqua in caso di perdite. L'ammoniaca può essere utilizzata in una cella a combustibile o in un *ICE* convenzionale ma sono necessari ulteriori progressi tecnologici perché le celle a combustibile ad ammoniaca diventino una tecnologia praticabile. Alcuni produttori di motori marittimi hanno iniziato a sviluppare motori bi-fuel che possono essere alimentati anche ad ammoniaca.

Le celle a combustibile possono agevolmente, per contro, essere utilizzate per sostenere l'alimentazione elettrica di bordo e a terra, attualmente spesso basata su generatori diesel o a olio combustibile, per eliminare le emissioni inquinanti nei porti.

### Trasporto aereo

Le emissioni del settore aereo sono difficili da abbattere in quanto l'aviazione richiede combustibili ad alta densità energetica (principalmente cherosene). Pertanto, nonostante gli sviluppi tecnologici, è improbabile che le batterie elettriche possano fornire una densità sufficiente per rendere gli aerei elettrici adatti a voli di medio-lungo raggio.

Si ipotizza pertanto che i **carburanti sostenibili per l'aviazione (SAF)** svolgeranno un ruolo importante per la riduzione delle emissioni in questo settore a lungo termine. Il cherosene sintetico, prodotto dall'ossidazione termochimica di idrogeno e anidride carbonica, consente la miscelazione o la completa sostituzione del combustibile fossile, in quanto ha le stesse caratteristiche del combustibile tradizionale.

La propulsione elettrica basata su celle a combustibile nel settore dell'aviazione è stata sviluppata, invece, per **piccoli velivoli a elica**. Sono stati sperimentati piccoli velivoli (< 5 passeggeri) che raggiungono velocità di 200 km/h e hanno un'autonomia di 750-1500 km<sup>12</sup>. Le celle a combustibile non hanno densità energetica sufficiente per gli aerei a reazione, ma possono essere utilizzate per l'alimentazione di bordo.

### Altri mezzi

La tecnologia delle celle a combustibile sta trovando applicazione anche su mezzi "particolari" come carrelli elevatori, battipista e trattori:

- **carrelli elevatori:** in questo segmento di mercato, i mezzi a celle a combustibile sono già una soluzione commerciale, con migliaia di unità installate nei magazzini di grandi aziende degli Stati Uniti. La potenza dei carrelli elevatori è compresa indicativamente tra 2,5 e 4,5 kW, l'autonomia è di circa 8 ore e il tempo di ricarica è inferiore a 3 minuti;
- **battipista:** un'azienda italiana ha realizzato il primo prototipo al mondo di battipista con motore elettrico alimentato a idrogeno. I dati tecnici (potenza motore massima di 400 kW e una coppia massima disponibile di 2300 Nm, autonomia di circa 4 ore) sono confrontabili con quelli del modello alimentato a gasolio;
- **trattori e mezzi d'opera:** sono già stati sperimentati prototipi di trattori ed escavatori che hanno superato test di durata e funzionalità. In particolare, il primo prototipo di trattore alimentato da celle a combustibile a idrogeno risale al 2009 e successivamente lo stesso costruttore americano ha presentato un nuovo modello con prestazioni confrontabili con modelli analoghi alimentati a gasolio.

### 3.3.3. Settore civile

Le tecnologie basate sui combustibili fossili per il riscaldamento degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria devono essere sostituite principalmente con pompe di calore elettriche e altre fonti di energia rinnovabile. Stime *IEA* prevedono che il contributo dell'idrogeno rappresenterà solo l'1,5% della riduzione totale delle emissioni di CO<sub>2</sub> derivante dal settore civile<sup>13</sup>. Tuttavia, il mercato delle caldaie e dei cogeneratori si sta evolvendo nel fornire anche soluzioni in tale ambito. Alcune aziende stanno già proponendo i primi modelli di caldaie a idrogeno, precisando

<sup>12</sup> Rif. *FCH JU 2017*

<sup>13</sup> Rif. *IEA 2021*

che, con tale termine, possono essere indicate due tecnologie distinte e con ambiti di applicazione completamente differenti: le caldaie *H<sub>2</sub> ready per il blending* e quelle *100% H<sub>2</sub> ready*<sup>14</sup>.

Considerate le differenze tra le caratteristiche fisiche di metano e idrogeno (rif. Cap. 2), le caldaie "*H<sub>2</sub> ready*" per il *blending*, puntano a sopperire alle perdite di potere calorifico<sup>15</sup> della miscela attraverso la modulazione del combustibile in ingresso, al fine di garantire comunque il corretto rapporto stechiometrico tra aria e combustibile, nei limiti di tolleranza dei vari componenti (valvole e bruciatori).

Nel secondo caso, invece, si tratta di caldaie progettate per la riconversione a idrogeno. È presumibile che l'idrogeno, in prospettiva, venga distribuito attraverso la rete esistente del gas naturale, con una pressione maggiore rispetto a quella attuale: di conseguenza, è necessario intervenire sulle caratteristiche del bruciatore e della valvola di regolazione delle caldaie, nonché sul sistema di combustione, regolazione e controllo della fiamma.

### 3.4. Servizi per il settore elettrico

Come già precedentemente accennato, l'idrogeno deve essere una soluzione complementare e sinergica con la progressiva elettrificazione dei consumi e con l'installazione di nuove fonti rinnovabili. In particolare l'idrogeno, se utilizzato su larga scala, potrebbe essere un valido strumento per far fronte alle ampie oscillazioni di produzione e consumo di energia elettrica.

Il suo utilizzo permette infatti di:

- intercettare la sovrapproduzione (**overgeneration**) da **fonti rinnovabili non programmabili** (in particolare fotovoltaico ed eolico) e stoccare tale energia anche per lunghi periodi, fornendo altresì un importante servizio di bilanciamento della rete elettrica e soddisfacendo i picchi di domanda non contestuali alla produzione;
- contribuire al **sector coupling**, vale all'integrazione del settore elettrico e del settore termico ottimizzando le possibili sinergie nella generazione, trasporto e distribuzione di elettricità e gas e aumentando il livello di flessibilità del sistema di approvvigionamento energetico.

La rieletrificazione dell'idrogeno (**Power-to-Power**) potrebbe essere un'opzione promettente a lungo termine per lo **stoccaggio stagionale** di grandi quantità di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili non programmabili nei momenti di eccesso di produzione. L'energia viene convertita in idrogeno, che viene a sua volta stoccato per essere riconvertito in energia elettrica (con turbine a gas o celle a combustibile), quando la domanda di energia elettrica supera la produzione.

Tali sistemi, che permettono potenzialmente di adeguare la variabilità della generazione alle esigenze della domanda, non sono attualmente convenienti a causa della bassa efficienza totale del sistema (~40%) e agli elevati costi di investimento, in confronto alle batterie che sono generalmente meno costose e presentano un'efficienza di conversione migliore. L'idrogeno non presenta, per contro, problemi di aut scarica e assicura una durata più lunga e una maggiore tolleranza alle temperature elevate. I sistemi di ri-elettrificazione per l'alimentazione di sistemi isolati (off-grid) che presentano costi elevati dell'elettricità di origine fossile (aree remote e isolate, comunità isolate o alpine) rappresentano un potenziale mercato di nicchia. In questo caso, la combinazione dello stoccaggio di idrogeno con quello infra-giornaliero in batterie potrebbe diventare una soluzione percorribile. Si può già ipotizzare un potenziale mercato di nicchia per l'alimentazione di sistemi isolati (off-grid), per l'alimentazione stazionaria di gruppi di continuità o per sistemi di backup dell'alimentazione di apparecchiature di rete e data center.

<sup>14</sup> È probabile che questa tecnologia venga utilizzata prioritariamente in settori industriali hard-to-abate.

<sup>15</sup> Una miscela al 10% di H<sub>2</sub> può far perdere circa il 7% di potere calorifico rispetto al metano.

## 4. STRATEGIE EUROPEE E NAZIONALI

Le politiche regionali in materia di idrogeno sono fortemente dipendenti dalle strategie delineate a livello sovraordinato, in particolare europeo e nazionale. Si riportano, pertanto, di seguito i principali documenti di indirizzo da tenere in considerazione.

### 4.1. Quadro europeo

La produzione e l'uso efficiente dell'idrogeno, oltre a contribuire alle politiche di decarbonizzazione dei settori hard-to-abate, possono generare una forte crescita dell'economia europea e comportare la nascita e lo sviluppo di nuove filiere industriali ad alto contenuto tecnologico.

#### 4.1.1 Hydrogen strategy

L'idrogeno è al centro delle politiche energetiche e industriali dell'Unione Europea ed è richiamato nei principali documenti strategici e pianificatori della stessa. In particolare, la visione su tale tematica è stata inizialmente delineata a luglio 2020 nella Comunicazione della Commissione Europea "**A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe**"<sup>16</sup>, che ha individuato l'idrogeno come una priorità per raggiungere il Green Deal europeo<sup>17</sup> e ha dato un quadro d'insieme di come l'idrogeno possa contribuire alla transizione energetica dell'Unione Europea. Il documento riconosce la centralità dell'energia elettrica rinnovabile nel processo di decarbonizzazione, ma ne individua anche i limiti, prevedendo per il futuro un sistema energetico integrato in cui l'idrogeno potrà assumere, gradualmente, un ruolo sempre più importante.

La strategia prevede di intervenire su diversi filoni d'azione, con un approccio volto a **valorizzare l'intera catena del valore** e mettendo in campo diverse forme di supporto per sostenere e accelerare la creazione di un mercato dell'idrogeno, senza comportare costi irrecuperabili e nel rispetto delle regole sulla concorrenza. In particolare il documento pone l'accento su:

- focalizzare la creazione di **nuovi mercati-guida**, in particolare nel settore industriale e dei trasporti;
- **augmentare progressivamente la produzione di idrogeno**, sia rinnovabile che a basse emissioni di carbonio, con tecnologie di produzione sviluppate in Europa;
- sviluppare un'importante agenda di investimenti;
- creare un **quadro normativo** chiaro e favorevole, che possa abilitare lo sviluppo dell'idrogeno;
- creare una **tassonomia** comune per la certificazione dell'idrogeno a basse emissioni di carbonio e rinnovabile;
- creare l'**infrastruttura** necessaria per uno sviluppo di larga scala, basata sui principi di accessibilità e non discriminazione;
- promuovere **ricerca e innovazione** (sia in ambito generazione, infrastrutture e usi finali, sia nella definizione di standard tecnici comuni e nelle valutazioni di impatto ambientale, sia nell'ambito delle materie prime considerate "critiche");
- sviluppare la **cooperazione** sia nell'ambito dell'Unione Europea (es: *Clean Hydrogen Partnership*), sia a livello internazionale (es: *International Partnership for a Hydrogen Economy –IPHE* o *Africa-Europe Green Energy Initiative*, ...).

Per supportare tale strategia, la Commissione Europea ha lanciato la *European Clean Hydrogen Alliance* che riunisce il settore industriale, le autorità pubbliche nazionali e locali, la comunità scientifica in tema di ricerca e innovazione, la società civile e altre parti interessate con l'obiettivo di mettere in campo progetti per lo sviluppo della filiera dell'idrogeno entro il 2030. Tra gli obiettivi principali vi è quello di sviluppare un'agenda di investimenti per stimolare produzione e uso dell'idrogeno, creando le basi per un "ecosistema" industriale dell'idrogeno in Europa che sia sostenibile e competitivo.

La strategia delinea una **Road Map suddivisa in tre fasi**, di seguito riepilogate in TABELLA 4.

<sup>16</sup> Rif. COM(2020) 301 final

<sup>17</sup> Rif. COM(2019) 640 final

FASE	PERIODO	OBIETTIVI
1	2020-2024	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Installare almeno <b>6 GW</b> di elettrolizzatori e produrre <b>1 milione di tonnellate di idrogeno rinnovabile</b>, prioritariamente in prossimità degli utilizzatori finali e alimentati da fonti energetiche rinnovabili presenti in loco;</li> <li>• Decarbonizzare prioritariamente la produzione di idrogeno esistente (es: settore chimico) e introdurre l'idrogeno in nuovi usi finali (processi industriali e trasporto pesante);</li> <li>• Introdurre tecnologie di cattura del carbonio;</li> <li>• Iniziare la pianificazione di una infrastruttura di trasporto dedicata;</li> <li>• Incentivare, sia lato produzione sia lato domanda, i mercati "guida" per aumentare la competitività con le soluzioni tradizionali;</li> <li>• Dispiegare un'importante agenda di investimenti.</li> </ul>
2	2025-2030	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Installare almeno <b>40 GW</b> di elettrolizzatori e produrre <b>10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile</b>;</li> <li>• Far progressivamente diventare l'idrogeno rinnovabile competitivo con le altre forme di produzione;</li> <li>• Introdurre nuove applicazioni nell'industria, nei trasporti (autotrasporto, ferrovie, trasporto marittimo) e nel bilanciamento del sistema elettrico;</li> <li>• Incrementare l'utilizzo di sistemi di cattura del carbonio;</li> <li>• Sviluppare Hydrogen Valleys;</li> <li>• Sviluppare infrastrutture per il trasporto dell'idrogeno da aree con forte potenziale produttivo ad aree di forte richiesta e una rete di stazioni di rifornimento per i veicoli.</li> </ul>
3	2030-2050	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Raggiungere la maturità nelle principali tecnologie dell'idrogeno;</li> <li>• Implementare soluzioni basate sull'idrogeno in tutti i settori non facilmente decarbonizzabili per i quali altre alternative non sono praticabili o hanno costi più elevati;</li> <li>• Incrementare fortemente l'elettricità prodotta da FER, con previsione che un quarto sia utilizzata nella produzione di idrogeno.</li> </ul>

TABELLA 4 – Fasi della RoadMap europea al 2050 [Fonte: Commissione Europea]<sup>18</sup>

#### 4.1.2 REPowerEU

Rispetto a tale visione, in seguito al conflitto in Ucraina, l'Unione Europea ha recentemente sancito, con propria comunicazione "REPowerEU: azione europea comune per un'energia più sicura, più sostenibile e a prezzi più accessibili"<sup>19</sup>, la necessità di imprimere una forte accelerazione nel processo di decarbonizzazione e un rafforzamento dell'obiettivo di autonomia energetica. Tale documento precede due filoni di azione, volti rispettivamente ad:

- **affrontare l'emergenza**, sia calmierando i prezzi al dettaglio e sostenendo le imprese fortemente esposte, sia assicurando livelli di stoccaggio di gas adeguati ad affrontare il prossimo inverno;
- **affrancarsi dalla dipendenza dei combustibili fossili russi**, sia diversificando gli approvvigionamenti di gas, sia accelerando la transizione energetica. In tale ambito, la Commissione si pone obiettivi ancora più sfidanti rispetto alla precedente strategia in materia di idrogeno, **incrementando a 20 Mt i quantitativi complessivamente importati/prodotti annualmente entro il 2030**. Per fare ciò, occorre concentrarsi sulla promozione del mercato dell'idrogeno, sullo sviluppo di un'infrastruttura integrata per il gas e l'idrogeno e sullo sviluppo di soluzioni innovative in ambito industriale.

<sup>18</sup> Rif. [COM\(2020\) 301 final](#)

<sup>19</sup> Rif. [COM\(2022\) 108 final](#)



### 4.1.3 “Strategia per una mobilità sostenibile e intelligente” e revisione della direttiva DAFI

A livello europeo, occorre poi considerare anche che la Commissione ha adottato la comunicazione “**Strategia per una mobilità sostenibile e intelligente**”<sup>20</sup>, in cui ha posto le basi, stabilendo altresì tappe concrete, per far sì che il sistema dei trasporti dell’UE possa evolvere sulla rotta di un futuro sostenibile. A luglio 2021 è poi stata pubblicata la “**Proposta di regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla realizzazione di un’infrastruttura per i combustibili alternativi, che abroga la direttiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio**”, cioè la revisione della precedente “Directive Alternative Fuel Initiative” (DAFI). Nel documento si pone l’attenzione sul fatto che la diffusione e l’utilizzo di combustibili a basse emissioni di carbonio deve essere accompagnata dalla **realizzazione di una rete globale di infrastrutture di ricarica e rifornimento avente una base geografica ben distribuita**, in quanto gli utilizzatori finali cambieranno mezzo di trasporto solo quando sarà garantita la possibilità di ricarica/rifornimento in tutto il territorio UE e con la stessa facilità che contraddistingue i combustibili fossili. Il documento sottolinea l’importanza di non avere territori esclusi dallo sviluppo di tali infrastrutture e che vengano minimizzate le disparità regionali, accelerando lo sviluppo dell’infrastruttura e ponendo la dovuta attenzione all’interoperabilità dei sistemi, a garantire informazioni trasparenti per i consumatori e ad attivare sistemi di pagamento comuni. Nella proposta sono previsti obiettivi minimi di sviluppo delle diverse infrastrutture.

### 4.1.4 Horizon Europe (2021-2027)

Il programma quadro Horizon Europe (2021-2027) ha definito le priorità di ricerca, declinandole nei seguenti argomenti principali:

- **Produzione:** RM01 – Electrolysis; RM02 - Other modes of production; RM03 - Role of electrolysis;
- **Accumulo e distribuzione:** RM04 - Bulk storage; RM05 - Gas grid; RM06 - Liquid carriers; RM07 - Non gas grid distribution; RM08 - Key technos for distribution;
- **Usi finali;**
- **Trasporti:** RM09 – HRS; RM10 - Building blocks; RM11 - Trucks and large vans; RM12 - Waterborne; RM13 – Aviation; RM14 – Rail; RM15 – Coaches;
- **Industria:** RM17 - Turbines and burners; RM18 - H2 in Industry;
- **Edilizia:** RM16 - Stationary FC;
- **Aspetti trasversali:** RM19 - Cross-cutting; RM20 - Supply chain; RM21 - H2 Valleys.

## 4.2. Quadro nazionale

A **livello italiano**, la tematica dell’idrogeno è stata trattata, inizialmente, con il D.Lgs. 257/2016 di recepimento della direttiva **DAFI** ed è attualmente in evoluzione.

### 4.2.1. SEN e PNIEC

Successivamente, l’Italia ha definito la propria strategia per il Clima nel 2017 con la **Strategia Energetica Nazionale (SEN)** e poi, nel 2019, con il **Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC)**. Quest’ultimo documento, in particolare, delinea la strategia ambientale fino al 2030, in coerenza ai precedenti obiettivi europei di riduzione di CO<sub>2</sub> del 40% entro il 2030. Nel **PNIEC** viene delineato il ruolo dell’idrogeno nel raggiungimento di tali obiettivi, prevedendone un utilizzo in particolar modo per la gestione dell’overgeneration elettrica (ad esempio, con applicazioni Power-to-Gas) e nel settore dei trasporti (con un obiettivo di penetrazione di carburanti rinnovabili nei trasporti pari all’1% al 2030). Gli obiettivi del documento sono però stati superati dai più recenti obiettivi dell’UE di neutralità climatica entro il 2050 e dall’obiettivo intermedio di riduzione netta di almeno il 55% delle emissioni di gas serra entro il 2030. Il documento dovrà pertanto essere rivisto e adeguato ai nuovi e più sfidanti obiettivi europei, che già hanno guidato la redazione del *Piano Nazionale italiano di Ripresa e Resilienza*.

<sup>20</sup> Rif. COM(2020) 789 final

#### 4.2.2. Strategia Nazionale Idrogeno – Linee Guida Preliminari

A fine del 2020 è stato emanato il documento **Strategia Nazionale Idrogeno – Linee Guida Preliminari**, che intende fornire una prima visione strategica sul ruolo dell'idrogeno nel percorso nazionale di piena decarbonizzazione dell'economia al 2050. Il documento prevede due obiettivi su periodi temporali diversi:

- nel **breve termine** (2030), l'idrogeno dovrebbe arrivare a una penetrazione del **2%** nei consumi energetici finali di circa 0,7 Mt/anno), dando priorità ad alcune applicazioni selezionate (chimica, raffinazione petrolifera e mobilità, in particolare camion a lungo raggio e ferrovie), al fine di porre le basi per una filiera nazionale dell'idrogeno necessaria per sfruttarne appieno il potenziale (rif. FIGURA 6 e FIGURA 7);
- nel **lungo periodo** (2050), dovrebbe essere raggiunta una penetrazione del 20% nei consumi energetici finali, concorrendo significativamente al processo di decarbonizzazione, soprattutto nei settori hard-to-abate.



FIGURA 6 - Obiettivi al 2030 e al 2050 di penetrazione dell'idrogeno nei consumi finali [Fonte: [MISE<sup>21</sup>](#)]



FIGURA 7 – Numeri chiave al 2030 nello sviluppo dell'idrogeno [Fonte: [MISE<sup>22</sup>](#)]

<sup>21</sup> Rif. [MISE 2020](#)

Per quanto riguarda gli **usi finali**, le linee guida prevedono che al 2030 l'immissione dell'idrogeno nella rete gas, la creazione delle prime hydrogen valleys e lo sviluppo di progetti pilota potranno stimolare e accelerare la crescita del mercato dell'idrogeno (rif. [TABELLA 5](#)).

TEMA	OBIETTIVO AL 2030	NOTE
<b>Camion a lungo raggio</b>	<i>Penetrazione di almeno il 2% di camion a lungo raggio con tecnologia <b>FCEV</b> (da valutare percentuali più significative, 5-7%)</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Il segmento dei camion a lungo raggio rappresenta il 5-10% delle emissioni complessive del settore trasporti;</li> <li>• Evoluzione negli standard di emissione per gli Original Equipment Manufacturers (<b>OEM</b>): riduzione del 15% delle emissioni sui nuovi veicoli venduti al 2025 e del 30% al 2030;</li> <li>• Importanza dei parametri tecnici nella scelta delle nuove tecnologie in questo settore (es: tempi di rifornimento);</li> <li>• Necessario realizzare una rete di rifornimento dedicata, con priorità agli itinerari strategici). Possibili impatti dalla revisione della direttiva <b>DAFI</b>.</li> </ul>
<b>Treni</b>	<i>Conversione a idrogeno delle tratte non elettrificabili (max 50%)</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Priorità dove c'è un alto numero di treni diesel vetusti e un elevato numero di passeggeri</li> </ul>
<b>Chimica e raffinazione</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Settori "hard-to-abate", caratterizzati da alta intensità energetica e mancanza di soluzioni di elettrificazione;</li> <li>• Diversi progetti pilota, di portata ancora piccola: potenziale di conversione elevato;</li> <li>• Attenta valutazione di ogni singolo processo produttivo per stabilire la fattibilità tecnica della conversione</li> </ul>
<b>Miscelazione nella rete del gas naturale</b>	<i>Fino al 2% del gas naturale sostituito con idrogeno</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stimolo allo sviluppo del mercato dell'idrogeno</li> <li>• Limite tecnico ufficiale di miscelazione non ancora definito;</li> </ul>
<b>Altri usi finali (industria siderurgica primaria e cluster industriali)</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Opportunità aggiuntive per accrescere la domanda</li> <li>• Tecnologia <b>DRI</b> per evitare la produzione ad alte emissioni della ghisa in altoforno</li> </ul>

TABELLA 5 – Sviluppo negli usi finali al 2030 [Fonte: [MISE<sup>23</sup>](#)]

Per quanto riguarda, invece, **produzione, trasporto e stoccaggio**, il documento prevede che al 2030 venga raggiunta una **capacità produttiva di 5 GW di idrogeno verde** e sottolinea l'importanza della nascita delle **Hydrogen Valleys**, in particolare nelle aree fortemente industrializzate, dove offerta e domanda potrebbero coesistere, con differenti applicazioni dell'idrogeno tale da massimizzare sinergie e ritorno degli investimenti.

Rispetto ai possibili modelli teorici di configurazione di produzione/trasporto (*Produzione totalmente in loco - Produzione in loco con trasporto di energia elettrica - Produzione centralizzata con trasporto di idrogeno*) esemplificati in [FIGURA 7](#), il documento rimanda ad analisi più complesse che prendano in considerazione una visione di lungo periodo e il rapporto "costi benefici" non per il singolo progetto ma per l'intero sistema energetico.

<sup>22</sup> Rif. [MISE 2020](#)

<sup>23</sup> Rif. [MISE 2020](#)

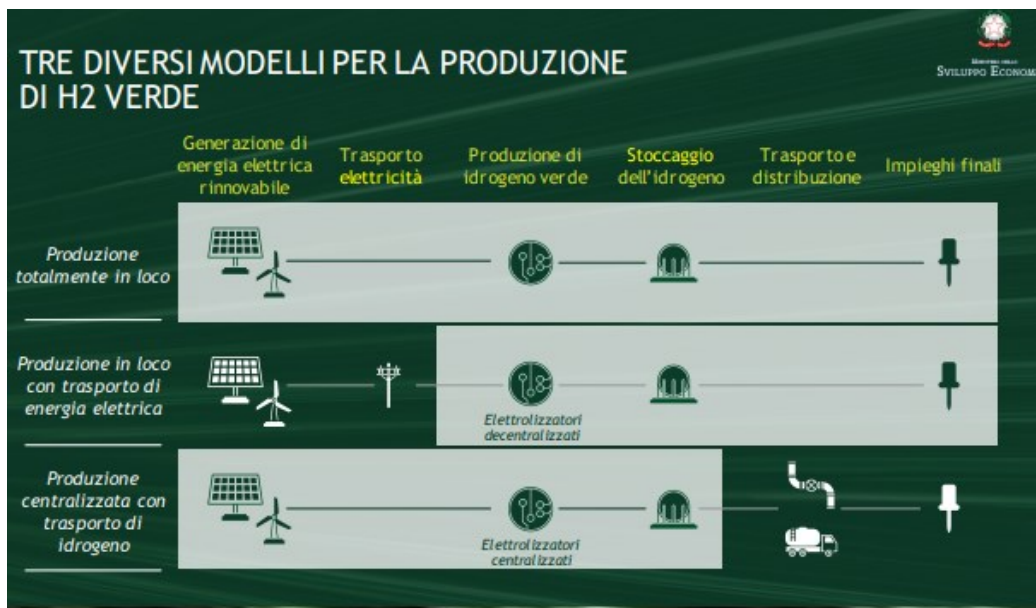


FIGURA 8 – Configurazioni possibili per la produzione di idrogeno verde [Fonte: MiSE<sup>24</sup>]

Il documento rimarca l'importanza di disporre di una considerevole **quantità aggiuntiva di energia elettrica da FER** per il raggiungimento degli obiettivi posti nella strategia e lascia aperte la possibilità di integrare la produzione nazionale con le **importazioni** o con altre forme di idrogeno a basse emissioni di carbonio (**idrogeno blu**). Si stimano investimenti necessari per circa 10 mld di euro entro il 2030, oltre a quelli necessari per la diffusione delle rinnovabili.

Inoltre, il documento focalizza l'attenzione sulla necessità di sviluppare un **ecosistema industriale** nazionale e di **sostenere lo sviluppo di questo mercato strategico** e, in particolare, di un'industria locale di produzione di celle a combustibile.

La transizione energetica verso l'idrogeno deve però essere sostenuta lungo tutta la catena del valore, attraverso opportuni finanziamenti pubblici, sia europei sia nazionali (rif. FIGURA 9).

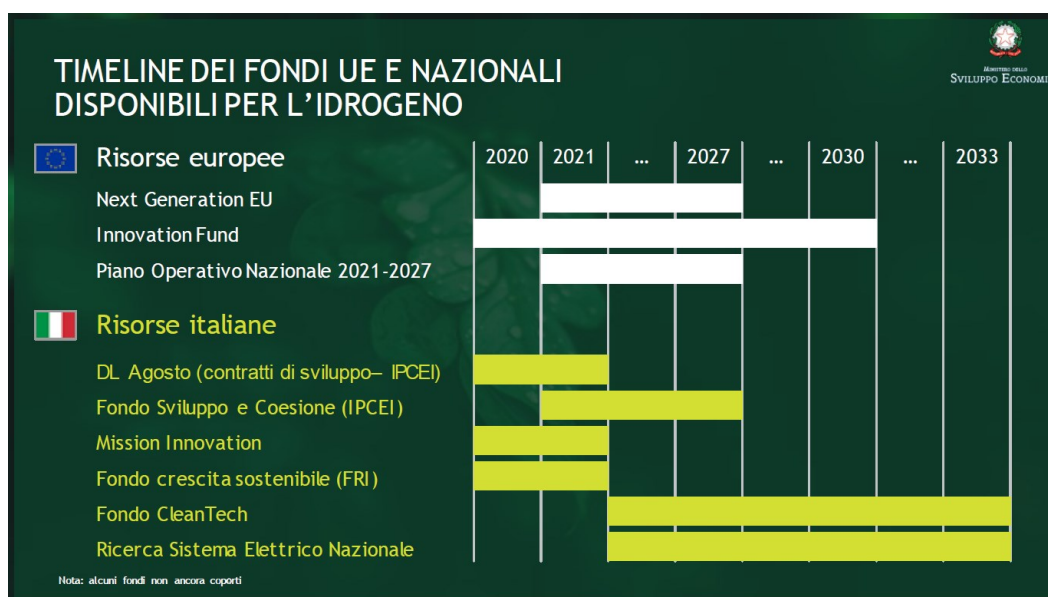


FIGURA 9 – Fondi UE e Nazionali per l'idrogeno [Fonte: MiSE<sup>25</sup>]

<sup>24</sup> Ut supra

#### 4.2.3. Prime indicazioni per una Strategia Italiana Ricerca Idrogeno

A ottobre 2020, il Gruppo di lavoro Idrogeno del Ministero dell'Università e della Ricerca ha pubblicato le **Prime indicazioni per una Strategia Italiana Ricerca Idrogeno (SIRI)**. Tale documento vuole dare alcune prime linee di indirizzo per la definizione di una strategia di ricerca italiana sull'idrogeno, partendo dagli obiettivi e programmi quadro europei, ma tenendo conto delle specificità del sistema Italia. In particolare, sottolinea **l'importanza di creare sinergie, collaborazioni, interazioni interdisciplinari e incremento della massa critica**, attraverso la creazione, ad esempio, di reti di laboratori e infrastrutture di ricerca in collaborazione con il settore industriale.

Gli obiettivi generali vengono così delineati:

- potenziare la competitività dei prodotti della ricerca italiani e le probabilità di successo nei bandi europei;
- essere in sinergia con l'industria e le amministrazioni locali, per favorire il trasferimento dei risultati;
- incrementare le risorse destinate ai vari settori di ricerca e sviluppo riguardanti l'idrogeno, con particolare riferimento alla ricerca di base per colmare il divario con altri Paesi europei.

Il documento ricalca poi i tre pilastri della Strategia su Ricerca e Innovazione della *Clean Hydrogen for Europe Partnership* (Produzione – Stoccaggio, trasporto e distribuzione – Usi finali), declinando per ognuno la visione al 2030 e i principali ambiti di interesse, sia come ricerca di base, sia come ricerca industriale, sviluppo e dimostrazione.

#### 4.2.4. Piano Nazionale italiano di Ripresa e Resilienza (PNRR)

Il Next Generation EU (NGEU) intende promuovere la ripresa dell'economia con particolare attenzione alla transizione ecologica, alla digitalizzazione, alla competitività, alla formazione e all'inclusione sociale, territoriale e di genere. Tra i pilastri del *Dispositivo per la Ripresa e Resilienza (RRF)*, particolare importanza viene data alla *Transizione verde*, basata direttamente sull'obiettivo di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 e sull'obiettivo intermedio al 2030. Il regolamento *RRF* prevede che almeno il 37% della spesa per investimenti e riforme debba sostenere obiettivi climatici e che venga sempre rispettato il principio del "non arrecare danni significativi" all'ambiente (*DNSH*).

A livello italiano, il *PNRR* si basa su 3 assi strategici: digitalizzazione e innovazione, transizione ecologica, inclusione sociale. La **Missione 2 del PNRR, "Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica"**, in particolare, consiste di 4 componenti (C1. Agricoltura sostenibile ed Economia circolare – C2. Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile – C.3 Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici – C.4 Tutela del territorio e della risorsa idrica).

L'idrogeno riveste un ruolo rilevante nel *PNRR*, sia rientrando nei sette programmi di punta ("**Flagship programs**"), individuati dalla Commissione, che devono affrontare sfide comuni a tutti gli Stati Membri (in particolare nel "Power up", il quale prevede che a livello europeo vengano installati 6 GW di elettrolizzatori e la produzione e il trasporto di 1Mton di idrogeno rinnovabile entro il 2025), sia nell'ambito della Missione 2 componente C2 che prevede, nel percorso di decarbonizzazione degli usi finali in tutti i settori, l'adozione di soluzioni basate sull'idrogeno, in linea con la *EU Hydrogen Strategy*, con finanziamenti dedicati per circa 3,64 Miliardi di euro (rif. [TABELLA 6](#)).

MISSIONE	INVESTIMENTO / RIFORMA	DOTAZIONE (euro)
M2C2	Investimento 3.1 - Produzione in aree industriali dismesse	500.000.000
M2C2	Investimento 3.2 - Utilizzo dell'idrogeno in settori hard-to-abate	2.000.000.000
M2C2	Investimento 3.3 - Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale	230.000.000
M2C2	Investimento 3.4 - Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario	300.000.000
M2C2	Investimento 3.5 - Ricerca e Sviluppo sull'idrogeno	160.000.000
M2C2	Riforma 3.1 - Semplificazione amministrativa e riduzione degli ostacoli normativi alla diffusione dell'idrogeno	-
M2C2	Riforma 3.2 - Misure volte a favorire la competitività dell'idrogeno	-
M2C2	Investimento 5.2 - Idrogeno	450.000.000

TABELLA 6 – Misure economiche del *PNRR* relative all'idrogeno [Fonte: elaborazione dati *PNRR*]

<sup>25</sup> Rif. *MISE 2020*

In tale ambito si situa, in particolare, il [DM 21/09/2022](#) in cui, all'articolo 3, vengono definite le condizioni per l'accesso alle agevolazioni sul consumo di energia rinnovabile in impianti di elettrolisi per la produzione di **idrogeno verde**, definito come *l'idrogeno che soddisfa il requisito di riduzione delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita del 73,4% rispetto a un combustibile fossile di riferimento di 94g CO<sub>2eq</sub>/MJ ovvero l'idrogeno che comporta meno di 3 tCO<sub>2eq</sub>/tH<sub>2</sub>. L'idrogeno di cui al primo periodo è prodotto mediante processo elettrolitico a partire da fonti di energia rinnovabile e/o dall'energia elettrica di rete*. Si specifica, al comma 2, che gli impianti di produzione di idrogeno verde soddisfano i seguenti requisiti:

- a) sono collegati agli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso una rete con obbligo di connessione di terzi. In tal caso, l'energia elettrica fornita agli elettrolizzatori è munita di garanzie di origine rinnovabile ai sensi dell'art. 46 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199;
- b) utilizzano energia elettrica prodotta da impianti a fonte rinnovabile direttamente connessi all'elettrolizzatore.

Nell'ambito dell'applicazione del [PNRR](#), il successivo [DM 21/10/2022](#), all'articolo 2, precisa che, agli effetti del decreto, per **idrogeno verde** si intende l'idrogeno definito ai sensi dell'art. 3, comma 1, del [DM 21/09/2022](#) e che l'idrogeno verde prodotto a partire da fonti di energia rinnovabile è definito come **idrogeno rinnovabile**. Precisa inoltre che, per le finalità del decreto, gli impianti di produzione di idrogeno rinnovabile soddisfano i requisiti previsti dall'art. 3, comma 2, del [DM 21/09/2022](#).

A marzo 2023 il *Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica* ha pubblicato [l'avviso pubblico](#) per la presentazione di proposte progettuali di cui all'art. 10 del [D.M. 21 ottobre 2022, n. 463](#), nell'ambito della *Missione 2 Componente C2, Investimento 3.2 - Utilizzo dell'idrogeno in settori hard-to-abate*. L'Investimento mira a promuovere la ricerca, lo sviluppo e l'innovazione nel campo dei processi industriali, al fine di sviluppare iniziative per l'impiego di idrogeno nei settori industriali che utilizzano il metano come fonte di energia termica (cemento, cartiere, ceramica, industrie del vetro, ecc.).

## 5. PROSPETTIVE DI SVILUPPO E POSSIBILI APPLICAZIONI DELL'IDROGENO IN VALLE D'AOSTA

Lo sviluppo dell'idrogeno sul territorio regionale dipenderà fortemente dalle strategie che verranno attuate a livello europeo e nazionale (con riferimento, per esempio, all'immissione di idrogeno nella rete gas o alla diffusione di *e-fuel*) e potrà esplicare pienamente i suoi effetti su tempistiche medio-lunghe, che traggono, quindi, oltre il periodo di pianificazione considerato dal [PEAR VDA 2030](#). Tuttavia, questa fase iniziale è fondamentale per porre le basi per lo sviluppo della filiera e, ove possibile, cogliere al meglio le opportunità offerte da questa transizione epocale e dalle ingenti misure economiche messe in campo a livello sovranazionale.

In generale, lo sviluppo dell'idrogeno, anche sul territorio regionale, deve seguire alcuni principi guida:

- essere coerente con le strategie europee e nazionali in materia e seguire le priorità declinate nelle stesse, prendendo però in considerazione le specificità territoriali e socio-economiche della regione, tipiche dell'arco alpino. Anche in questo ambito, si tratta di concorrere ad una sfida globale, a cui occorre trovare un "approccio locale";
- contribuire al raggiungimento degli obiettivi del [PEAR VDA 2030](#) e dell'obiettivo di abbattimento delle emissioni di gas climalteranti previsti dalla *RoadMap per una Valle d'Aosta Fossil Fuel Free al 2040*, trovando pertanto utilizzo prioritario nei settori Hard-to-Abate, in un'ottica complementare e non concorrenziale con la strategia di elettrificazione dei consumi. È importante indirizzare le azioni verso una complementarità tra diverse tecnologie in funzione dell'utilizzo, del tipo di segmento da soddisfare e con una valutazione complessiva in termini di Bilancio Energetico Regionale.
- essere coerente con il principio di "addizionalità", ovvero prevedere l'installazione di [FER](#) aggiuntive a copertura, almeno parziale, dell'incremento di fabbisogno di energia elettrica per la produzione di idrogeno, senza distogliere quindi la capacità produttiva esistente di energia elettrica dagli usi diretti della stessa;
- considerare la filiera nel suo complesso, valorizzando tutta la catena del valore, considerando la possibilità di sviluppare un approccio **Hydrogen Valley**, cioè di introdurre un modello di sviluppo che punta a massimizzare le sinergie tra i diversi usi del vettore idrogeno, tenendo in considerazione le caratteristiche del sistema energetico e industriale del territorio e la presenza di players di produzione di energia da [FER](#), come [CVA S.p.A.](#);
- valutare le ricadute che la nascita di un "mercato dell'idrogeno" può comportare sul tessuto produttivo: promuovere e facilitare l'accesso a strumenti di sostegno, in particolare alle misure europee e nazionali, per favorire investimenti da parte delle imprese in un'ottica di decarbonizzazione, può portare con sé uno sviluppo del tessuto economico in un settore strategico e ad alta specializzazione;
- essere accompagnato, coerentemente con l'Asse 4 del [PEAR-VDA 2030](#) riferito alle Persone, da misure trasversali volte all'aumento delle competenze tecnico-scientifiche, pianificatorie, gestionali e amministrative di tutti gli stakeholders coinvolti, pubblici e privati;
- favorire un'apertura verso l'innovazione: si tratta di una transizione che "rompe" gli schemi progettuali e tecnici finora applicati e che richiede, pertanto, la capacità di attrarre innovazione e progetti pilota, nonché quella di non precludere, bensì di approfondire, scenari e configurazioni ambiziose (a titolo esemplificativo: applicazioni di stoccaggio per il bilanciamento della rete elettrica (soprattutto bilanciamenti di lunga durata e/o stagionali - l'idrogeno è infatti una soluzione riconosciuta per le cosiddette applicazioni *long duration energy storage*); soluzioni per la completa autosufficienza energetica di aree remote, non facilmente o economicamente infrastrutturabili con reti gas ed elettricità; *sector coupling* (power-to-X), in cui l'idrogeno è sostanzialmente un tramite tra una forma energetica e un'altra o direttamente il vettore energetico finale utilizzato).

## 5.1. Produzione

L'aspetto più rilevante che caratterizza la Valle d'Aosta è sicuramente la sovrapproduzione di energia elettrica da FER rispetto ai consumi elettrici. Fermi restando gli scenari di elettrificazione dei consumi previsti dal PEAR-VDA 2030, che hanno la priorità ove tecnicamente possibile, la quota di energia rinnovabile "non programmabile" (derivante principalmente da fotovoltaico, eolico e idroelettrico ad acqua fluente senza possibilità di laminazione della portata), potrebbe essere un'opzione per la produzione di idrogeno verde, soprattutto nell'ipotesi di evoluzioni di mercato dell'idrogeno e di aumento della domanda. Una strategia di sviluppo dell'idrogeno deve però tenere in considerazione, nonostante questa peculiarità, la necessità di rispettare il **principio di addizionalità** (cfr. Cap. 3.1) e si fonda pertanto sul raggiungimento dei **nuovi target di produzione FER** previsti dall'Asse 2 del PEAR-VDA 2030. Tale produzione aggiuntiva potrà così essere destinata, almeno parzialmente, a produrre idrogeno verde o a compensare analoga produzione da altre fonti rinnovabili già esistenti.

La Regione Valle d'Aosta deve contribuire al raggiungimento degli obiettivi europei e italiani di **installazione di elettrolizzatori** (rif. Cap. 4), individuando i player e gli ambiti più opportuni e avendo cura, in questa fase iniziale, di valutare la sostenibilità dei progetti lungo tutta la catena del valore (dalla produzione agli usi finali). In tale ambito sono disponibili sia l'apposita misura PNRR, sia i fondi sulla nuova programmazione PO/FESR.

Nell'ambito del PNRR - *Missione 2 Rivoluzione verde e transizione ecologica - Componente 2 Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile - Investimento 3.1. Produzione in aree industriali dismesse*, sono stati stanziati per la Valle d'Aosta 14.000.000 €.



In particolare, con *d.G.r. 1649/2022*, è stato approvato l'avviso pubblico finalizzato alla selezione di progetti relativi alla produzione di idrogeno rinnovabile in aree industriali dismesse tramite la realizzazione di impianti sul territorio regionale, dando così attuazione al *D.M. 21/10/2022* del Ministero della Transizione Ecologica (MITE)<sup>26</sup> e al *D.dir. 426/2022*, con il quale è stato approvato il bando tipo. In data 29/12/2022, con Provvedimento Dirigenziale n. 8362, la Regione ha approvato l'avviso pubblico definendo nel dettaglio le modalità e lo svolgimento delle procedure connesse per la selezione dei progetti finanziabili e con successivo Provvedimento Dirigenziale n. 1571 del 21/03/2023 ha approvato la graduatoria dei progetti ammissibili a finanziamento.

Ulteriori misure potranno essere sviluppate a valere sul programma PR/FESR 2021-2027, nel cui ambito è stata inserita l'azione *b.ii.1) Interventi per aumentare la produzione di energia da FER*, che prevede la realizzazione di uno o più progetti rivolti alla produzione, allo stoccaggio e/o al trasporto dell'idrogeno verde e la cui dotazione economica è pari a 4.000.000 euro.



## 5.2. Trasporto, stoccaggio, distribuzione

Per quanto riguarda il trasporto e la distribuzione, occorre presidiare gli sviluppi a livello nazionale, sia in termini di revisione della direttiva DAFI e relativo successivo recepimento a livello nazionale, sia di sviluppo di nuove infrastrutture. Nel breve termine, si ipotizzano **installazioni con produzione totalmente in loco o con trasporto su gomma di corto raggio**.

Occorre però valutare, con particolare riferimento all'**estensione della rete di gas naturale**, se possano esserci azioni che possano favorire l'immissione in rete con il metano, secondo i principi declinati a livello nazionale, anche da un punto di vista pianificatorio e regolamentare. Occorre, inoltre, monitorare lo sviluppo della decarbonizzazione della rete del gas naturale e delle progressive crescenti quote di idrogeno immesso in blending, anche per valutare eventuali necessità di adeguamento degli usi finali (rif. Cap. 5.3)

Al fine di creare le condizioni abilitanti per la transizione di alcuni segmenti specifici del settore dei trasporti verso l'utilizzo dell'idrogeno, dovranno essere individuate in modo strategico alcune **stazioni di rifornimento** a servizio delle prime iniziative previste e contribuire proattivamente alla realizzazione delle stesse. In particolare, la zona di Aosta e relativa cintura risulta sicuramente un sito di interesse prioritario, in quanto maggior polo attrattore di mobilità della

<sup>26</sup> Ora Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE)



regione e nel quale potrebbero essere valutate interazioni e sinergie tra diversi possibili usi. In una seconda fase, si dovrà passare da una prima realizzazione "dimostrativa" a pianificare la copertura di punti strategici, anche se occorre aspettare gli sviluppi nella revisione della direttiva *DAFI*. Occorre, inoltre, prendere in considerazione l'impatto che lo sviluppo dell'idrogeno potrà avere nell'ambito dei flussi transfrontalieri di trasporto persone e merci, cercando di garantire il coordinamento necessario per uno sviluppo coerente e sinergico della rete nei territori confinanti, anche attraverso iniziative di collaborazione dedicate.

In generale, Aosta e cintura potrebbero candidarsi a essere un primo embrione di sviluppo di una piccola *Hydrogen Valley*, un hub di incontro tra produzione e diversi usi finali. In particolare è in corso la valutazione circa l'utilizzo delle aree di proprietà regionale e di Vallée d'Aoste Structure denominate *Area Ex Multibox*, nel Comune di Pollein, per la realizzazione di un primo distributore aperto al pubblico, per autoveicoli e autobus (700 e 350 bar).

Per gli interventi è prevista un'apposita misura *PNRR - Obiettivo M2C2 - 3.3 Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale* con l'obiettivo di avviare una fase di sperimentazione per l'utilizzo dell'idrogeno nel trasporto stradale, soprattutto con riferimento alle lunghe percorrenze per i mezzi pesanti. Sul territorio nazionale verranno sviluppate almeno 40 stazioni di rifornimento, in particolare lungo le autostrade, vicino ai porti e in prossimità dei terminali logistici, localizzate prioritariamente nell'ambito di *Hydrogen Valleys*. In riferimento all'avviso approvato con Decreto direttoriale n. 113 del 10/11/2022 in attuazione di tale linea di investimento del *PNRR*, che ha previsto una dotazione finanziaria pari a 230 milioni di euro ripartiti nel periodo 2023-2026, un operatore economico ha ottenuto il finanziamento per realizzare un primo distributore in Valle d'Aosta.



### 5.3. Usi finali

#### 5.3.1. Settore industriale

Nel **settore industriale**, rispetto ad altre realtà, la Valle d'Aosta non è caratterizzata da industrie che utilizzano, a oggi, idrogeno come materia prima e quindi la domanda attuale è praticamente assente. Particolare attenzione merita però la presenza dell'acciaieria *Cogne Acciai Speciali (CAS)*, in quanto soggetto particolarmente energivoro, peraltro soggetto incluso nel sistema *ETS* e di difficile decarbonizzazione ricorrendo a tecnologie tradizionali. Come già specificato, i settori produttivi hard-to-abate (carta, cemento, acciaio, ecc...) sono ritenuti prioritari dalle strategie nazionali ed europee. I processi produttivi della *CAS* non prevedono la trasformazione del minerale di ferro mediante un altoforno o la riduzione diretta del ferro, ma l'idrogeno potrebbe sostituire, almeno parzialmente, il gas naturale nei processi tecnologicamente compatibili. Il fabbisogno termico dello stabilimento, dovuto principalmente al processo produttivo ad alta temperatura e ai circa 70 forni presenti, risulta un ambito particolarmente difficile su cui intervenire, in particolare quando l'elettrificazione può richiedere una rivalutazione complessiva del processo produttivo e degli impianti con notevoli complessità tecniche da gestire. Sono in corso alcuni primi studi per la valutazione delle possibilità di utilizzo dell'idrogeno in funzione delle caratteristiche produttive dell'azienda e in particolare delle varie problematiche tecniche che devono essere gestite (es: sicurezza) e che variano in base alle diverse tipologie di forni.

Sarà opportuno individuare se, nel settore industriale regionale, ci possano essere altri processi produttivi in cui le soluzioni tecnologiche tradizionali (es: elettrificazione), risultano difficilmente perseguibili e in cui pertanto l'idrogeno, nelle sue diverse forme e modalità di utilizzo, potrebbe esplicare un ruolo importante nel processo di decarbonizzazione. Si ritiene anche opportuno approfondire le modalità di utilizzo dell'idrogeno, vale a dire se in modo diretto ed esclusivo (affrontando le problematiche di riconversione tecnologica degli usi finali), se in blending con il metano (con percentuali che, allo stato attuale, raggiungono pochi punti percentuali sulla miscela) o se, in ottica di medio-lungo periodo, attraverso soluzioni alternative (ad esempio, utilizzando tecniche di *Carbon Capture and Utilisation - CCU*), ovvero utilizzando la CO<sub>2</sub> "catturata" a valle del processo industriale in abbinamento con l'idrogeno per produrre combustibili sintetici, quale il metano, da utilizzare in ambito industriale. Impianti che volessero dotarsi di sistemi commerciali di cattura della CO<sub>2</sub> (lavaggio amminico), si scontrerebbero, peraltro, con la problematica del conferimento della stessa. Il riutilizzo della CO<sub>2</sub> per produrre metano sintetico (attraverso l'idrogenazione con

idrogeno verde) e il successivo uso del metano sintetico all'interno del processo industriale, rappresenterebbe pertanto una via per realizzare una filiera circolare sul carbonio. Il vantaggio per l'impianto industriale assoggettato alla regolamentazione *ETS* è quello di evitare l'emissione di CO<sub>2</sub> e poter disporre, per il proprio processo produttivo, di un combustibile (metano) già utilizzabile dalle tecnologie presenti in stabilimento, rispetto all'idrogeno. Si tratta ovviamente di valutazioni teoriche che andrebbero approfondite in termini di taglia e di fattibilità tecnico-economica.

### 5.3.2. Settore civile

Analogamente a quanto previsto a livello europeo e nazionale, il settore civile non rappresenta un ambito di elezione preferenziale per l'idrogeno, essendo caratterizzato da tecnologie che possono essere sostituite prioritariamente con pompe di calore elettriche e altre fonti di energia rinnovabile. Tuttavia, il settore dovrà adeguarsi tecnologicamente alla progressiva immissione di idrogeno in rete e occorrerà monitorare l'eventuale necessità di adeguamento impiantistico a livello di usi finali (rif. Cap. 3.3.3).

Inoltre, con una visione più di lungo termine, il vettore idrogeno potrebbe assumere un rilievo importante sia come strumento per la progressiva decarbonizzazione delle reti di teleriscaldamento, sia nell'ambito di *Positive Energy District*, cioè distretti energetici autosufficienti, a zero emissioni di CO<sub>2</sub> e con possibilità di esportare energia rinnovabile o di offrire servizi alla rete. In tale ottica, potrebbero essere valutati progetti pilota a scala di villaggio in cui l'idrogeno dovrebbe svolgere un ruolo di "accumulo stagionale" e permettere il sector coupling tra produzione e consumo.

### 5.3.3. Settore trasporti

Nel **settore dei trasporti**, premesse le linee guida di sviluppo tecnologico precedentemente espresse (Cap. 3.3.2), la *l.r. 18/2021* ha introdotto, nella previgente *l.r. 22/2016*, l'articolo 1 bis, stabilendo il principio che: *la Regione riconosce l'idrogeno come sistema di accumulo, vettore energetico e combustibile alternativo alle fonti fossili e ne favorisce la sua produzione mediante l'impiego di fonti rinnovabili per promuovere un uso più efficiente dell'energia prodotta, la generazione distribuita e una rete di trasporti intelligenti, ecosostenibili e integrati*. Con *d.G.r. 1570/2022*, sono poi state approvate le *Prime linee di indirizzo per la diffusione del vettore energetico idrogeno nel settore dei trasporti in Valle d'Aosta*, di cui nel presente documento si sono ripresi e integrati parzialmente i contenuti.

#### Mobilità privata

Per quanto riguarda la mobilità privata delle persone, effettuata con veicoli di dimensioni relativamente piccole (autovetture e furgoni), si sta diffondendo sempre più l'utilizzo di auto ibride o elettriche. Le tecnologie attuali consentono già autonomie adeguate (fino a 400/500 km) con pesi del veicolo ragionevoli. Pertanto, analogamente con le linee di investimento delle aziende automobilistiche e coerentemente con linee di indirizzo richiamate nei capitoli introduttivi, non si ritiene che nel breve periodo l'idrogeno possa esplicare una funzione significativa sulla decarbonizzazione di tale segmento di mobilità.

#### Trasporto pubblico

In questa fase iniziale di sviluppo dell'idrogeno, possono trovare applicazione alcuni primi progetti nell'ambito del **trasporto pubblico locale**, come meglio dettagliate di seguito.

#### Trasporto pubblico su ferro

Per il trasporto pubblico collettivo su ferro, l'impiego dell'idrogeno è meno sviluppato: i primi treni in commercio hanno preso servizio da poco in Sassonia (D), in un territorio prevalentemente pianeggiante. La *l.r. 18/2021* ha previsto la redazione di **uno studio finalizzato alle verifiche economiche e ambientali relativo alla riapertura della tratta Aosta-Pré-Saint-Didier con l'utilizzo del vettore energetico idrogeno come opzione ulteriore rispetto a quelle oggetto di valutazione della tratta**.

Lo Studio di interventi infrastrutturali per la mobilità a idrogeno in Valle d'Aosta, è stato consegnato nell'estate del 2022 e, data per acquisita l'elettrificazione della tratta Aosta-Ivrea, ha rilevato che l'utilizzo di un treno a idrogeno sulla Aosta/Pré-Saint-Didier è ai limiti delle capacità operative dell'unico rotabile oggi in commercio, a causa delle pendenze elevate della linea e che pertanto vi sarebbe la necessità di approfondimenti relativi all'utilizzo di questa tecnologia su una linea di montagna, in presenza di pendenze longitudinali elevate, che richiede l'utilizzo intensivo del sistema di accumulo dell'energia con cicli di carica e scarica aventi frequenza nettamente differente rispetto a quanto normalmente riscontrabile nelle simulazioni proposte dalla letteratura di settore o nella pratica dell'esercizio sperimentale su linee pianeggianti.

### Trasporto pubblico su gomma

La Valle d'Aosta è caratterizzata da un territorio prevalentemente montuoso e quindi da strade con pendenze ragguardevoli, oltre che da un clima temperato, con freddo intenso nei mesi invernali, caratteristiche che influiscono negativamente sulle prestazioni delle batterie, riducendone l'autonomia: percorsi in salita, effettuati al freddo, possono abbattere anche del 30-40% i km percorribili. Per quanto riguarda il parco dei mezzi adibiti al trasporto pubblico su gomma attualmente circolanti, per quanto già oggetto di efficientamento (classi euro 5 ed euro 6), o di conversione con mezzi a metano, può essere valutata una **progressiva sostituzione con mezzi a idrogeno**, pervenendo gradualmente alla decarbonizzazione del settore. Da un punto di vista tecnologico, data la conformazione orografica del territorio valdostano, si può indicare che:

- per l'utilizzo su tratte **extra urbane**, i bus a trazione elettrica, in Valle d'Aosta, non risultano attualmente adeguati a questo tipo di servizio, sia per la presenza di pendenze eccessive, sia in termini di autonomia e di tempi di ricarica. I mezzi a idrogeno a celle a combustibile (FCEV) potrebbero rappresentare una valida alternativa: si prevede che i principali produttori del settore saranno in grado di fornire sul mercato mezzi ad adeguata maturità tecnologica dopo il 2025.
- per l'utilizzo in **ambito urbano**, le valutazioni dal mero punto di vista energetico e di costo di investimento tenderebbero a far preferire soluzioni a trazione elettrica. Tuttavia, le analisi di fattibilità dovranno prendere in considerazione in modo omnicomprendente anche le esigenze di gestione del servizio, in termini di autonomia, velocità di ricarica, organizzazione complessiva della flotta e semplificazione delle fasi O&M<sup>27</sup>, al fine di definire la scelta tecnologica preferibile. In questo ambito, alcuni mezzi a idrogeno sono già commercialmente disponibili.

Trattandosi di una tecnologia di recente introduzione sul mercato, gli operatori del settore si trovano, in generale, a dover affrontare un maggior rischio collegato all'incertezza tecnologica, a sopperire al disagio di una mancanza iniziale di una rete di rifornimento e a sostenere costi più elevati lungo tutta la filiera (produzione o acquisto dell'idrogeno verde, trasporto, distribuzione, acquisto dei mezzi, costi di esercizio), rispetto ai combustibili fossili, sul mercato da decenni. Per questo motivo, risulta necessario il **sostegno pubblico** per dare il via alle prime applicazioni pratiche e lanciare uno sviluppo più strutturato di tutta la filiera.

A livello europeo e italiano sono state destinate importanti risorse allo sviluppo di questo vettore energetico e al suo utilizzo nel settore dei trasporti: il Piano Strategico Nazionale per la Mobilità Sostenibile (PSN-MS), il PNRR e il Piano complementare prevedono ingenti risorse per la sostituzione progressiva del parco veicolare dedicato al TPL (rif. TABELLA 7).

<sup>27</sup> Operation and Maintenance - processo volto ad assicurare il livello di prestazione,

Strumento	Norma/atto	Tipo mezzo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	TOT
PSN-MS	d.G.r. 935/2021	gas-elettrico-idrogeno	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10			25,20
Piano complementare	D.M. 315/2021	gas-elettrico-idrogeno	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24										6,20
DM piccole Regioni	D.M. 256/2022	gas-elettrico-idrogeno	0,35	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	6,59
DM capoluoghi	D.M. 530/2021	elettrico-idrogeno	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22										1,10
<b>TOTALE</b>			<b>3,91</b>	<b>4,04</b>	<b>4,04</b>	<b>4,04</b>	<b>4,04</b>	<b>2,58</b>	<b>2,58</b>	<b>2,58</b>	<b>2,58</b>	<b>2,58</b>	<b>2,58</b>	<b>2,58</b>	<b>0,48</b>	<b>0,48</b>	<b>39,09</b>

TABELLA 7 – Riepilogo misure economiche relative all'idrogeno nel settore dei trasporti (milioni di euro)

[Fonte: elaborazione dati RAVA]

Considerato quanto sopra, l'obiettivo è la progressiva sostituzione del parco autobus attualmente circolante, prevalentemente con mezzi a idrogeno, tenuto conto delle risorse disponibili, nonché l'analisi delle ricadute dell'utilizzo dell'idrogeno sui costi complessivi (investimenti, manutenzione, rifornimento, ecc.), anche ai fini di un eventuale adeguamento del corrispettivo al km nell'ambito degli attuali contratti di servizi per il trasporto pubblico locale.

### Mobilità merci e mezzi "non road"

Ferma restando la necessità di garantire in modo coordinato il rifornimento, sul medio periodo potrebbero essere attivati progetti pilota e previste modalità, ove la trazione elettrica non risulti adeguata, per incentivare:

- l'adozione di mezzi alimentati a idrogeno da parte delle imprese di trasporto e logistica, per i quali il mercato offre veicoli nelle categorie N1 (furgoni fino a 3,5 t) e N2 (fino a 12 t). Relativamente alla mobilità delle merci su lunga distanza, la transizione è ancora molto in ritardo: il gasolio è il vettore più diffuso e si stanno affermando i primi modelli di autotreni a gas naturale liquefatto, anche se si prevede la maturità commerciale per veicoli N3 (oltre le 12 t) a idrogeno dopo il 2025;
- l'utilizzo di veicoli a idrogeno per attività economiche di trasporto persone (es: taxi e NCC);
- l'utilizzo di "mezzi non road", previa analisi di settore specifiche, quali a titolo esemplificativo, mezzi battipista, carrelli elevatori e mezzi agricoli.

## 5.4. Azioni trasversali

Analogamente a quanto previsto nell'Asse 4 del [PEAR-VDA 2030](#), il capitale umano riveste un ruolo fondamentale nello sviluppo di un settore particolarmente innovativo, che deve essere sostenuto da un insieme di azioni trasversali di accompagnamento e supporto degli stakeholders locali, pubblici e privati, in particolare in tema di capacità di governance del processo di transizione.

### 5.4.1. Governance

Nell'ambito dei tavoli di lavoro di cui all'Asse 4 del [PEAR-VDA 2030](#), si ritiene importante istituire un **Gruppo di Lavoro Idrogeno** su questa tematica estremamente strategica e in forte evoluzione, per garantire un presidio permanente e una governance sul territorio regionale, valutando l'efficacia delle misure in essere e formulando eventuali proposte di azioni migliorative e correttive. In particolare si intende:

- condividere informazioni rilevanti, comprese le possibili fonti di finanziamento e di sviluppo di progettualità;
- supervisionare la regolamentazione della tematica in relazione ai diversi aspetti (criteri di sostenibilità, processi autorizzativi, norme tecniche specifiche e standard commerciali);
- gestire sinergie e raccordi con altri piani, valutando le eventuali necessità di adeguamento degli strumenti di pianificazione e regolamentazione;

- dialogare in modo costante e strutturato con stakeholders regionali per ricognizione di progettualità e per individuare soggetti, azioni da intraprendere e siti da interessare;
- definire le misure di informazione e disseminazione;
- relazionare periodicamente all'Assessore regionale di riferimento al fine di illustrare le attività in Giunta e nella commissione consiliare competente.

#### **5.4.2. Partecipazione a network e programmi a scala sovraregionale**

Oltre alle sinergie e al coordinamento che dovrà essere garantito sul territorio dal *Gruppo di Lavoro Idrogeno*, risulta importante che la Regione si inserisca nel nascente ecosistema, a scala nazionale ed europeo, di soggetti a vario titolo interessati dallo sviluppo della filiera idrogeno, al fine di poter beneficiare delle opportunità e intercettare tempestivamente i fondi a vario titolo messi a disposizione per l'evoluzione del sistema. Occorre, pertanto, agire per rafforzare la partecipazione della Regione Valle d'Aosta e del tessuto economico locale ai network europei, transnazionali e nazionali sull'idrogeno. In particolare si sottolineano alcune opportunità strategiche da valutare:

- vista l'attuale partecipazione al Gruppo di lavoro 9 "Energia" nell'ambito della Macroregione alpina *EUSALP*, la sottoscrizione della lettera di intenti per una cooperazione specifica sulla tematica dell'idrogeno;
- la partecipazione al partenariato *European Hydrogen Valleys* nell'ambito della *S3 Platform Industrial Modernisation*;
- la possibilità di adesione all'associazione *Hydrogen Europe*, che raggruppa importanti enti e aziende europee, nonché attori pubblici, impegnati nella promozione e approfondimento delle potenzialità dell'idrogeno nell'ambito della transizione energetica;
- possibili sinergie con i territori confinanti, in particolare collaborazioni con la Regione Piemonte, front-runner nel settore idrogeno, nonché la realizzazione di azioni e progetti transfrontalieri, attraverso la creazione di partnership per la partecipazione a progetti europei o di veri e propri gruppi di cooperazione territoriali;
- promuovere la partecipazione di attori del territorio ad associazioni di settore (es: H2IT), lo sviluppo in ambito industriale di progetti sulla tematica da parte delle imprese in sinergia con il sistema universitario e i centri di eccellenza valdostani.

Il confronto sui tavoli interregionali ed europei sul tema, finalizzati a un coordinamento delle azioni con le realtà confinanti, anche in un'ottica di economia di scala, raggiungimento di massa critica e sviluppo, ove opportuno, di nuove progettualità condivise, in coerenza con le direttive eurocomunitarie in materia è fondamentale per un'efficace programmazione nel settore.

#### **5.4.3. Attività di formazione**

Lo sviluppo dell'idrogeno e, più in generale, la transizione energetica in atto, portano con sé forti elementi di rottura con il passato e di innovazione a diversi livelli, in particolare a seguito delle future definizioni di standard tecnici e normative specifiche. Ciò comporta una forte necessità di specifici programmi di formazione e aggiornamento tecnico e scientifico per i diversi stakeholders, in particolare:

- di livello universitario, creando ove possibile sinergie con gli Atenei del territorio e con il sistema di formazione professionale in particolare nell'ambito degli istituti tecnici professionali;
- per professionisti del settore e per il personale delle imprese (formazione continua);
- nell'ambito della *PA*, in particolare degli uffici tecnici e dei servizi che si occupano di pianificazione nei settori a vario titolo interessati dallo sviluppo del vettore idrogeno.

#### **5.4.4. Ricerca e Sviluppo e attrazione di imprese**

In parallelo, al fine di cogliere appieno, anche a livello di tessuto produttivo e non solo di ricadute ambientali, le potenzialità dello sviluppo della filiera idrogeno, si ipotizza lavorare su due fronti:

- favorire lo sviluppo e il nuovo insediamento sul territorio regionale di imprese ad alto contenuto tecnologico, anche attraverso misure e programmi di sostegno dedicati;

- promuovere la nascita di un ecosistema regionale di ricerca e sviluppo in questo settore. In tale ottica risulta opportuno:
  - avviare azioni di supporto a programmi e progetti di ricerca, sviluppo e innovazione tecnologica, prodotti, componentistica e software relativi alle filiere dell'idrogeno lungo tutta la sua catena del valore, ivi incluse le tecnologie correlate di cattura, uso della CO<sub>2</sub> (CCU);
  - nell'ambito del potenziamento dei centri di eccellenza del territorio e dello sviluppo di un centro unico della ricerca a livello regionale, sostenere lo sviluppo di progettualità su tali tematiche, anche verificando la possibilità di effettuare accordi per l'innovazione e Contratti di Sviluppo;
  - accompagnare le azioni sopra descritte con attività di animazione territoriale e scouting, al fine di far emergere progettualità e sinergie tra i diversi soggetti interessati a vario titolo allo sviluppo della filiera idrogeno.

#### 5.4.5. Altri fondi

L'idrogeno è ritenuto strategico in tutti i programmi di sostegno alla decarbonizzazione, pertanto è ipotizzabile che ci possano essere ulteriori importanti dispiegamenti di fondi a livello UE e nazionale. A titolo esemplificativo e non esaustivo, si elencano i principali programmi e misure attualmente in atto connessi al settore idrogeno:

- **Horizon Europe**, che promuove investimenti in ricerca e innovazione;
- **LIFE**, che si focalizza su soluzioni dimostrative a piccola-media scala;
- **ETS Innovation Fund**, che si rivolge alle industrie inquinanti per l'abbattimento delle emissioni di CO<sub>2</sub>;
- **Connecting Europe Facility**, che sostiene gli investimenti nelle infrastrutture di trasporto europee (principalmente corridoi TEN-T);
- **Important Project of Common European Interest (IPCEI)**, che sostiene la creazione di filiere strategiche industriali europee.

Alla luce delle potenzialità, in parte conosciute e in parte emergenti, si ritiene strategico, in questa fase, supervisionare le risorse a disposizione e coordinare la predisposizione di progettualità di livello tecnico adeguato e coerenti con le pianificazioni regionali, che possano essere presentabili e cantierabili al momento dell'emanazione dei diversi bandi.

#### 5.4.6. Monitoraggio

Coerentemente con quanto previsto per le azioni del PEAR VDA 2030, le iniziative nel settore idrogeno devono essere opportunamente monitorate nel tempo, al fine di verificarne l'attuazione e valutarne l'efficacia e le ricadute sul territorio.

A tal fine la tematica verrà introdotta all'interno del Piano di Monitoraggio del PEAR VDA 2030 con una serie di primi indicatori che potranno essere integrati nel tempo sulla base dell'evoluzione delle attività e dei progetti. I risultati verranno riportati in apposita sezione dei prossimi documenti di Monitoraggio del PEAR VDA 2030 e relazionati nell'ambito del Tavolo di lavoro di cui al Capitolo 5.4.1.

INDICATORI - Piano di monitoraggio		
REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
da M.I.01 a M.I.03	M.I.04	-