

STRATEGIA REGIONALE IDROGENO



REGIONE LOMBARDIA

Supervisione: Dario Fossati, Direttore Generale Ambiente e Clima

Coordinamento Generale: Gian Luca Gurrieri, Dirigente Responsabile U.O. Clima, Emissioni e Agenti Fisici

Coordinamento Tecnico: Silvia Galante, Responsabile Elevata Qualificazione Decarbonizzazione e programmazione energetica ambientale e climatica

Contributi (DG Ambiente e Clima): Luca Pastore, Giovanni Storto

con il supporto di:**POLITECNICO DI MILANO E FONDAZIONE POLITECNICO DI MILANO**

Francesco Mezzera, Davide Guelfi, Giuseppe Muliere, Federico Parolin, Paolo Colbertaldo, Stefano Campanari, Davide Chiaroni, Mario Motta

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DELL'INSUBRIA

Fabrizio Fattori

Si ringraziano le colleghe e i colleghi delle Direzioni Generali di Regione Lombardia per la collaborazione fornita nella stesura del presente testo.

Indice

LISTA DELLE ABBREVIAZIONI E DEGLI ACRONIMI UTILIZZATI	4
EXECUTIVE SUMMARY	5
1 INTRODUZIONE AL DOCUMENTO	8
2 RICOGNIZIONE DEGLI INDIRIZZI POLITICI NEI DIFFERENTI LIVELLI NAZIONALI E SOVRANAZIONALI	10
2.1 CONTESTO SOVRANAZIONALE.....	11
2.2 CONTESTO NAZIONALE.....	14
2.3 CONTESTO REGIONALE.....	16
2.4 ALTRE STRATEGIE REGIONALI.....	17
3 I PROGETTI APPROVATI IN LOMBARDIA	18
3.1 HYDROGEN VALLEYS.....	18
3.2 TRASPORTI	19
3.3 RICERCA E SVILUPPO.....	21
3.4 INFRASTRUTTURA DI TRASPORTO	22
3.5 ULTERIORI PROGETTI IN LOMBARDIA	23
4 MAPPATURA DELLA POTENZIALE DOMANDA DI IDROGENO IN LOMBARDIA	25
4.1 TRASPORTI	25
4.1.1 <i>Trasporto su gomma</i>	25
4.1.2 <i>Trasporto aereo</i>	31
4.1.3 <i>Trasporto su ferro</i>	33
4.2 INDUSTRIA	35
4.2.1 <i>Domanda di idrogeno per la sola produzione di calore industriale al 2050</i>	35
4.2.2 <i>Domanda di idrogeno come feedstock per la raffinazione al 2050</i>	40
4.2.3 <i>Domanda di idrogeno dell'industria al 2030</i>	42
4.3 SINTESI DELLE STIME PRESENTATE	45
5 ANALISI DELLA POSSIBILE FILIERA DI APPROVVIGIONAMENTO DELL'IDROGENO IN LOMBARDIA	46
BOX 1: I COLORI DELL'IDROGENO.....	46
5.1 LEVELIZED COST OF HYDROGEN (LCOH).....	47
5.1.1 <i>Produzione tramite elettrolisi</i>	48
5.1.2 <i>Produzione tramite Steam Methane Reforming e cattura della CO₂</i>	50
5.1.3 <i>Tecnologie emergenti per la produzione di idrogeno</i>	51
6 EVIDENZE PRINCIPALI E AZIONI A SUPPORTO.....	52
6.1 EVIDENZE PRINCIPALI DELLE ANALISI	52
6.1.1 <i>Lombardia, futura grande consumatrice</i>	52
6.1.2 <i>Lombardia futura grande importatrice</i>	53
6.1.3 <i>Infrastruttura locale ottimizzata</i>	53
6.1.4 <i>Ulteriori considerazioni</i>	54
6.2 AZIONI STRATEGICHE.....	55
6.2.1 <i>Introduzione metodologica</i>	55
6.2.2 <i>Gli interventi sulla filiera produttiva</i>	55
6.2.3 <i>Gli interventi sugli usi finali</i>	58
6.2.4 <i>Gli interventi sulla ricerca e sviluppo</i>	60
6.3 INDIVIDUAZIONE DELLE AZIONI PRIORITARIE	61
6.3.1 <i>Favorire il consumo nel settore industriale</i>	61
6.3.2 <i>Favorire il consumo nel settore dei trasporti</i>	68
6.3.3 <i>L'importanza dell'import</i>	69
6.3.4 <i>La possibilità di un sistema locale di tipo centralizzato</i>	69

6.3.5 <i>La volontà di diventare esportatore di tecnologia</i>	70
6.4 IMPATTO DELLE AZIONI PRIORITARIE	70
7 MONITORAGGIO	76

Lista delle abbreviazioni e degli acronimi utilizzati

ACI - Automobile Club d'Italia
ANAV - Associazione Nazionale Autotrasporto Viaggiatori
AFIR – Alternative Fuels Infrastructure Regulation
ARERA – Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
CNR – Consiglio Nazionale delle Ricerche
CCS – Carbon Capture and Sequestration
EC – Electrolyser Cell
ENEA - l'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile
FCEV – Fuel Cell Electric Vehicle
FF55 – Fit-for-55
FRNP - Fonti rinnovabili non programmabili
FV - Fotovoltaico
GHG – GreenHouse Gas
HDV – Heavy Duty Vehicle
HRS – Hydrogen Refuelling Station
IEA – International Energy Agency
IPCEI – Important Projects of Common European Interest
IRENA – International Renewable Energy Agency
LCOH – Levelized Cost Of Hydrogen
LDV – Light Duty Vehicle
MASE – Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica
MDV – Medium Duty Vehicle
MIT – Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti
PNRR – Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza
PPA – Power Purchase Agreement
PREAC – Programma Regionale Energia Ambiente e Clima
PRMT – Programma Regionale Mobilità e Trasporti
RED III – Renewable Energy Directive
RFNBO – Renewable Fuels of Non-Biological Origins
RSE – Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A.
SAF – Sustainable Aviation Fuels
TSO – Transmission System Operator
UNEM - Unione Energie per la Mobilità
UNRAE - Unione Rappresentanti Autoveicoli Esteri

Executive summary

Il **Programma Regionale Energia Ambiente e Clima (PREAC)** individua l'idrogeno come una delle risorse promettenti per fare fronte alle sfide della decarbonizzazione. Il PREAC ha individuato nella "strategia regionale per lo sviluppo del vettore idrogeno" lo strumento che, nel porre gli obiettivi di sviluppo, individui il processo di governance e le misure di facilitazione e incentivazione da mettere in campo per lo sviluppo del vettore idrogeno. Scopo del presente documento è pertanto la definizione della strategia regionale, in attuazione del PREAC.

La strategia regionale è tesa alla diffusione dell'**idrogeno rinnovabile** e, nel breve termine, anche dell'**idrogeno "a basse emissioni di carbonio"**, ovvero prodotto con tecnologie che consentono una riduzione delle emissioni di carbonio almeno del 70% (secondo la definizione della direttiva europea 2024/1788). In linea con la strategia nazionale, la strategia punta in primis allo sviluppo dell'idrogeno da fonti rinnovabili, senza sottovalutare i contributi che potranno derivare nel medio-lungo periodo da altri contributi, quali il CCS e la produzione di idrogeno da fonte nucleare.

La strategia analizza il contesto energetico regionale attorno al possibile sviluppo della filiera dell'idrogeno nei relativi settori d'impiego con l'obiettivo di identificarne i punti di interesse e le **azioni abilitanti**. Il documento parte da un'analisi delle politiche che incidono sull'idrogeno a vari livelli, dal contesto sovrapregionale (e.g. i pacchetti *Fit-for-55*, *REPower EU*) a quello nazionale e regionale (e.g. *la Strategia Nazionale Idrogeno*, *il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza*). Sviluppa poi un'analisi di **stima della domanda potenziale di idrogeno**, con particolare attenzione ai settori dei trasporti e dell'industria. La metodologia parte da una mappatura della situazione attuale, per stimare degli intervalli di valori per la domanda di idrogeno nei due settori d'uso finale, sia in un orizzonte di **medio termine (2030)**, sia in un orizzonte di **decarbonizzazione completa (2050)**. L'analisi del settore trasporti viene suddivisa nelle componenti di trasporto stradale, trasporto aereo e trasporto ferroviario. Il settore industriale viene invece analizzato distinguendo fra le varie attività manifatturiere, quantificando i volumi di combustibili fossili impiegati attualmente per la generazione di energia termica e identificandone una quota non elettrificabile. Viene **approfondito a parte il settore della raffinazione**, per il quale sono proposte delle stime sia per i volumi richiesti per la decarbonizzazione dei fabbisogni termici sia per quelli (significativamente più importanti) per l'eventuale sostituzione delle materie prime di origine fossile impiegate nei processi.

Le stime identificano gli scenari di diffusione dell'idrogeno al 2030 ed al 2050, indicati nella tabella di seguito.

Tabella 1 – Stima degli scenari di diffusione dell'idrogeno al 2030 e al 2050

	2030			2050		
	Trasporti	Industria (usi termici)	Industria (feedstock raffinazione)	Trasporti	Industria (usi termici)	Industria (feedstock raffinazione)
Domanda di idrogeno [GWh _{H2} /y]	94	55.4-115.7	42.3	8'463.7	8'204-17'147	9'325.4

Le stime configurano la **Lombardia come possibile grande consumatrice di idrogeno**, con una domanda che, a seconda degli scenari e delle assunzioni considerate, si potrebbe aggirare attorno ai **30 TWh/a (1 Mt_{H2}/a)** in un orizzonte di lungo termine al 2050. Questi volumi significativi sono principalmente dovuti al **trasporto pesante su gomma** (attorno a 10 TWh/a), all'industria hard-to-abate (attorno a 10-15 TWh/a) e

all'eventuale produzione di combustibili sintetici (attorno a 10 TWh/a, sebbene molto variabile a seconda degli scenari). L'aviazione (intorno ai 3 TWh) copre un ruolo non trascurabile se si considerano sia la concentrazione spaziale della domanda di idrogeno (nei tre maggiori aeroporti), sia il possibile impatto sulla domanda di combustibili liquidi di natura sintetica. Regione Lombardia metterà in campo **azioni rivolte all'aumento di consapevolezza** sia per le aziende che dovranno trasformare o adattare i propri processi produttivi, sia per i consumatori, che potranno essere motore della decarbonizzazione attraverso la **domanda di beni a basso impatto ambientale**.

Sul lato dell'offerta, le analisi suggeriscono che la produzione interna di idrogeno potrebbe incontrare condizioni al contorno più sfavorevoli rispetto ad altri contesti geografici, con costi dell'energia maggiori e disponibilità di risorse minori, rendendo la **Lombardia verosimilmente un'importatrice netta**. La produzione locale e/o l'importazione potrebbero beneficiare di un'infrastruttura locale, sfruttando possibili poli di consumo e economie di scala, con la possibilità, in caso di produzione centralizzata, di rendere disponibile del **calore di scarto per il teleriscaldamento**. Nella successiva fase di sviluppo dell'attuale progetto del SouthH₂ corridor, **il territorio regionale sarà collegato alla dorsale** di trasporto dell'idrogeno dal Nord Africa fino all'Europa centrale. Data l'importanza dell'import nel territorio stesso, Regione Lombardia intende monitorare lo sviluppo del progetto e partecipare attivamente nelle fasi di coinvolgimento degli stakeholder.

Risulta infine interessante il potenziale della **Lombardia come realtà esportatrice della tecnologia** legata all'idrogeno, grazie ad attori industriali ed eccellenze di ricerca avanzata presenti sul territorio. E' significativa infatti sul territorio regionale la presenza di attori industriali attivi sulla catena del valore dell'idrogeno. Un ruolo importante lo rivestirà la ricerca, che potrà vedere le aziende collaborare con università e centri di ricerca, realtà anch'essa di eccellenza presente sul territorio.

Le linee d'azione delineate sono in stretto raccordo con quelle proposte dalla **Strategia Nazionale Idrogeno**, recentemente pubblicata. Più in generale, lo sviluppo della filiera idrogeno avviene attraverso la sinergia tra le azioni attivate ai diversi livelli di governo (regionale, nazionale ed europeo); la strategia regionale delinea un quadro che comprende le azioni che dovranno essere proposte a **tutti i diversi livelli di governo**.

La strategia sviluppa tre aree di intervento:

- Promozione e potenziamento della **filiera produttiva**;
- Creazione e sviluppo della **domanda**;
- Potenziamento del settore della ricerca

Per la produzione, le misure includono l'individuazione di aree idonee, il sostegno finanziario agli investimenti e la promozione di impianti su larga scala e infrastrutture dedicate. Sugli usi finali, le azioni riguardano incentivi per il cambio tecnologico, lo sviluppo di stazioni di rifornimento e l'acquisto di veicoli a idrogeno. Viene rimarcato il ruolo fondamentale della ricerca e sviluppo, da potenziare con i progetti collaborativi tra aziende e centri di ricerca, favorendo l'internazionalizzazione e supportando l'innovazione.

Inoltre, vengono proposte iniziative per aumentare la consapevolezza degli operatori di mercato e per adeguare il contesto normativo, con particolare focus su regolamenti per la gestione e il trattamento dell'idrogeno. Le proposte mirano a costruire un ecosistema favorevole, bilanciando innovazione tecnologica, competitività economica e sostenibilità ambientale.

La strategia regionale delinea le linee di indirizzo per le future azioni, nella consapevolezza che lo sfruttamento del vettore idrogeno è attualmente nella fase iniziale. Ci si attende un progressivo sviluppo su scala maggiore soprattutto nella fase successiva al 2030. Le azioni attualmente in fase di attuazione derivano in massima parte dall'attuazione di progetti europei, dal Piano Nazionale per la Ripresa e la Resilienza (che ha stanziato, su scala nazionale, 3,17 MLD per la diffusione del vettore idrogeno) e da fondi regionali; in particolare circa 120 ML di Euro sono stati destinati al progetto H2Iseo. Una ulteriore fase di sviluppo è attesa

dopo l'emanazione del provvedimento nazionale che definirà gli incentivi economici per la produzione di idrogeno verde – in attuazione del d.lgs. 199/2021.

La strategia sarà oggetto di **monitoraggio annuale**, nell'ambito del report di monitoraggio del Programma Regionale Energia Ambiente e Clima (PREAC); la nuova versione del PREAC, prevista per la fine del 2027, potrà essere l'occasione per una sua verifica ed aggiornamento.

1 Introduzione al documento

Numerose novità stanno emergendo nel contesto normativo e regolatorio dei paesi firmatari dell'accordo di Parigi, definito durante la COP21¹ del 2015. In Europa, la pubblicazione e la progressiva ratifica di pacchetti sul clima, a partire dall'*European Green Deal*², seguito da aggiornamenti come il *Fit-for-55* (FF55)³ o ancora il *REPowerEU*⁴, certificano l'ingresso in un decennio decisivo per apportare una svolta significativa verso una decarbonizzazione completa.

Gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas climalteranti, di efficienza energetica e di progressivo abbandono delle fonti fossili impongono la necessità di un profondo ripensamento dell'organizzazione della società stessa. Tutte le soluzioni abilitanti la transizione ecologica devono essere prese in considerazione ed il loro impatto, bilanciamento e distribuzione deve essere valutato con attenzione. In tale direzione si muovono quindi i recenti pacchetti, i quali definiscono i target da raggiungere, ma lasciano dei gradi di libertà nelle modalità con cui centrarli. Le fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), fondamentali per la decarbonizzazione, scontano il grande difetto di non poter garantire da sole l'incontro fra domanda e offerta con la stabilità che viene richiesta alla rete elettrica. Inoltre, la soluzione elettrica ad oggi non può essere considerata come unica opzione per mettere in atto il processo di transizione in alcuni particolari settori d'uso finale. È il caso dei cosiddetti settori "hard-to-abate", o di difficile decarbonizzazione (cioè buona parte dell'industria ad alta temperatura e del trasporto pesante), per i quali il processo di elettrificazione non sempre è praticabile dal punto di vista tecnico-economico. Altri vettori energetici devono quindi vedere lo sviluppo, in modo da poter bilanciare gli squilibri dovuti alle FRNP e permettere una transizione verde in tutto il sistema energetico. Fra le varie opzioni, l'idrogeno può giocare un ruolo di primo rilievo. Ad oggi esistono differenti modalità per la produzione di idrogeno: la filiera convenzionale è basata sull'impiego di combustibili di origine fossile (con la conseguente produzione di emissioni di gas climalteranti), mentre altre soluzioni si concentrano su modalità di sintesi a basso tenore di carbonio⁵. Queste ultime risultano tuttavia non ancora competitive rispetto alla filiera tradizionale. In questo contesto, risulta importante poter ricreare le condizioni economiche e giuridiche idonee per un pieno sviluppo della filiera dell'idrogeno a basse emissioni di carbonio congiuntamente allo sviluppo della domanda del vettore stesso.

La Commissione Europea ha pubblicato nel luglio 2020 *Una strategia dell'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra*⁶, all'interno della quale ha definito alcuni obiettivi per la diffusione di tale vettore, oltre a una prima tabella di marcia con obiettivi per il medio (2030) e lungo (2050) termine. A valle della strategia europea hanno visto la luce numerose strategie nazionali per l'idrogeno, in cui i vari Paesi Membri hanno iniziato a definire i propri obiettivi, i principali canali di supporto finanziario e le rispettive scadenze da rispettare. Queste strategie, pubblicate a partire dalla fine del 2020, sono state investite dalla necessità di essere aggiornate, fra le altre cose, per poter considerare gli ultimi eventi internazionali. Le recenti instabilità nel contesto ucraino e del Medio Oriente, sommate agli squilibri nel mercato dell'approvvigionamento energetico, hanno richiesto delle azioni di adattamento dei piani precedentemente ratificati, come ad esempio la maggiore indipendenza e diversificazione promossa con il pacchetto REPowerEU, con cui si mira ad accelerare l'abbandono dalle importazioni di gas naturale russo prima della fine del decennio. In questo stesso contesto l'idrogeno di origine non fossile acquisisce ulteriore importanza, con un innalzamento degli obiettivi di diffusione e impiego nei settori d'uso finale. Alcune nazioni hanno già intrapreso delle azioni di

¹ <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>

² https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/it/ip_19_6691 e per ulteriori approfondimenti:

https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_it

³ <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>

⁴ <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/eu-recovery-plan/repowereu/>

⁵ Per un dettaglio maggiore delle differenti opzioni tecnologiche presenti sul mercato e nei principali filoni di ricerca, si rimanda alla classificazione presentata nella Sezione 5 (Box 1).

⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0301>

aggiornamento di tali strategie, come per esempio la Germania, la cui versione aggiornata è stata pubblicata a luglio 2023⁷ e la Francia, a inizio 2024. In Italia, la Strategia Nazionale Idrogeno⁸ è stata pubblicata nella sua versione definitiva a fine 2024, a qualche anno dalla pubblicazione delle linee guida preliminari.

La necessità di recepire gli obiettivi nazionali e transnazionali richiede un forte coordinamento di tutte le autorità sub-nazionali e regionali, mediante anche un'organizzazione strutturata e capillare degli strumenti (di natura infrastrutturale, regolatoria e non solo) abilitanti la penetrazione dell'idrogeno a basso tenore emissivo. In ottica di contribuire al raggiungimento di questi target di decarbonizzazione e di sviluppo della filiera, prevedendo la messa a terra delle relative infrastrutture, Regione Lombardia si propone di individuare i possibili impieghi nei settori d'uso finale, le risorse disponibili, le infrastrutture necessarie, e facilitare lo sviluppo di un contesto amministrativo, regolatorio e finanziario adeguato. Questa ambizione è raccolta in questo documento che presenta la visione strategica di Regione Lombardia per affrontare le sfide e raccogliere le opportunità nel percorso di sviluppo della filiera dell'idrogeno nel territorio lombardo.

Il documento è caratterizzato da una prima panoramica sugli indirizzi politici a livello internazionale e nazionale (Sezione 2), seguita da una mappatura dei progetti attivi sul territorio (Sezione 3), da una mappatura dei possibili settori d'uso finale maggiormente interessati dalla conversione ad idrogeno (Sezione 4) e da un'analisi delle possibili linee di approvvigionamento del vettore (Sezione 5). Il documento riassume infine le principali evidenze che emergono dalle analisi, formulando le linee di azione, gli strumenti finanziari e le misure politiche d'interesse per promuovere la diffusione dell'idrogeno (Sezione 6).

⁷ <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/national-hydrogen-strategy-update.html>

⁸ <https://www.mase.gov.it/sites/default/files/Strategia%20Nazionale%20Idrogeno.pdf>

2 Ricognizione degli indirizzi politici nei differenti livelli nazionali e sovranazionali

In questa sezione viene fornito un quadro delle politiche e delle misure attualmente attive e dei principali obiettivi che coinvolgono (o comunque lambiscono) lo sviluppo della filiera dell'idrogeno in contesto nazionale e sovranazionale. Per comodità, nella Tabella 2-1 vengono brevemente riassunte le principali caratteristiche delle politiche menzionate all'interno della sezione. Nella loro esposizione all'interno di questo documento si è deciso di seguire un approccio "top-down", presentando dapprima il contesto sovranazionale, per passare poi al contesto italiano e successivamente alle realtà regionali.

Tabella 2-1 - Scheda riassuntiva dei principali pacchetti di misure analizzati

Livello	Nome e tipologia di pacchetto di azioni politiche	Contesto interessato e anno di pubblicazione	Descrizione sintetica del piano
Sovranazionale	G20 Osaka summit	Paesi Membri del G20 (2019)	Sviluppo economico e contributo alle politiche di mitigazione al cambiamento climatico
	Strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra	Unione Europea (2020)	Definizione di una prima roadmap europea per favorire lo sviluppo dell'idrogeno e dei primi obiettivi di produzione rinnovabile
	Fit-for-55	Unione Europea (2021)	Nuovi obiettivi di riduzione delle emissioni di CO _{2eq} successivi al contesto creatosi durante il periodo pandemico
	REPower EU	Unione Europea (2022)	Adeguamento delle politiche comunitarie in termini di sicurezza energetica e transizione ecologica a valle della situazione in Ucraina
	Renewable Energy Directive (RED III)	Unione Europea (2023)	Definizione del contesto normativo circa l'installazione di nuove FRNP e lo sviluppo di nuovi vettori energetici
	Alternative Fuels Infrastructure Regulation (AFIR)	Unione Europea (2023)	Aggiornamento degli obiettivi per la costruzione delle nuove infrastrutture per il rifornimento di vettori energetici alternativi nel settore dei trasporti
	FuelEU Maritime	Unione Europea (2023)	Definizione del contesto normativo circa la transizione ecologica nel trasporto navale
	Refuel EU Aviation	Unione Europea (2023)	Istituzione della tabella di marcia per il percorso di decarbonizzazione dell'aviazione
	Zero Industry Act, CO ₂ emission standards for light duty, Hydrogen and decarbonised gas market	Unione Europea (2023-in corso)	Insieme di nuove proposte che interessano differenti settori d'uso, al fine di promuovere la transizione ecologica
Nazionale	Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)	Italia (2021)	Insieme di misure politiche volte a favorire il processo di transizione ecologica, digitale e di efficientamento della Pubblica Amministrazione
	Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)	Italia (2024)	Aggiornamento delle politiche e degli obiettivi nazionali al 2030 in allineamento con le più recenti disposizioni comunitarie
	Strategia Nazionale Idrogeno	Italia (2024)	Definizione di scenari di breve, medio e lungo termine per la diffusione dell'idrogeno in Italia e azioni, politiche e misure di supporto

Regionale	Programma Regionale Energia Ambiente Clima (PREAC)	Lombardia (2022)	Definizione del percorso regionale per perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030
	Programma Regionale della Mobilità e dei Trasporti (PRMT)	Lombardia (2016)	Quadro regionale su obiettivi, strategie e pianificazione della mobilità sostenibile. L'aggiornamento del PRMT è attualmente in fase di approvazione
Altre strategie rilevanti	Strategia regionale per l'idrogeno del Piemonte	Piemonte (2022)	Quadri regionali su obiettivi, aree di approfondimento e contesto normativo e di governance a favore dello sviluppo della filiera nelle rispettive regioni
	H2Puglia2030-Strategia Regionale per l'Idrogeno	Puglia (2022)	

2.1 Contesto sovranazionale

A partire dalla fine del decennio scorso, il tema dello sviluppo di un'economia dell'idrogeno ha riscoperto un nuovo crescente interesse da parte delle autorità internazionali. A titolo di esempio, si menziona il **quattordicesimo G20**, ad **Osaka** (Giappone) tenutosi nel giugno 2019⁹. È stato in tale occasione che la International Energy Agency (IEA) ha prodotto *The future of hydrogen*¹⁰, rapporto che ha fornito una prima panoramica a tutto tondo sulle possibilità di sviluppo della filiera a livello mondiale, identificando le varie componenti della filiera, i possibili impieghi, i principali limiti e barriere e concludendo con le possibili misure politiche per favorirne lo sviluppo.

A livello europeo il primo tassello è stato posto nel luglio 2020, con la pubblicazione del rapporto **Una strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra**¹¹. In questo documento, la Commissione Europea ha definito i primi obiettivi che gli Stati Membri sono chiamati a raggiungere a livello comunitario e ha esplicitato una prima tabella di marcia per poter favorire lo sviluppo della filiera dell'idrogeno sul suolo europeo. Il testo definisce tre fasi principali di sviluppo: (i) una prima fase, identificata nel quadriennio 2020-2024, entro la quale si prefigurava l'obiettivo di installare in territorio europeo 6 GW_e di elettrolizzatori, al fine di arrivare ad una produzione annuale di 1 Mt di idrogeno rinnovabile¹²; (ii) una seconda fase, nella rimanente parte del decennio, che mira all'installazione entro il 2030 di 40 GW_e di elettrolisi entro i confini degli Stati Membri; a cui vanno aggiunti ulteriori 40 GW_e da installare nei paesi limitrofi e arrivando ad una produzione di almeno 10 Mt_{H₂}/anno; (iii) una terza fase, rappresenta la piena diffusione della filiera in cui immaginare una produzione di idrogeno verde su vasta scala (con un target indicativo di 500 GW_e di elettrolisi attorno al 2050).

Sempre in contesto europeo, nel luglio 2021 ha visto la luce il pacchetto di riforme denominato **Fit-for-55**¹³ con il quale sono stati ripresi (e rivisti al rialzo) alcuni degli obiettivi definiti nel precedente European Green Deal e in particolare l'obiettivo di ridurre di almeno il 55% le emissioni di gas climalteranti europee entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990. Nel mix di vettori energetici da impiegare viene identificato uno spazio di manovra anche per l'idrogeno verde, con una domanda annuale stimata al 2030 pari a 7 milioni di tonnellate ed una quota vincolante di vettore rinnovabile nella domanda di idrogeno industriale pari al 35%. Le successive instabilità nel contesto dell'Europa orientale, combinate con gli effetti del periodo pandemico e di forte incertezza nel settore della generazione elettrica dovuta alle difficoltà di approvvigionamento di fonti energetiche (e.g., gas naturale) ha richiesto una successiva revisione degli obiettivi e del processo di

⁹ <https://www.g20.org/en/about-the-g20/previous-summit?activeAccordion=678bde58-71a8-497e-a6f1-76d368eafc86>

¹⁰ <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

¹¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0301>

¹² A settembre 2024, secondo Hydrogen Europe sono stati effettivamente installati 385 MWe

https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2024/11/Clean_Hydrogen_Monitor_11-2024_V2_DIGITAL_draft3-1.pdf

¹³ <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>

transizione. Nella primavera del 2022 è stato pubblicato quindi il pacchetto **REPowerEU**¹⁴, con il quale la Commissione Europea ha rivisto al rialzo alcuni target, con l'ambizione di affrancarsi gradualmente dalla dipendenza di importazioni di combustibili fossili dalla Russia. Con il REPowerEU vengono confermati i principali obiettivi del Fit-for-55 ma viene rivisto inevitabilmente il mix energetico atteso. In questo senso, l'idrogeno acquisisce quindi un ruolo di primo piano, al fine di sostituire l'impiego di gas naturale (di origine russa), con una domanda incrementata complessivamente a 20 Mt_{H₂} annue, di cui circa metà proveniente da importazioni¹⁵. Per quanto riguarda il settore industriale, la quota rinnovabile nella domanda di idrogeno viene aumentata al 50% (al 2030). Relativamente al settore dei trasporti non vengono forniti obiettivi di penetrazione vincolanti, bensì delle stime riguardo i combustibili rinnovabili di origine non biologica (o RFNBOs, dall'inglese *renewable fuels of non-biological origins*). Per questi è prevista una progressiva penetrazione al 2030, passando da circa il 2.6% dei consumi del settore trasporti nel FF55 al 5.7% del RepowerEU.

Questi obiettivi e stime sono state poi oggetto di discussione anche all'interno di ulteriori pacchetti di misure europee che hanno recentemente visto la luce o sono in fase finale di discussione. Per esempio, la revisione della **Renewable Energy Directive** giunta alla sua terza versione (conosciuta sotto l'acronimo di RED III)¹⁶ pubblicata nella seconda metà del 2023 definisce alcuni requisiti e caratteristiche che vanno ad interessare la filiera dell'idrogeno. Per esempio, si definisce il principio di addizionalità che deve essere rispettato dai nuovi impianti di generazione elettrica rinnovabile destinati alla produzione di idrogeno verde, o ancora alcuni obiettivi di riduzione delle emissioni di gas climalteranti (o GHG, dall'inglese *greenhouse-gas*) nel settore dei trasporti. Per quest'ultimo settore viene fornita una definizione per i RFNBOs, per i quali deve essere rispettata una riduzione delle emissioni di GHG di almeno il 70%, nel loro ciclo di vita, rispetto alla filiera fossile (per la produzione di H₂ verde, questo equivale a un massimo di ~28 g_{CO₂}/MJ_{H₂}¹⁷). Vengono successivamente definiti degli obiettivi di penetrazione della quota rinnovabile sulla domanda di idrogeno in ambito industriale¹⁸, pari almeno al 42% nel 2030 e con una proiezione al 60% nel 2035. Allo stesso modo, le stime dei precedenti pacchetti trovano anche una concretizzazione, con l'obiettivo, per il 2030, di almeno il 5.5% dei consumi finali del settore dei trasporti coperto da combustibili avanzati di origine biologica o da RFNBOs, di cui almeno l'1% deve essere fornito da questi ultimi.

Sempre in contesto europeo, nel settembre 2023 è stata pubblicata la revisione dell'**Alternative Fuels Infrastructure Regulation** (AFIR, o regolamento sulle infrastrutture per i combustibili alternativi)¹⁹. In questo regolamento vengono fissati gli obiettivi di installazione minimi circa le infrastrutture sia per la ricarica dei veicoli elettrici sia per il rifornimento dei mezzi a idrogeno. Viene così imposta la costruzione di almeno una stazione di rifornimento (o HRS, dall'inglese *hydrogen refuelling station*) ogni 200 km sulle arterie principali della rete stradale TEN-T entro il 2030. In parallelo viene fissato l'obiettivo di installare una HRS per ciascun nodo urbano. Queste stazioni devono prevedere almeno un erogatore che sia in grado di rifornire idrogeno

¹⁴ <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/eu-recovery-plan/repowereu/>

¹⁵ Si parla di circa 6 milioni di tonnellate di idrogeno importato nella sua forma pura, combinato con 4 Mt sotto forma di ammoniaca o altri vettori che lo contengano.

¹⁶ Le informazioni generali sono reperibili a https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en, mentre per il dettaglio al documento si rimanda a <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023L2413&qid=1699364355105>

¹⁷ https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2023/10/Clean_Hydrogen_Monitor_11-2023_DIGITAL.pdf

¹⁸ Seppur con delle eccezioni, come per esempio negli impieghi dell'idrogeno nei processi di raffinazione. Tali distinguo trovano una motivazione anche nel tentativo di non incorrere in conflitti con altri obiettivi di decarbonizzazione: la definizione di una quota minima di idrogeno verde impiegato nella raffinazione potrebbe scontrarsi con i quantitativi di RFNBO che sarebbe necessario produrre per rispettare le quote di penetrazione di combustibili sintetici per il settore dei trasporti, questi ultimi prodotti sintetizzati appunto nelle raffinerie.

¹⁹ <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/1804/oj>

a 700 bar, con una capacità di stoccaggio (e quindi di rifornimento) della stazione di almeno 1 tonnellata di idrogeno al giorno²⁰.

Riguardo al settore dei trasporti, due ulteriori pacchetti sono stati pubblicati nel 2023. Il primo è il **FuelEU Maritime**²¹ nel quale viene esplicitato il contesto di obiettivi di decarbonizzazione per il trasporto navale europeo. Tale vincolo di riduzione delle emissioni di gas serra si applica interamente alle navi destinate al mercato interno e alle le navi che possiedono una stazza lorda superiore alle 5000 tonnellate, mentre è limitato al 50% per le navi che provengono da (o salpano in direzione di) mete extra-UE. Nel periodo compreso fra il 2025 ed il 2033 viene attribuito un premio all'impiego di RFNBOs nel settore marittimo, attraverso l'assegnazione di un moltiplicatore pari a 2 nel calcolo dell'intensità dei gas a effetto serra dei consumi energetici del trasporto navale. Il risultato si traduce nel conteggio doppio del contenuto energetico del combustibile rinnovabile impiegato sul mix energetico complessivamente consumato. Questo al fine di concedere maggiori libertà agli operatori nel selezionare l'opzione più adatta per conseguire la riduzione delle emissioni del settore. Qualora tuttavia non venisse raggiunta una penetrazione di RFNBOs pari all'1% dei consumi energetici del settore entro il 2031, viene definita una soglia minima di penetrazione (pari al 2%) a partire dal 2034²². Viene poi definita la riduzione progressiva dell'intensità carbonica degli usi energetici nel settore navale, da un -2% a partire dal 2025 fino ad un abbattimento dell'80% entro il 2050 rispetto al valore di riferimento di 91.16 gCO_{2eq}/MJ. Con la pubblicazione del pacchetto **Refuel EU Aviation**²³, si definisce invece una roadmap verso una progressiva sostituzione dei combustibili fossili nel trasporto aereo. Con un intervallo di cinque anni, vengono definiti gli obiettivi minimi di penetrazione di combustibili sostenibili per l'aviazione (o SAF, *Sustainable Aviation Fuels*) e, fra questi, di combustibili liquidi di origine sintetica (fra cui si annoverano l'idrogeno ed il cherosene sintetico). La Tabella 2-2 riassume la progressione temporale di questi target.

Tabella 2-2 - Obiettivi di penetrazione di combustibili sintetici e SAF nel settore dell'aviazione [fonte: ²⁴]

Quota minima di combustibile fornito	2025	2030	2035	2040	2045	2050
SAF	2%	6%	20%	34%	42%	70%
Di cui combustibili sintetici	n/d	1.2% ²⁵ -2% ²⁶	5%	10%	15%	35%

In maniera complementare, si segnalano altri pacchetti di recente o prossima pubblicazione in ambito europeo. Il primo è il **Regolamento sull'industria a zero emissioni nette**²⁷, approvato a giugno 2024. Questo insieme di misure ambisce a sviluppare la potenza manifatturiera per la produzione di tecnologie rinnovabili all'interno dei confini europei, semplificando il contesto normativo e autorizzativo e fornendo investimenti a supporto dell'industria, oltre che a contrastare le politiche di incentivazione di altre potenze straniere (per

²⁰ Questo obiettivo può essere diminuito a 500 kg di idrogeno/giorno se lungo quell'arteria stradale circolano, in media, meno di 2000 veicoli pesanti al giorno.

²¹ Le informazioni generali sono reperibili a <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/07/25/fueleu-maritime-initiative-council-adopts-new-law-to-decarbonise-the-maritime-sector/>, mentre il dettaglio al documento si rimanda a <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/1805>

²² La Commissione ha comunque inserito una postilla, con la quale l'eventuale sotto-obiettivo del 2% dal 2034 decade qualora le capacità di produzione e rifornimento di RFNBOs risultassero insufficienti, economicamente insostenibili, o ancora caratterizzati da una distribuzione geografica disomogenea.

²³ Per la pagina generale: <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/10/09/refueleu-aviation-initiative-council-adopts-new-law-to-decarbonise-the-aviation-sector/>; per il dettaglio al documento si rimanda a <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-29-2023-INIT/en/pdf>

²⁴ <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-29-2023-INIT/en/pdf>

²⁵ Obiettivo medio per il biennio 2030-2031, con un minimo vincolante di 0.7%.

²⁶ Obiettivo medio per il triennio 2032-2034, con un vincolo minimo di 1.2%, aumentato a 2% per il solo 2034.

²⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52023PC0161>

esempio le politiche promosse dagli Stati Uniti tramite l’Inflation Reduction Act²⁸). Tale pacchetto europeo fissa l’obiettivo di sviluppare una capacità produttiva, entro il 2030, “pari almeno al 40 % del fabbisogno annuo di diffusione delle tecnologie a zero emissioni nette”²⁹. In merito alla filiera dell’idrogeno, l’obiettivo pubblicato fissa la soglia di capacità di elettrolizzatori installati in fase operativa pari ad almeno 100 GW entro il 2030.

Queste misure si vanno a sommare con quelle contenute nello **Hydrogen and decarbonised gas market**³⁰, con il quale si propone l’istituzione del ENNOH, *European Network for Network Operators of Hydrogen*³¹, un ente che coordini i vari operatori per la rete di trasmissione dell’idrogeno (o *EU Hydrogen Transmission Network Operators* HTNOs). Questo pacchetto si pone l’obiettivo di definire delle regole comuni per lo sviluppo della rete di rifornimento di idrogeno nel contesto sovranazionale. Il settore dei trasporti viene ulteriormente interessato dalla revisione dell’aprile 2023 del **Regolamento che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni di CO2 delle autovetture nuove e dei veicoli commerciali leggeri nuovi**³² attraverso la quale vengono imposti dei vincoli più stringenti sulle emissioni specifiche relative alle nuove immatricolazioni. Nello specifico, vengono definiti i target riassunti nella Tabella 2-3 seguente:

Tabella 2-3 - Limite delle emissioni per le nuove immatricolazioni di autovetture e di veicoli commerciali leggeri; le emissioni riportate fanno riferimento al Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedure (WLTP) [fonte:³³]

tipologia	Dal 2020 al 2024	Dal 2025 al 2029	Dal 2030 al 2034	Dal 2035
Autovetture	95 gCO ₂ /km	93.6 gCO ₂ /km	49.5 gCO ₂ /km	0 gCO ₂ /km
Veicoli commerciali leggeri	147 gCO ₂ /km	153.9 gCO ₂ /km	90.6 gCO ₂ /km	0 gCO ₂ /km

2.2 Contesto nazionale

L’Italia ha pubblicato la propria **Strategia Nazionale Idrogeno** nel novembre 2024³⁴. La strategia segue, dopo quattro anni, la pubblicazione delle **Linee guida preliminari per la Strategia Nazionale Idrogeno**³⁵, nelle quali il governo italiano definiva i primi obiettivi per favorire la diffusione e lo sviluppo della filiera al 2030. Il documento ambiva ad almeno il 2% di penetrazione dell’idrogeno nella domanda energetica finale, con l’installazione di circa 5 GW_e di elettrolizzatori, una sostituzione di almeno il 2% della flotta di camion a lungo raggio e una potenziale sostituzione del 50% della rete ferroviaria non elettrificata. La nuova strategia fornisce invece delle stime puntuali per diversi scenari di penetrazione dell’idrogeno nell’industria e nei trasporti al 2050, come riportato in Tabella 2-4. Il target di capacità di elettrolizzatori viene stimato all’interno di una forchetta di 15-30 GW al 2050, mentre per l’orizzonte di breve termine al 2030 vengono riprese le

²⁸ <https://www.whitehouse.gov/cleanenergy/inflation-reduction-act-guidebook/> e in alternativa <https://www.congress.gov/117/plaws/publ169/PLAW-117publ169.pdf>

²⁹ Nello specifico, le tecnologie strategie a zero emissioni nette individuate dal documento sono le seguenti: (i) tecnologie solari fotovoltaiche e termiche; (ii) tecnologie per l’energia eolica onshore e le energie rinnovabili offshore; (iii) tecnologie delle batterie/di stoccaggio; (iv) pompe di calore e tecnologie dell’energia geotermica; (v) elettrolizzatori e celle a combustibile; (vi) tecnologie del biogas/biometano sostenibile; (vii) tecnologie di cattura e stoccaggio del carbonio e infine (viii) tecnologie di rete.

³⁰ https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/market-legislation/hydrogen-and-decarbonised-gas-market-package_en

³¹ <https://ennoh.eu/>

³² https://climate.ec.europa.eu/eu-action/transport/road-transport-reducing-co2-emissions-vehicles/co2-emission-performance-standards-cars-and-vans_en ed in dettaglio <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32023R0851>

³³ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/transport/road-transport-reducing-co2-emissions-vehicles/co2-emission-performance-standards-cars-and-vans_en e https://climate.ec.europa.eu/eu-action/transport/road-transport-reducing-co2-emissions-vehicles/co2-emission-performance-standards-cars-and-vans_en

³⁴ <https://www.mase.gov.it/sites/default/files/Strategia%20Nazionale%20Idrogeno.pdf>

³⁵ https://www.mimit.gov.it/images/stories/documenti/Strategia_Nazionale_Idrogeno_Linee_guida_preliminari_nov20.pdf

stime inserite nell'aggiornamento del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima del 2024 (si veda più avanti nel capitolo).

Tabella 2-4 – Stime di consumo di idrogeno e combustibili derivati nei tre scenari ipotizzati nella Strategia Nazionale Idrogeno (SNI); (*) consumi che danno luogo alla produzione di circa 340 ktep di energia elettrica (scenario "alta diffusione"), non riportati in tabella; (**) fra parentesi riportati i quantitativi di e-fuel prodotti [fonte: SNI; i valori sono riportati in TWh per confronto con i grafici e le tabelle proposti più avanti in questo documento]

Scenario considerato	Base [TWh/y]	Intermedio [TWh/y]	Alta diffusione [TWh/y]
Consumi lordi	74.3	105.6	138.7
Gas to power*	3.5	4.7	5.8
Produzione e-fuel**	42.8 (36.4)	55.2 (47.0)	66.8 (56.8)
Consumi finali	62.7	79.3	93.0
Industria	18.3	31.2	43.1
Acciaio	9.3	10.7	12.9
Fonderie	-	0.6	1.2
Ceramica	0.3	2.0	3.6
Cemento	-	1.2	2.3
Vetro	1.4	3.5	5.7
Feedstock - Raffinerie	4.0	4.0	4.0
Feedstock - Chimica	3.3	9.3	13.5
Trasporti	45.5	60.4	78.0
Auto e moto	-	2.1	4.1
Bus	2.3	4.2	6.2
Camion	7.0	17.4	30.2
Treni	0.1	0.2	0.3
Aerei	34.9	34.9	34.9
Navi e porti	1.2	1.5	2.3
Civile	0.7	1.2	1.7

La Strategia Nazionale Idrogeno definisce anche azioni, politiche e misure per sviluppare sia la filiera di approvvigionamento che il mercato della domanda. Sul fronte della domanda, propone misure come: (i) meccanismi competitivi di approvvigionamento, ad esempio modelli a doppia asta (come il meccanismo H2 Global in Germania³⁶); (ii) sostegno a progetti pilota per scalare tecnologie innovative; (iii) incentivi economici per investimenti in tecnologie H2-ready; (iv) certificazione dell'origine dell'idrogeno. Parallelamente, la strategia punta a creare una filiera nazionale di produzione e distribuzione, con interventi per sostenere i costi infrastrutturali di trasporto, stoccaggio e distribuzione, valorizzando luoghi di accentrimento di domanda e offerta, come le hydrogen valleys. Promuove anche misure per favorire l'importazione di idrogeno verde e suoi derivati attraverso meccanismi competitivi e la riqualificazione di infrastrutture strategiche, come porti per l'importazione di ammoniaca o il Southern Hydrogen Corridor. Tutte queste azioni richiedono un quadro normativo semplificato e coordinato. A titolo di esempio, la strategia segnala la necessità di assegnare ad ARERA la competenza in materia di regolazione del settore idrogeno, oppure di definire il contorno normativo per ampliare il miscelamento del vettore (i.e., blending) nella rete gas dal 2% al 10% (in termini di volume).

All'interno dell'insieme di pacchetti europei per far fronte al periodo pandemico e di instabilità geopolitica si menziona il **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)**³⁷ pubblicato nel maggio 2021 (e di recente sottoposto a revisione). Il PNRR mira a definire il contesto normativo e finanziario per la promozione e l'attuazione di specifici pilastri al fine di favorire, tra le altre cose, lo sviluppo e la decarbonizzazione del sistema energetico, da compiersi all'interno del periodo compreso fra il 2021 ed il 2026. Il piano dedica infatti una cospicua parte delle risorse per la rivoluzione verde e la transizione ecologica (nella versione originale

³⁶ <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2024/07/20240711-h2global.html>

³⁷ https://www.governo.it/sites/governo.it/files/PNRR_0.pdf

quasi 60 miliardi di euro, di cui circa 24 per le energie rinnovabili, l'idrogeno, la rete e la mobilità sostenibile). Nello specifico, per l'idrogeno vengono destinati 3.19 miliardi di €, al fine di promuoverne produzione, distribuzione e usi finali³⁸. Si definisce l'obiettivo di sviluppare circa 40 stazioni di rifornimento stradale, dando la priorità alle arterie stradali maggiormente interessate dai flussi commerciali e quindi attraversate da camion a lungo raggio (si pensi per esempio agli scambi sul confine austriaco attraverso il Brennero). Tale obiettivo verrà conseguito in parallelo allo sviluppo di specifiche aree idonee, le cosiddette hydrogen valleys, volte a promuovere progetti pilota lungo l'intera catena del valore (dalla produzione di H₂ verde, al suo impiego) e allo sviluppo di una mobilità a idrogeno su ferro (come il progetto nel contesto lombardo *H2IseO*). Viene anche menzionato l'obiettivo di costruire circa 9 HRS lungo 6 linee ferroviarie. Vengono previsti 500 M€ per la realizzazione di siti di produzione di idrogeno verde in aree industriali dismesse, ciascuno con una capacità media di almeno 1-10 MW, entro il 2026. Le risorse sono state successivamente incrementate di 90 M€ dal Pacchetto RepowerEU. . Anche i settori d'uso vengono incentivati, nello specifico i settori "hard-to-abate", vengono stanziati circa 2 miliardi di euro, di cui la metà per il progetto DRI S.p.A. nel settore della produzione dell'acciaio.

Sempre legato alla politica nazionale è anche l'aggiornamento del **Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)**³⁹ pubblicato nel giugno 2024. In questa nuova versione, l'idrogeno acquista una notevole importanza, sulla scia dello slancio menzionato nel precedente PNRR.. Complessivamente, per la domanda, sono previsti 252 kton di consumi di idrogeno al 2030, di cui 115 kton per l'industria e 137 kton per i trasporti.

2.3 Contesto regionale

In merito al territorio lombardo, una prima visione di medio termine viene fornita nel **Programma Regionale Energia Ambiente e Clima (PREAC)**⁴⁰ pubblicato a fine 2022, all'interno del quale viene restituita una fotografia del contesto attuale del sistema energetico e una sua possibile evoluzione in coerenza con gli obiettivi sovranazionali e nazionali di riduzione delle emissioni di gas serra. Vengono valutate le possibilità di diffusione di differenti opzioni tecnologiche abilitanti la transizione ecologica nei diversi settori d'uso attraverso un'analisi spaziale dettagliata (la regione viene suddivisa in 17 aree omogenee rispetto a caratteristiche socioeconomiche e geografiche). Il PREAC prevede al 2030 una leggera penetrazione dell'idrogeno nei trasporti (poco meno di 2 kton) mentre identifica un potenziale interesse negli utilizzi industriali in un orizzonte di più lungo termine. Ciononostante, evidenzia l'importanza di anticipare i tempi riconoscendo la necessità di avviare per tempo lo sviluppo del settore.

In parallelo si sviluppano le azioni previste dal **Programma Regionale della Mobilità e dei Trasporti (PRMT)**⁴¹ pubblicato da Regione Lombardia nel settembre 2016. Nel piano vengono definiti gli obiettivi regionali in merito alla mobilità e i rispettivi interventi richiesti sul territorio in linea con gli obiettivi di transizione.

³⁸ Nella sua revisione di fine 2023, un ricollocamento delle risorse ha ridotto la quota destinata alla missione "Rivoluzione verde e transizione ecologica" poco più di 55.5 miliardi di €. Relativamente all'idrogeno, il portale online (consultato a dicembre 2024) dedicato al piano identifica, fra gli investimenti che coinvolgono (in maniera esclusiva o complementare) il tema idrogeno le seguenti voci: (i) "idrogeno", 450 milioni di €; (ii) "Ricerca e sviluppo sull'idrogeno" (300 M€); (iii) "Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario" (300 M€); (iv) "Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale" (230 M€); (v) "Produzione in aree industriali dismesse" (500 M€); (vi) "Rinnovo flotte bus e treni verdi" (3'377 M€) [<https://www.italiadomani.gov.it/content/sogei-ng/it/it/home.html>]. La versione di giugno 2024 del PNIEC invece quantifica gli investimenti complessivi per un totale di 3.64 miliardi di € [https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2024_revfin_01072024.pdf]

³⁹ https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2024_revfin_01072024.pdf

⁴⁰ <https://www.regione.lombardia.it/wps/portal/istituzionale/HP/DettaglioRedazionale/istituzione/direzioni-general/direzione-generale-ambiente-e-clima/preac-programma-regionale-energia-ambiente-e-clima/preac-programma-regionale-energia-ambiente-e-clima>

⁴¹ <https://www.regione.lombardia.it/wps/portal/istituzionale/HP/DettaglioRedazionale/istituzione/x-legislatura/direzione-generale-infrastrutture-e-mobilita/azioni-prmt>

Attualmente è in fase di approvazione il nuovo PRMT, che comprende un'analisi sulle potenzialità dei combustibili alternativi (ivi incluso l'idrogeno verde).

2.4 Altre strategie regionali

Si ritiene infine utile riportare qui anche le strategie pubblicate da realtà regionali differenti dalla Lombardia, per motivi diversi. In una logica di prossimità geografica, risulta degna di menzione la **Strategia Regionale per l'idrogeno del Piemonte**⁴², pubblicata nel giugno 2022. Nel documento vengono definiti quattro pilastri: (i) diversificazione produttiva, ricerca sviluppo e innovazione, (ii) mobilità e trasporti, (iii) produzione, distribuzione e uso energetico dell'idrogeno e (iv) azioni trasversali. Per ciascun pilastro vengono individuate le competenze regionali, i meccanismi di finanziamento ed incentivazione attivabili, gli strumenti regolatori e una possibile data di avvio delle azioni. Sebbene la strategia non fornisca indicazioni puntuali sull'ubicazione di specifici siti dove promuovere lo sviluppo della filiera (per es. hydrogen valleys) risulta potenzialmente rilevante al fine di individuare possibili zone di complementarità e evitare la possibilità che progetti simili siano caratterizzati da una vicinanza geografica eccessiva (per es. evitando il rischio di installazione di due HRS lungo la medesima arteria stradale nelle immediate prossimità dello stesso confine regionale). Un'altra strategia di recente pubblicazione e di interesse in questo contesto è caratterizzata da **#H2Puglia2030 – La strategia regionale per l'idrogeno**, pubblicata a fine 2022⁴³. All'interno della strategia pugliese vengono definiti obiettivi, pianificazioni e la definizione di determinati progetti bandiera, con la creazione di framework dedicati (a titolo di esempio si menziona l'Osservatorio Regionale per l'idrogeno) che coinvolgano tavoli regionali, nazionali e sovranazionali al fine di favorire il compimento della stessa. Va notato, inoltre, che all'interno del PNRR (e successivamente ripreso nella proposta di revisione del PNIEC⁴⁴) la Regione Puglia è destinataria interamente di un fondo dedicato all'acquisto di materiale rotabile alimentato a idrogeno, da inserire lungo le linee non elettrificate Lecce-Gallipoli, Novoli-Gagliano e Casarano-Gallipoli. La strategia lombarda è correlata a quella pugliese nell'ottica di definizione delle buone pratiche e delle azioni necessarie anche in riferimento a possibili analogie e convergenze con il progetto *H2IseO*.

⁴²<https://www.regione.piemonte.it/web/temi/sviluppo/sistema-ricerca-innovazione/strategia-regionale-per-lidrogeno-piemonte>

⁴³<https://politiche-energetiche.regione.puglia.it/-/h2puglia-2030-approvata-la-strategia-regionale-per-l-idrogeno>

⁴⁴https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2023.pdf

3 I progetti approvati in Lombardia

In questo capitolo viene presentata una mappatura dei progetti (approvati, in fase di approvazione o proposti) che interessano il territorio lombardo e che coinvolgono singole componenti della filiera produttiva o combinazioni fra esse. La trattazione è distinta in hydrogen valleys (Sezione 3.1), trasporti (Sezione 3.2), progetti di ricerca e sviluppo (Sezione 3.3), infrastruttura di trasporto (Sezione 3.4) e altri progetti (Sezione 3.5).

3.1 Hydrogen valleys

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza dedica una quota consistente di risorse per la transizione ecologica. Nella sezione Missione 2 Componente 2 (M2C2) “Energia Rinnovabile, Idrogeno, Rete e Mobilità sostenibile” la misura 3 riguarda interamente la promozione della produzione, della distribuzione e degli usi finali, con un fondo complessivo di ~3.2 miliardi di euro. Di questa, la misura 3.1 è legata alla produzione di idrogeno in aree industriali dismesse, con la creazione di *hydrogen valleys* (cioè luoghi di accentrimento di domanda e offerta). Regione Lombardia ha aderito a tale misura con la Delibera di Giunta Regionale n° 7786 del 16 gennaio 2023⁴⁵, per poi approvare con il successivo Decreto 4609 del 31 marzo 2023⁴⁶ la graduatoria delle proposte progettuali idonee presentata in Tabella 3-1:

Tabella 3-1 – Elenco domande di partecipazione alla M2C2 del PNRR approvate da Regione Lombardia [Fonte: Regione Lombardia, Decreto 4609 del 31 marzo 2023⁴⁷]

Graduatoria	Proponente	Contributo richiesto [€]	Contributo concedibile [€]
1	SAPIO PRODUZIONE IDROGENO	20'000'000	20'000'000
2	Raffmetal	4'500'000	4'500'000
3	LUCCHINI ENERGY SRL	6'497'964.85	6'497'964.85
4	Expand	11'489'949.11	2'502'035.15 + 8'987'913,,96
5	Esselunga	6'714'045	0
6	RONCELLO CAPITAL S.R.L.	7'709'200	0
7	BETTONI S.P.A.	5'327'000	0
8	VITALI S.P.A.	6'236'414	0
9	ENI	17'450'000	0

Fra quelli presentati, sono quattro i progetti assegnatari di un finanziamento; in esito alle successive rinunce, tuttavia, soltanto due progetti verranno portati a termine. Anche il progetto di Esselunga, che avrebbe dovuto subentrare successivamente nella graduatoria, è stato oggetto di rinuncia.

L'alto tasso di fallimento dei progetti è stato favorito da diverse circostanze: in primo luogo il quadro normativo e i meccanismi di incentivazione non sono ad oggi ancora sufficientemente definiti. Di particolare rilievo la mancata definizione del meccanismo di incentivazione dell'idrogeno rinnovabile – il decreto che dovrà stabilirlo in attuazione del d. lgs. 199/2021 ad oggi non è ancora stato emanato. A fronte di una situazione di mercato ancora in fase di definizione, il PNRR prevede il rispetto del termine di conclusione dei

⁴⁵<https://www.regione.lombardia.it/wps/wcm/connect/ab1ba71b-301f-4aa4-9bd9-5c255d65e017/approvazione+bando+idrogeno+dgr+7786+del+16.1.23.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=ROOTWORKSPACE-ab1ba71b-301f-4aa4-9bd9-5c255d65e017-oqsCeP9>

⁴⁶<https://www.regione.lombardia.it/wps/wcm/connect/2cf82f53-720c-49ea-9daf-40dc6f5b915a/decreto+n.4906+del+31.3.2023+Regione+Lombardia.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=ROOTWORKSPACE-2cf82f53-720c-49ea-9daf-40dc6f5b915a-oDA4RND>

⁴⁷<https://www.regione.lombardia.it/wps/wcm/connect/2cf82f53-720c-49ea-9daf-40dc6f5b915a/decreto+n.4906+del+31.3.2023+Regione+Lombardia.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=ROOTWORKSPACE-2cf82f53-720c-49ea-9daf-40dc6f5b915a-oDA4RND>

progetti a giugno 2026, tempo abbastanza limitato a fronte della complessità del processo. Il meccanismo di attuazione del bando, infine, rende difficile operare variazioni del progetto in fase esecutiva, che viceversa possono rendersi necessarie a fronte di mutamenti nelle condizioni al contorno.

Attualmente il progetto presentato da Expand, società specializzata nello sviluppo di progetti nell'ambito della transizione ecologica e nella generazione elettrica da fonti rinnovabili è in uno stato avanzato di realizzazione, la fase di permitting è stata correttamente indirizzata, l'approvvigionamento dell'elettrolizzatore è in corso e così anche la costruzione dell'impianto fotovoltaico che asservirà la produzione di idrogeno verde. La proposta ambisce alla creazione di una hydrogen valley nei pressi di Cairate, in provincia di Varese. Attraverso il recupero del sito dell'ex cartiera Vita-Mayer, la società propone l'installazione di un elettrolizzatore da 2 MW, alimentato da energia elettrica rinnovabile proveniente da un impianto fotovoltaico di 4.5 MW, con il quale si stima una produzione di circa 100.5 t/anno di idrogeno rinnovabile per l'utilizzo in mezzi di trasporto⁴⁸. In parallelo al sito produttivo, un consorzio di diverse realtà aziendali ed enti pubblici locali ha manifestato interesse e aderito all'iniziativa, per una domanda potenziale di circa 1800 t/anno di idrogeno rinnovabile.

Recentemente, a seguito di una nuova erogazione di risorse da parte del MASE, è stato possibile includere nei progetti ammessi anche Roncello Capital srl.

3.2 Trasporti

All'interno della M2C2 è previsto anche l'investimento 3.3, relativo alla "sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale", patrocinato dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti. Questi con il decreto direttoriale n° 113 del 10 novembre 2022⁴⁹ ha pubblicato il bando per la realizzazione di stazioni di rifornimento alimentate a idrogeno rinnovabile e successivamente con il decreto direttoriale n° 10 del 17 gennaio 2023 (poi modificato con il decreto direttoriale del 3 marzo⁵⁰) ha pubblicato le modalità e i termini per la presentazione dei progetti.⁵¹ Le risorse finanziarie dedicate a questo investimento ammontano a 230 M€, con localizzazione prioritaria nelle aree strategiche per i trasporti stradali pesanti, quali le zone prossime a terminal interni e le rotte più densamente attraversate da mezzi per il trasporto delle merci a lungo raggio, e per i servizi del trasporto pubblico locale. La graduatoria delle stazioni ritenute idonee è stata resa pubblica a fine marzo 2023. A livello nazionale sono stati approvati i finanziamenti per 36 HRS, per un costo totale di 103 M€⁵². Relativamente alla Lombardia, sono 5 i siti identificati che sono stati ammessi a ricevere un finanziamento; uno di questi tuttavia è stato oggetto di successiva rinuncia per cui le stazioni attualmente finanziate risultano essere 4. Tre stazioni verranno installate in provincia di Milano, nei pressi del capoluogo. I primi due progetti sono stati avanzati da *Milano – Serravalle SpA*, la quale prevede l'installazione della prima HRS a Carugate Est e la seconda a Carugate Ovest, ottenendo un finanziamento complessivo rispettivamente di circa 4.92 M€ e 4.81 M€. Il terzo centro di rifornimento stradale è stato progettato da *Eni SpA S. Mobility* a San Donato Milanese, ricevendo un contributo ammissibile di 1.91 M€. L'ultima stazione è in programma a

⁴⁸<https://www.varesenews.it/2023/05/il-territorio-vuole-lidrogeno-verde-lex-cartiera-di-cairate-e-pronta-a-trasformarsi-in-un-polo-produttivo/1612400/>

⁴⁹ https://trasparenza.mit.gov.it/index.php?id_oggetto=11&id_doc=290180

⁵⁰ <https://www.mimit.gov.it/it/normativa/decreti-direttoriali/decreto-direttoriale-del-3-marzo-2023-bando-cetp-2023-presentazione-domande-per-integrazione-consorzi>

⁵¹ <https://www.mimit.gov.it/it/normativa/decreti-direttoriali/decreto-direttoriale-17-gennaio-2023-clean-energy-transition-cetp-2022-presentazione-domande>

⁵² Fonte: https://www.ansa.it/pnrr/notizie/grandi_piccole_opere/2023/03/21/idrogeno-dal-mit-103-milioni-per-36-stazioni-di-rifornimento_15f51c10-181e-49b7-81db-aafd439ff9df.html;

Mantova, attraverso la collaborazione *SAPIO – Keropetrol SpA*, con un contributo ammissibile di circa 4.43 M€.

Nell'estate 2023 è stato indetto un nuovo avviso, attraverso il quale sono state finanziate 17 nuove stazioni di rifornimento, di cui due aggiuntive situate all'interno dei confini regionali, a Malpensa e Cassano D'Adda⁵³. La Milano Serravalle ha poi ricevuto un ulteriore finanziamento nell'ambito del programma europeo "Connetting Europe", che gli consentirà di realizzare anche un ulteriore distributore di idrogeno presso la stazione di servizio di Rho Ovest.

Si menziona inoltre la linea di investimento 3.4 della missione M2, Componente C2 del PNRR, che si pone l'obiettivo di convertire ad idrogeno le linee ferroviarie non elettrificate con elevato traffico passeggeri e un importante utilizzo di treni a diesel. In questo ambito è stato finanziato in Lombardia il progetto H2IseO.

Il progetto "H2iseO Hydrogen Valley", realizzato da *FNM S.p.A., FerrovieNord e Trenord*, ha l'obiettivo di decarbonizzare la linea ferroviaria Brescia-Iseo-Edolo, con una conversione della filiera verso l'idrogeno rinnovabile, sostituendo le motrici originarie (alimentate a gasolio) con nuovi sistemi a propulsione a idrogeno.⁵⁴ Il progetto sarà caratterizzato dall'introduzione di una flotta composta da 14 convogli ferroviari per la piena sostituzione del vecchio parco rotabile con il quale decarbonizzare parzialmente il servizio di trasporto pubblico locale in Valcamonica. Lo sviluppo della hydrogen valley vedrà la costruzione di tre impianti per la produzione locale del vettore energetico, oltre a quattro impianti per la distribuzione. L'impianto di Iseo, che dovrebbe entrare in attività a metà del 2026, prevederà l'impiego della tecnologia Steam Methane Reforming (si veda il Box 1 della sezione 5 per un approfondimento), con una potenza installata di 2.8 MW. Gli impianti di Edolo e Brescia, che dovrebbero essere completati rispettivamente nel primo semestre del 2026 ed entro il 2029, saranno caratterizzati da una potenza installata di 5 MW, prevedendo la costruzione di un sistema di stoccaggio e distribuzione a supporto dei siti di produzione. Per i soli impianti è previsto un investimento pari a circa 145 M€, di cui circa 97.2 M€ provengono da fondi dedicati del PNRR, che si andranno ad aggiungere al contributo di Regione Lombardia. È inoltre previsto un importante investimento per l'acquisto di treni a idrogeno.

Un altro progetto che interesserà la mobilità lombarda è il "TH2ICINO (Towards H2ydrogen Integrated eEconomies In NOrthern Italy)"⁵⁵, partito a settembre 2023 e con una conclusione prevista per la fine di agosto 2027. Il progetto, coordinato da *RINA Consulting S.p.A.*, mira a supportare lo sviluppo di microeconomie basate sull'idrogeno, promuovendo la nascita di un sistema integrato per la produzione, l'accumulo, il trasporto ed il consumo di idrogeno rinnovabile, facilitandone l'adozione come combustibile nel territorio. Con uno stanziamento economico complessivo di circa 18.5 M€ ed un contributo dell'unione europea del 40% circa (7.44 M€), il progetto vedrà in una prima fase la modellizzazione e simulazione dell'intera filiera al fine di identificare i casi ottimali per poter adottare concept innovativi in situazioni di vita reale. Al suo interno si va a collocare l'intenzione di costituire una hydrogen valley nel complesso aeroportuale di Milano Malpensa. Il progetto, che dovrebbe vedere la propria conclusione verso settembre 2027, valuterà applicazioni a idrogeno per una propulsione ibrida dei mezzi aeroportuali, in parallelo allo sviluppo di sistemi di rifornimento di idrogeno.⁵⁶ Il progetto prevede l'installazione di un elettrolizzatore da 5 Megawatt (MW), in grado di produrre circa 76 chilogrammi di idrogeno verde all'ora. Questa capacità produttiva potrà rispondere alle necessità della mobilità sostenibile, stimata in 30 chilogrammi all'ora per agli autobus e i mezzi di terra dell'aeroporto, e alle esigenze dell'industria, con una domanda prevista di 40 chilogrammi all'ora. In aggiunta, l'aeroporto di Milano Malpensa verrà coinvolto nella seconda fase del

⁵³ Fonti: https://trasparenza.mit.gov.it/archivio11_bandi-gare-e-contratti_0_302006_876_1.html

⁵⁴ <https://www.fnmgroup.it/wp-content/uploads/2023/11/Progetto-H2IseO.pdf>

⁵⁵ https://www.clean-hydrogen.europa.eu/projects-repository/th2icino_en

⁵⁶ <https://www.industriaitaliana.it/rina-hydrogen-valley-malpensa-idrogeno/> e <https://hydrogen-news.it/th2icino-presentata-la-hydrogen-valley-aeroporto-di-milano-malpensa/>

progetto *OLGA – hOListic & Green Airports*, nella quale 58 realtà legate al mondo dell'aviazione ambiscono a sviluppare una filiera sostenibile all'interno di alcuni dei principali aeroporti europei.⁵⁷ L'obiettivo del progetto, che ha ricevuto fondi Horizon 2020 dell'Unione Europea, è di accelerare la transizione verso una decarbonizzazione completa entro il 2050 per il settore. La riduzione delle emissioni climalteranti e di altri inquinanti verrà perseguita attraverso la sostituzione del parco circolante per le attività di terra effettuate all'interno dell'aeroporto e anche mediante l'introduzione di vettori energetici rinnovabili come idrogeno, combustibili sintetici sostenibili e combustibili di origine biologica.

3.3 Ricerca e sviluppo

Con l'investimento 3.5, relativo alla ricerca e sviluppo sull'idrogeno, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, con il decreto n° 545, il 23 settembre 2021 ha stipulato un Accordo di programma con l'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA), il Consiglio Nazionale delle Ricerche (CNR) e Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A. (RSE).⁵⁸ Tale accordo prevede lo stanziamento di 110 M€ a favore della ricerca sul settore idrogeno, e l'emanazione di due bandi. Il primo a favore di progetti per attività di ricerca svolta da enti di ricerca ed università, a cui sono destinati 20 M€ (lettera A), mentre il secondo, con un finanziamento complessivo di 30 M€, mira a finanziare gli studi per lo sviluppo del settore dell'idrogeno sostenuti da soggetti privati (lettera B). I risultati delle graduatorie sono stati poi pubblicati sul sito del MASE nel giugno 2022.⁵⁹

Nel contesto lombardo, all'interno della categoria A, è stato approvato il progetto "PERMANENT" del Politecnico di Milano, per un ammontare di 3.4 M€. All'interno di un arco temporale di tre anni, l'attività di ricerca ambisce ad approfondire le maggiori cause di limitazione alla durabilità e alla stabilità della tecnologia delle celle a combustibile ad elettrolita polimeriche (PEMFC, dall'inglese polymer electrolyte membrane fuel cell).⁶⁰ Tale studio si inserisce nella volontà di comprendere ulteriormente il problema della degradazione di tali tecnologie in applicazioni legate alla mobilità (i.e., sistemi di propulsione attraverso celle a combustibile).

I soggetti privati che hanno ricevuto un finanziamento relativamente alla lettera B sono i seguenti:⁶¹

- *SAPIO*, all'interno del progetto "HyPER Mantova – Hydrogen High Pressure Efficient Renewing at Mantova Facility", con un investimento di 1.7 M€, con il quale ambisce ad innovare e rendere più efficiente la filiera di distribuzione dell'idrogeno compresso;
- *GAP SOLUTIONS Srl*, con il progetto "MH2 – Material Handler – H₂ fuel cell powertrain", "per la duplice realizzazione nel bresciano di un sistema a propulsione a idrogeno per veicoli che operano all'interno del settore siderurgico, nello specifico delle acciaierie e di un caricatore industriale a idrogeno"⁶²;
- *Hyter Srl*, con un progetto per lo sviluppo, a Brescia, di un elettrolizzatore di grande taglia, con potenza superiore a 1 MW, caratterizzato da una modularità che ne consenta la produzione industriale (destinati quindi per la costituzione di impianti di grande taglia), ricevendo un contributo di 2.1 M€;
- *Turboden S.p.A.*, con un progetto da circa 0.89 M€ per la progettazione, a Brescia, di un elettrolizzatore a tecnologia alcalina ad alta temperatura e pressione (300°C e 50 bar) da destinare ad applicazioni di difficile decarbonizzazione, in combinazione con recuperi termici.

⁵⁷ www.olga-project.eu

⁵⁸ <https://www.mase.gov.it/pagina/investimento-3-5-ricerca-e-sviluppo-sull-idrogeno>

⁵⁹ <https://www.mase.gov.it/bandi/avvisi-pubblici-la-selezione-di-progetti-di-ricerca-nel-settore-dell-idrogeno-pnrr-m2-c2>

⁶⁰ <https://www.polimi.it/in-evidenza/dettaglio-news/home/al-via-il-progetto-permanent>

⁶¹ https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/bandi/avviso_R_S_H2_tipo_b_dd_127_27_06_2022.pdf

⁶² <https://hydronews.it/il-gruppo-gap-ottiene-fondi-del-pnrr-per-lo-sviluppo-di-un-caricatore-industriale-a-idrogeno/>

Con decreto del 13 dicembre 2024 sono stati assegnati ulteriori 140 M€ di risorse RepowerEU all'investimento 3.5 del PNRR. Le risorse sono state utilizzate per finanziare i progetti precedentemente dichiarati ammissibili ma non finanziabili per carenza di risorse economiche: tra questi nella categoria A rientrano due ulteriori progetti del Politecnico di Milano ed un progetto dell'Università di Milano Bicocca, per complessivi 9,4 M€.

3.4 Infrastruttura di trasporto

Un progetto di interesse a livello nazionale e potenzialmente strategico anche per il territorio regionale è costituito dall'*Italian H₂ Backbone*, ricompreso nel "Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2022-2031" di Snam Rete Gas. Si tratta del tratto italiano del più ampio *SouthH₂ Corridor*, ovvero della dorsale per il trasporto dell'idrogeno dal Nord Africa fino alla Germania, attraverso Italia e Austria. Il progetto prevede la riconversione di tratti della rete gas esistente e la costruzione di nuovi idrogenodotti dove necessario e dovrebbe entrare in pieno esercizio nel 2030. Il *SouthH₂ Corridor* e i progetti nazionali che lo compongono sono stati riconosciuti come strategici a livello europeo con l'inclusione nella sesta lista dei Progetti di Comune Interesse della Commissione Europea (IPCEI, dall'acronimo inglese Important Projects of Common European Interest) ad aprile 2024. L'obiettivo del progetto è aumentare la sicurezza di approvvigionamento e abilitare la produzione e l'importazione di idrogeno a basso prezzo, grazie a economie di scala e, in generale, grazie ai minori costi di generazione elettrica rinnovabile in Sud Europa e in Nord Africa⁶³. L'*Italian H₂ Backbone* avrà una capacità di import prevista di circa 450 GWh/giorno e una capacità di esportazione verso l'Austria di 170 GWh/giorno. Come mostrato in Figura 3-1, oltre alla realizzazione di un nuovo idrogenodotto diretto verso l'Austria, il progetto prevede la riconversione di un gasdotto esistente, la cosiddetta Dorsale Ovest, per un tratto di 410 km interessato in parte dal passaggio sul territorio regionale, attraverso Ripalta (CR) e poi Mortara (PV), per raggiungere infine il confine con la Svizzera a Passo Gries (VB).⁶⁴ Quest'ultima tratta non risulta attualmente finanziata in ambito IPCEI.

⁶³ Fonte: <https://www.south2corridor.net/>

⁶⁴ Fonte: https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd_2022_2031/consultazione/01.-Allegato-Schede-di-Intervento.pdf#page=114



Figura 3-1 – Tracciato dell'idrogenodotto previsto nel progetto Italian H₂ Backbone⁶⁵ - Fonte: Snam Rete Gas - Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale 2022-2031

3.5 Ulteriori progetti in Lombardia

Fra i progetti di rilevanza strategica in programma sul territorio regionale, vi è anche la proposta, finanziata nell'ambito dei progetti IPCEI dedicati all'idrogeno, di costruzione di un sito produttivo (cosiddetto *gigafactory*) per la produzione in grande scala di elettrolizzatori (e di relativa componentistica) di tipologia PEM, ossia con una membrana elettrolitica polimerica, a Cernusco sul Naviglio (in provincia di Milano). Il progetto è realizzato da una Joint Venture fra *Industrie De Nora S.p.A.* e *Snam*, con l'obiettivo di arrivare ad una capacità produttiva fino a 2 GW equivalenti entro il 2030 su un sito produttivo di circa 25'000 m².⁶⁶ Il progetto potrà ricevere un finanziamento fino a circa 63 M€, "a seguito delle disponibilità derivanti dalle attivazioni destinate al sostegno dell'IPCEI" Hy2Tech. ⁶⁷

Si segnala anche l'iniziativa "H2E – Hydrogen to everyone", un partenariato che mette insieme realtà imprenditoriali differenti del contesto regionale, con il fine di promuovere la creazione di una filiera completa per la produzione, l'accumulo e l'impiego di idrogeno verde in Lombardia. Il progetto, finanziato da Regione Lombardia, ambisce a favorire la transizione ecologica nei settori agricolo ed ittico, mediante l'implementazione dell'idrogeno in sistemi di propulsione convenzionali a diesel.⁶⁸ Tra i soggetti promotori si segnala anche H2Energy, azienda produttrice di elettrolizzatori situata nel cremonese, prima azienda italiana a fornire un elettrolizzatore di taglia 1 MW, installato a Pizzighettone.⁶⁹

⁶⁵Fonte::[https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd_2022_2031/consultazione/01.-Allegato-Schede-di-Intervento.pdf#page=114](https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi%20Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/pd_2022_2031/consultazione/01.-Allegato-Schede-di-Intervento.pdf#page=114)

⁶⁶ Fonte: <https://www.denora.com/it/media/press-release/2024/De-Nora-breaks-ground-on-the-Italian-Gigafactory.html>

⁶⁷ Fonti: <https://www.rinnovabili.it/energia/idrogeno/elettrolizzatori-gigafactory-de-nora-snam/> e <https://www.denora.com/it/media/press-release/2024/De-Nora-breaks-ground-on-the-Italian-Gigafactory.html>

⁶⁸ <https://h2e-project.eu/>

⁶⁹ <https://www.openinnovation.regione.lombardia.it/it/news/news/7401/nel-cremonese-il-primo-impianto-per-l-idrogeno-verde>

Da segnalare anche due progetti di networking sviluppati nell'ambito del cluster LE2C. La filiera "**DeHsk - Developing Hydrogen Skills**"⁷⁰, nata nel 2024, coinvolge 24 soggetti tra cui 15 imprese, 4 università, 2 Organismi di ricerca, 1 Scuola ad alta specializzazione tecnologica, 1 Associazione Industriale e 1 Cluster tecnologico. L'obiettivo prioritario è sviluppare le competenze necessarie allo sviluppo su larga scala delle tecnologie collegate all'idrogeno, mediante iniziative di formazione, il potenziamento delle competenze verticali e la promozione di progetti ad alto contenuto innovativo. La filiera è stata riconosciuta da Regione Lombardia nell'ambito della "Manifestazione di interesse per lo sviluppo e il consolidamento delle filiere produttive e di servizi e degli ecosistemi industriali produttivi ed economici in Lombardia".

Una iniziativa sviluppata in collaborazione tra LE2C, Assolombarda e H2IT è la piattaforma **H2ERE Network**⁷¹, che si propone di creare un collegamento diretto tra il mondo industriale e quello della ricerca. La piattaforma contiene una mappa digitale dei centri di ricerca e laboratori interessati alla sperimentazione sul tema dell'idrogeno.

⁷⁰ <https://www.energycluster.it/it/progetti/filiere-strategiche/dehsk-filiera-strategica-dellidrogeno>

⁷¹ <https://www.energycluster.it/it/progetti/progetti-regionali/h2ere-network-una-nuova-piattaforma-di-networking>

4 Mappatura della potenziale domanda di idrogeno in Lombardia

Il presente capitolo descrive le stime sulla potenziale domanda regionale di idrogeno in territorio lombardo, sia nel breve-medio termine (2030), sia nel lungo termine (2050). Le analisi vengono ripartite nei settori d'uso finale, qui di seguito suddivisi in trasporti (Sezione 4.1) e industria (Sezione 4.2).

4.1 Trasporti

In questa sezione vengono trattati i trasporti, distinti rispettivamente in trasporto su gomma, aereo e ferroviario. Per ognuno di questi, viene ricostruita l'attuale domanda di vettori energetici e stimata una potenziale domanda futura di idrogeno.

4.1.1 Trasporto su gomma

La stima della domanda potenziale di idrogeno nel trasporto su gomma parte dalla fotografia del settore ad oggi. L'autoritratto dell'Automobile Club d'Italia (ACI)⁷² indica sul territorio lombardo circa 6.2 milioni di autovetture, quasi 11'000 autobus (di cui un buon 60% destinato al trasporto pubblico urbano), circa 625'000 autocarri merci⁷³ (91% veicoli leggeri, 9% pesanti), circa 31'000 trattori stradali per il traino di rimorchi o semirimorchi. In

Tabella 4-1 vengono riportate invece le vendite di combustibili fossili nel territorio regionale, dal bollettino petrolifero del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE).

Tabella 4-1 - Vendita di combustibili di origine fossile nel 2022 [fonte: Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica]⁷⁴

Provincia [tonnellate intere]	Benzina			Gasolio motori			G.P.L. ⁷⁵		
	Totale	di cui rete ordinaria	di cui autostrade	Totale	di cui rete ordinaria	di cui autostrade	Totale	di cui autotraz. e autotraz.	di cui rete autotraz.
Bergamo	136'822	93'941	3'137	365'237	175'902	10'237	36'938	10'355	9'282
Brescia	188'865	138'313	6'135	689'376	317'189	17'758	62'423	36'471	33'313
Como	101'977	85'600	4'022	240'252	90'246	6'543	7'035	2'093	2'028
Cremona	62'166	31'261	439	166'300	69'659	1'230	17'900	12'452	3'684
Lecco	48'137	43'409	0	76'423	58'863	0	5'594	2'699	2'699
Lodi	26'751	20'846	2'589	69'381	45'953	6'542	5'568	2'658	2'390
Mantova	42'124	37'181	0	123'975	86'699	0	26'575	19'062	6'414
Milano	561'559	409'683	15'686	1'017'255	522'172	45'210	48'407	32'352	24'830
Monza e Br.	120'543	100'399	1'898	185'484	129'503	5'742	11'588	9'831	9'735
Pavia	72'246	57'371	2'774	185'074	107'540	6'904	16'561	7'162	6'321
Sondrio	28'684	18'888	0	66'350	45'494	0	10'071	1'891	646
Varese	129'674	98'680	2'398	188'787	127'654	3'981	8'153	4'530	4'490
Lombardia	1'519'548	1'135'572	39'078	3'373'894	1'776'874	104'147	256'813	141'556	105'832

⁷² <https://aci.gov.it/attivita-e-progetti/studi-e-ricerche/autoritratto/>

⁷³ ACI definisce la categoria come "veicoli destinati al trasporto di cose e delle persone addette all'uso o trasporto di queste ultime" [<http://www.opv.aci.it/WEBDMCircolante/noteOPV.htm>]

⁷⁴ <https://sisen.mase.gov.it/dgsaie/bollettino-petroliero?anno=2022>

⁷⁵ Per le due voci "di cui autotraz" e "di cui rete e autotraz." non vengono fornite informazioni circa le rispettive differenze da parte del MASE (ex MITE), per cui vengono lasciate entrambe.

A partire dal bollettino petrolifero sono stati isolati i consumi di gasolio, mentre dalle osservazioni dell'ACI è stata identificata l'immagine del parco circolante di veicoli a gasolio, all'interno del quale ricade la quasi totalità dei veicoli pesanti. Per le varie tipologie di alimentazione sono stati identificati valori di consumo specifico medio, impiegati per stimare la percorrenza media delle varie classi in coerenza con i consumi storici registrati. I numeri che ne derivano, mostrati in Tabella 4-2, sono quindi utilizzati per descrivere il comportamento medio della flotta, assumendo una percorrenza e dei consumi specifici equamente ripartiti sul territorio, senza quindi identificare eventuali peculiarità locali.⁷⁶

Tabella 4-2 – Stime di percorrenza media annua e consumi specifici attesi per le differenti categorie di mobilità su gomma [fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano]

Categoria	Consumi specifici di idrogeno		Percorrenza media annua
	2030	2050	
	[kg _{H2} /100 km]		[km/anno/veicolo]
Automobili	0.8	0.65	12'500
Veicoli pesanti (HDVs)	7.5	7.5	45'000
Veicoli con rimorchio (trattori stradali)	7.5	7.5	60'000
Veicoli commerciali medi (MDVs) ⁷⁷	6	6	40'000
Veicoli commerciali leggeri (LDVs)	3	3	15'000
Autobus	8	8	36'000

A valle della ricostruzione della situazione attuale la stima dei consumi attesi di idrogeno nel trasporto su gomma richiede delle assunzioni sulla composizione futura della flotta circolante nelle varie categorie di veicoli. Sono quindi di seguito considerati differenti scenari di penetrazione delle flotte di veicoli a celle a combustibile nel contesto regionale. In particolare, sia per il 2030 sia per il 2050, sono considerati tre scenari rispettivamente di bassa, media e alta diffusione.

Orizzonte di breve-medio termine (2030)

In tutti e tre gli scenari al 2030 viene esclusa la penetrazione dell'idrogeno per le autovetture e per i veicoli commerciali leggeri, in considerazione sia della vicinanza dell'orizzonte considerato, sia in considerazione del fatto che l'alternativa elettrica è già in fase avanzata di diffusione nel mercato a basse emissioni. L'assunzione riguarda entrambe le categorie di veicoli leggeri, poiché interessate dalla medesima filiera tecnologica e quindi dalla medesima capacità manifatturiera.⁷⁸ Lo scenario di **bassa diffusione** coincide al 2030 con lo scenario identificato nel Programma Regionale Energia Ambiente e Clima (PREAC): il PREAC, elaborato nel 2022, non tiene conto dei più recenti sviluppi della politica nazionale ed europea, che come illustrato nel Capitolo 2, hanno fortemente spinto verso la diffusione dell'idrogeno. Nello scenario di **diffusione media**, relativamente al trasporto pesante è stata assunta l'introduzione della propulsione a idrogeno equivalente allo 0.5% della flotta attesa, sia per gli autobus sia per i veicoli merci, per via delle masse e dei volumi simili

⁷⁶ Il parco circolante è caratterizzato da numerose eterogeneità, che hanno un impatto diretto sui consumi specifici, legati sia alle caratteristiche del veicolo (e.g., massa complessiva, anno di immatricolazione) che di utilizzo (e.g., stile di guida, destinazione d'uso). Tali caratteristiche risultano di difficile osservazione, condizionate inoltre da un ulteriore elemento di incertezza, la conoscenza dei tragitti percorsi. Questi ultimi hanno infatti un impatto diretto sulla collocazione geografica dei rifornimenti, i quali non è detto che rientrino nella medesima area in cui risulta immatricolato il veicolo oggetto di studio, determinando così un'ulteriore possibilità di errore nelle stime (si pensi per esempio ai trattori stradali impiegati in viaggi a lunga percorrenza).

⁷⁷ La categoria include gli autocarri merci caratterizzati da una massa trasportata compresa fra le 3.5 t e le 12 t. Stazze superiori rientrano invece nella categoria HDV, mentre l'intervallo inferiore è caratterizzato da veicoli commerciali leggeri (LDV).

⁷⁸ Autovetture e LDV si trovano nella condizione di avere minori volumi di ingombro destinabili al sistema di propulsione e di stoccaggio, con la necessità di opzioni tecnologiche più complesse (e quindi più costose), come per esempio i sistemi di accumulo ad altissima pressione in materiali compositi. Questa prerogativa determinerà verosimilmente una barriera all'introduzione nel mercato, sia in termini di capacità produttiva da parte dell'industria dell'automotive che in termini di prezzo d'acquisto (salvo rivoluzioni tecnologiche ad oggi di difficile previsione).

in gioco. Nello scenario di **penetrazione alta** la quota di autobus e veicoli merci pesanti alimentata a idrogeno è assunta rispettivamente pari a 2% e 1.7%⁷⁹.

Gli intervalli di domanda ottenuti vengono mostrati in Figura 4-1 (insieme ai quantitativi di idrogeno considerati nel PREAC al 2030, per un confronto).

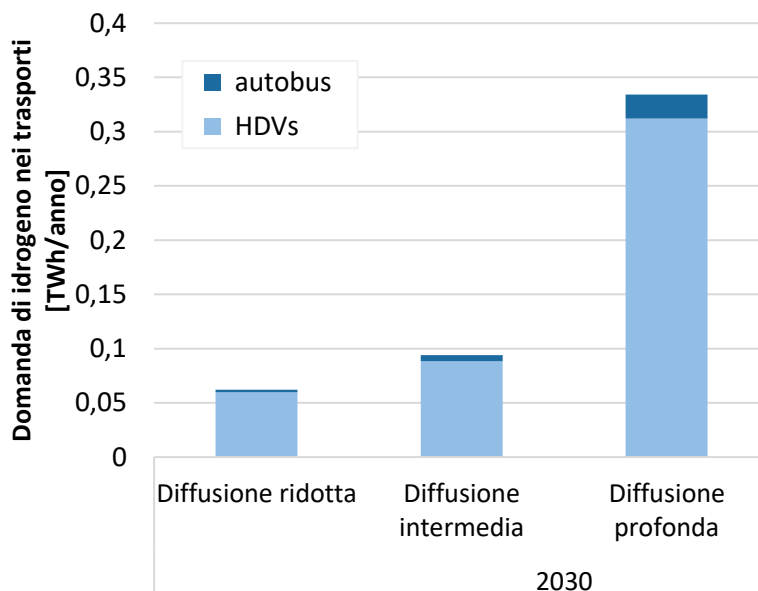


Figura 4-1 – Domanda di idrogeno nel settore dei trasporti su gomma stimata nell’orizzonte temporale del 2030 con confronto scenario riportato all’interno del PREAC, corrispondente allo scenario a diffusione ridotta [fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano]

Orizzonte di lungo termine (2050)

Al 2050 è stata immaginata una diffusione capillare delle infrastrutture per il rifornimento ed uno sviluppo completo della tecnologia dei veicoli a celle a combustibile. Ipotizzando un ruolo maggioritario dell’idrogeno nel settore del trasporto pesante delle merci e più contenuto per gli autobus⁸⁰, sono state definite le percentuali per tre scenari di penetrazione (i.e., diffusione ridotta, intermedia e profonda). Per quanto riguarda la sola mobilità leggera, è plausibile che l’opzione elettrica occuperà la quota maggioritaria del mercato (grazie ai vantaggi in termini tecno-economici e di sviluppo della filiera produttiva), delimitando la propulsione a idrogeno ad un ruolo secondario.

Le stime qui riportate mirano ad osservare e fornire degli ordini di grandezza per situazioni di diffusione dell’idrogeno profondamente differenti fra loro. Le assunzioni di penetrazione dell’idrogeno sono state ponderate con altri lavori di letteratura, in particolare il rapporto della International Energy Agency “*Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach*”⁸¹ che descrive uno scenario globale di completa decarbonizzazione. A partire dalle informazioni circa il mix tecnologico atteso nel rapporto, è stato possibile ottenere delle indicazioni di massima circa la penetrazione di veicoli a celle a combustibile, considerate infine

⁷⁹ La distinzione, nello scenario intermedio, trova giustificazione dietro all’assunzione di un maggiore rinnovamento della flotta di autobus del trasporto pubblico, sulla quale le amministrazioni pubbliche possono esercitare un controllo presumibilmente maggiore rispetto ai vari operatori privati nel campo del trasporto merci.

⁸⁰ Nelle prime fasi di sviluppo della filiera (in linea con un orizzonte al 2030) è ipotizzabile pensare a condizioni di sviluppo più favorevoli per gli autobus, grazie al ruolo esercitabile dalle autorità locali sul rinnovamento delle flotte adibite al TPL (per esempio tramite dei progetti pilota con il fine di creare un mercato della domanda). In uno scenario di piena maturità della filiera (2050) la situazione potrebbe invece invertirsi a favore di HDV, essendo una cospicua fetta della categoria degli autobus destinata al trasporto pubblico locale (perlopiù concentrata in contesti urbani), quindi potenzialmente più elettrificabile.

⁸¹ <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach>

in questo documento di strategia⁸². La Tabella 4-3 riassume le quote relative al 2050 e, a fini comparativi, riporta le stime per lo scenario di breve termine (2030), includendo anche le quote di penetrazione della mobilità a idrogeno stimate a partire dai dati forniti nel PREAC e quelle relative al lavoro svolto all'interno del progetto "Vocazione dei territori lombardi alla produzione, distribuzione e utilizzo dei carburanti alternativi" realizzato dall'Energy & Strategy Group (E&S) e citato nel Piano Regionale della Mobilità e dei Trasporti (PRMT) attualmente in fase di approvazione. Gli intervalli di domanda ottenuti vengono infine mostrati in Figura 3 2 (insieme ai quantitativi di idrogeno considerati al 2030, per un confronto).

La diversità delle stime riportate nello studio dell'E&S rispetto al presente documento sono dovute essenzialmente a due fattori. In primo luogo, lo studio non ha necessariamente potuto tenere conto della Strategia Nazionale per la Diffusione del Vettore Idrogeno pubblicata a novembre 2024, ed in secondo luogo perché l'idrogeno, secondo le tendenze in atto a livello nazionale ed europeo, non sarà destinato necessariamente al consumo nello stesso luogo di trasporto (ipotesi di partenza dello studio): si veda a tale proposito le considerazioni riportate al paragrafo 6.1.2.

Tabella 4-3 - Quote di veicoli a celle a combustibile sul totale del parco circolante nei differenti scenari considerati al 2030 ed in un orizzonte di lungo termine (2050) [Fonte: elaborazione Fondazione Politecnico di Milano a partire da dati PREAC, ANAV⁸³, UNEM⁸⁴, MIT⁸⁵ e studi interni]

Scenario di penetrazione	2030				2050			
	Auto	H DVs	LDVs	Autobus	Auto	H DVs	LDVs	Autobus
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
Diffusione ridotta ⁸⁶	0.0%	0.3%	0.0%	0.2%	5%	10%	5%	15%
Diffusione intermedia	0.0%	0.5%	0.0%	0.5%	10%	30%	10%	30%
Diffusione profonda	0.0%	1.7%	0.0%	2%	15%	50%	20%	45%
E&S ⁸⁷	0.0%	0.9%	0.0%	0.0%	6%	18%	6%	20.5%

⁸² Si precisa che queste stime sono rappresentative della situazione globale, per aggregazioni di veicoli che non coincidono esattamente con quelle del presente documento, ottenute dietro specifiche assunzioni di carattere semplificato circa il comportamento di utilizzo. Presa in esame una specifica classe di veicoli, è stata fatta l'assunzione di avere una medesima percorrenza annua per categoria, indipendentemente dal sistema di propulsione del veicolo considerato. In questo modo, definiti dei consumi specifici medi e noto il mix di energia impiegato per le classi identificate, è stato possibile ricavare una stima del parco circolante ipotizzato in tale rapporto.

⁸³ <https://www.anav.it/i-documenti/primo-rapporto-sul-mercato-del-noleggiao-autobus-conduttore-trasporto-turistico/>

⁸⁴ https://www.unem.it/wp-content/uploads/2019/06/Previsioni-domanda-energetica-e-petrolifera-2019_2040.pdf

⁸⁵ MIT = Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti; <https://www.mit.gov.it/node/13456>

⁸⁶ Per il 2030 i numeri sono derivati dal PREAC.

⁸⁷ Le informazioni fanno riferimento al progetto "Identificazione della vocazione dei territori lombardi alla produzione, distribuzione e utilizzo dei carburanti alternativi", promosso da Regione Lombardia in collaborazione con il Politecnico di Milano (Delibera di Giunta n. XI/747 del 26.09.2022)

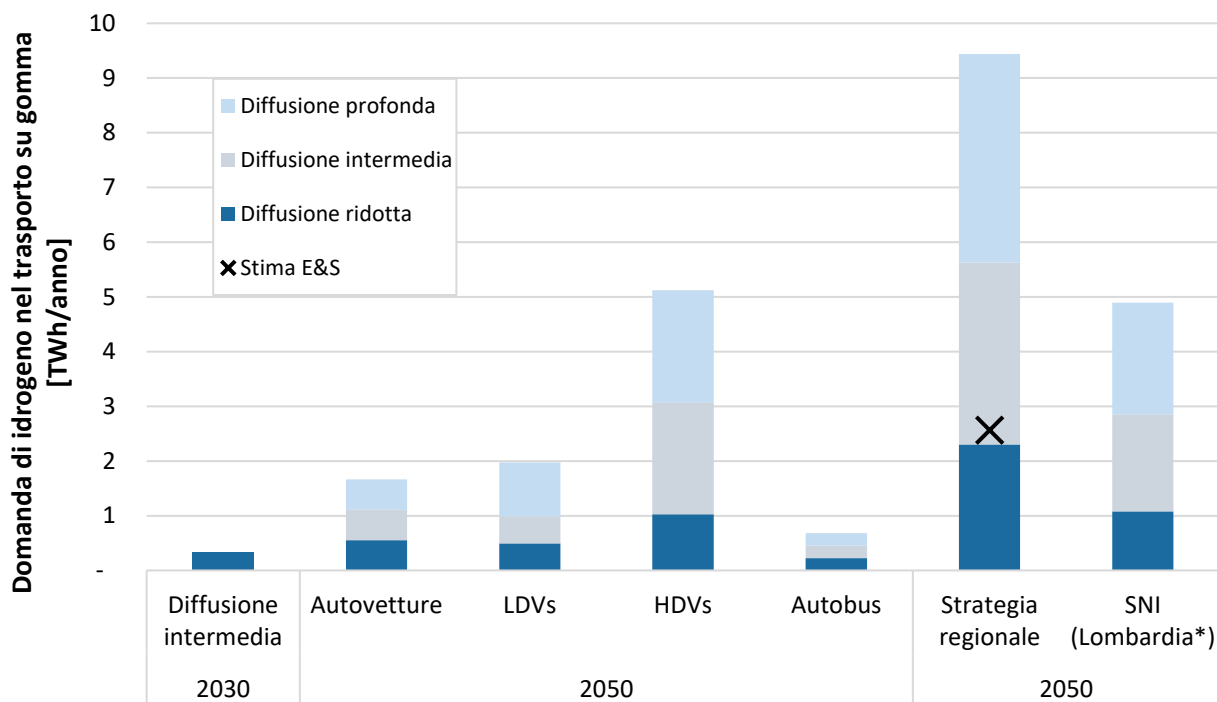


Figura 4-2 – Domanda di idrogeno nel settore dei trasporti su gomma stimata nell’orizzonte temporale del 2030 (prima colonna) e in dettaglio nelle varie classi di veicoli nei differenti scenari al 2050 (seconda-quinta colonna); le ultime due colonne mostrano un confronto fra le stime effettuate per l’anno 2050 ed i valori stimati nella Strategia Nazionale Idrogeno di Novembre 2024, riproporzionati sulla Lombardia; (*) i valori sono stati ottenuti riproporzionando i dati nazionali rispetto al peso del parco circolante lombardo delle varie classi sul totale circolante nazionale [Fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano]

In entrambi gli orizzonti temporali il contributo principale proviene dalla categoria dei veicoli commerciali pesanti, caratterizzati sia da elevati consumi specifici che da percorrenze medie maggiori (per es. i camion a lungo raggio).

In Tabella 4-4 sono infine riportati i valori, aggregati per provincia, della domanda di idrogeno stimata per il trasporto su gomma nei differenti scenari considerati.

Tabella 4-4 – Stima del potenziale di domanda di idrogeno [GWh/a] per il trasporto su gomma nei differenti scenari considerati al 2030 e al 2050 [Fonte: elaborazione Fondazione Politecnico di Milano]

Provincia	2030		2050		
	Media penetrazione	Alta penetrazione	Bassa penetrazione	Media penetrazione	Alta penetrazione
Varese	7.9	28.1	193.2	472.4	793.2
Como	6.0	21.3	146.5	358.3	601.5
Sondrio	3.3	11.5	79.5	194.4	326.3
Milano	23.7	84.1	578.5	1'414.8	2'375.5
Bergamo	10.6	37.5	258.2	631.5	1'060.4
Brescia	11.9	42.4	292.2	714.5	1'199.6
Pavia	5.4	19.3	132.5	324.1	544.2
Cremona	4.5	16.2	111.2	271.9	456.6
Mantova	5.3	19.0	130.6	319.4	536.2
Lecco	4.3	15.4	105.9	258.9	434.6
Lodi	3.2	11.4	78.3	191.5	321.6
Monza e Br.	7.9	28.1	193.3	472.7	793.7
Totale	94.0	334.1	2'299.9	5'624.5	9'443.6

Le “hydrogen routes” di diffusione dell’idrogeno

Una possibile distribuzione degli impianti di rifornimento è fornita dallo strumento sviluppato all’interno del progetto “H2MA – Green Hydrogen Mobility for Alpine Region Transportation”⁸⁸. Il progetto, che include le regioni alpine fra Austria, Francia, Germania, Italia e Slovenia, e di cui Regione Lombardia è partner, ambisce a favorire lo sviluppo di una infrastruttura internazionale coordinata per la distribuzione di idrogeno rinnovabile nei trasporti. Lo strumento permette di effettuare un’analisi spaziale dell’incontro fra domanda e offerta di idrogeno nel trasporto su gomma, individualmente per ciascuna area subnazionale o complessivamente per l’intera regione alpina. Per la singola regione considerata lo strumento risolve un problema di ottimo economico a partire dai fabbisogni, dalle disponibilità di risorse e infrastrutture e dai parametri tecnico-economici delle opzioni tecnologiche. Come risultato, lo strumento restituisce il potenziale posizionamento ideale degli impianti per la produzione di idrogeno e per il rifornimento (hydrogen refuelling stations, HRS), oltre ad individuare il sistema di rifornimento di queste ultime. I risultati dello strumento sono stati rielaborati, anche attraverso il confronto con gli stakeholders nell’ambito dei gruppi di lavoro del progetto, arrivando alla identificazione delle cosiddette “hydrogen routes”, i percorsi tramite i quali si prevede la progressiva diffusione dell’idrogeno identificabili tenendo conto dei progetti in corso e del sistema di connessioni interregionale ed internazionale. I risultati dello studio sono riportati in Figura 4-3; sostanzialmente i percorsi ipotizzati sono costituiti dai principali assi della rete TEN-T e dalla direttrice Brescia – Edolo lungo la quale si sviluppo il progetto H2IseO, per il quale risultano da verificare nel dettaglio le condizioni giuridico/normative rispetto all’utilizzo degli impianti per la mobilità su gomma.

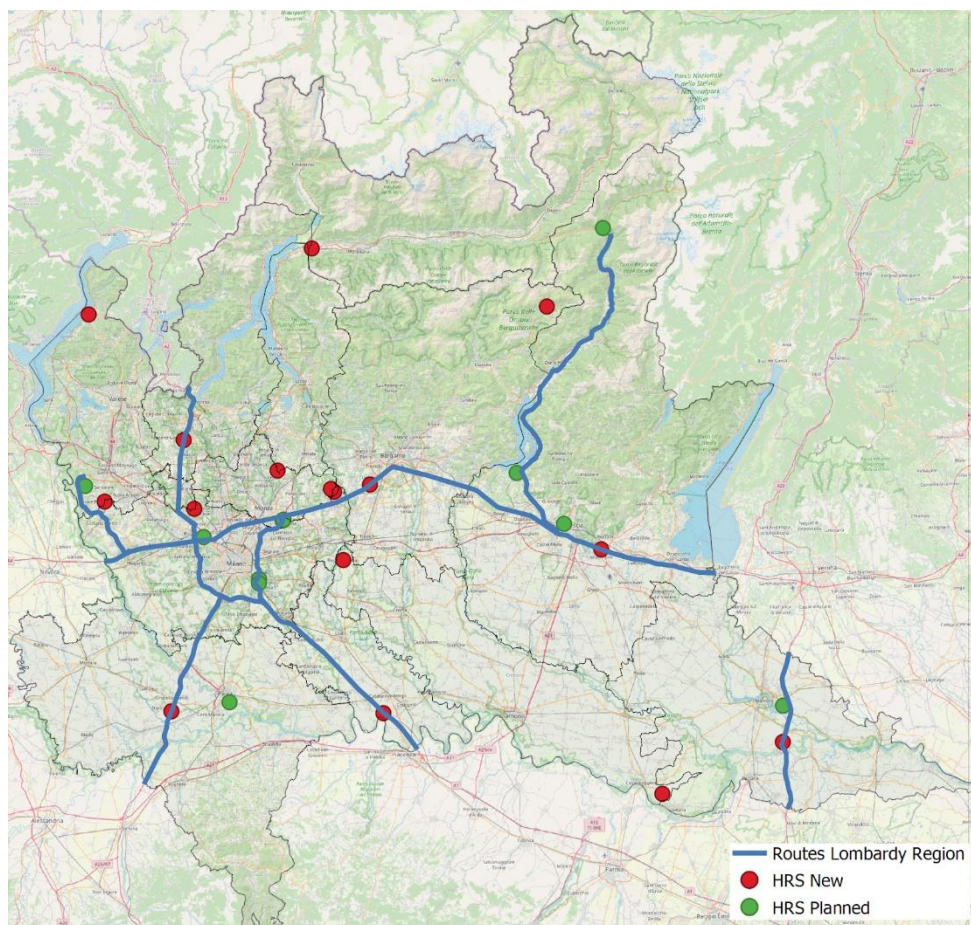


Figura 4-3 – “Hydrogen Routes”, HRS programmati e HRS nuovi, derivanti dalle elaborazioni del modello H2MA [Fonte: elaborazioni Regione Lombardia e Fondazione Politecnico di Milano nell’ambito del progetto H2MA]

⁸⁸ <https://www.alpine-space.eu/project/h2ma/>

4.1.2 Trasporto aereo

Come per altre categorie di trasporto pesante, anche la decarbonizzazione dell'aviazione si scontra con difficoltà tecniche legate all'elettrificazione: l'ingombro e il peso degli accumuli elettrochimici necessari per fornire l'autonomia richiesta rendono la propulsione elettrica difficilmente applicabile. Allo stato attuale dell'arte, infatti, gli accumuli elettrochimici sono caratterizzati da densità energetiche non confrontabili con i combustibili tradizionali (rappresentati principalmente da cherosene, carboturbo, jetfuel e affini). Questi ultimi, tuttavia, sono caratterizzati da composti chimici a base di molecole di idrogeno e di carbonio che, se tradizionalmente provengono da materie prime fossili (e.g., petrolio greggio), possono potenzialmente provenire da miscele di idrogeno da fonti rinnovabili ed anidride carbonica di origine neutra (si parla in questo caso di combustibili sintetici o *e-fuels*)⁸⁹. A questa opzione tecnologica si aggiunge il possibile impiego di idrogeno puro in nuovi sistemi propulsivi.

Nella presente sezione vengono dapprima ricostruiti i consumi collegati al trasporto aereo negli aeroporti commerciali regionali e successivamente si fornisce una stima dei possibili volumi di idrogeno richiesti, distinti nei due contributi: (i) come risorsa per la produzione di combustibili sintetici e (ii) come combustibile puro.

La domanda di trasporto aereo di passeggeri e di merci viene ricavata partendo dai dati storici pubblicati da Eurostat⁹⁰. Per il trasporto passeggeri, sono restituiti con un dettaglio mensile il numero di voli operati e i passeggeri trasportati, in partenza dagli aeroporti all'interno della Lombardia. Eurostat identifica le rotte del traffico aereo per ciascun aeroporto, consentendo la ricostruzione delle distanze percorse tra gli aeroporti di partenza e destinazione. Tali distanze sono state associate qui a valori di consumo di carburante derivati empiricamente utilizzando un modello di regressione lineare dedicato, costruito sulla correlazione tra la quantità di carburante consumata e la distanza percorsa di un campione di voli rappresentativo, attraverso informazioni reperibili dal portale online "Carbon Emission Calculator" dell'Organizzazione dell'Aviazione Civile Internazionale (ICAO)⁹¹.

Per il trasporto merci, Eurostat fornisce, a livello nazionale, il quantitativo di merci trasportate per differenti fasce chilometriche⁹². Conoscendo la quota di merci trasportate su voli cargo dedicati e la quota di merci trasportata nelle stive degli aeromobili per voli commerciali (come identificato dalla IATA⁹³) e attraverso l'identificazione della massa mediamente trasportabile dagli aerei dedicati nelle differenti distanze, è possibile avere una stima del numero di voli cargo dedicati effettuati nelle differenti fasce chilometriche. La successiva ripartizione sui singoli aeroporti dei volumi di merci trasferiti e l'assunzione di una distanza media percorsa per ciascuna fascia chilometrica, permette di impiegare nuovamente le informazioni reperibili dalla ICAO e ricostruire così i consumi di combustibili per il trasporto aereo di merci.

⁸⁹ La produzione odierna di carburante per l'aviazione (i.e., cherosene) avviene attraverso il processo di Fischer-Tropsch, nel quale una miscela gassosa composta da molecole di idrogeno e carbonio, principalmente negli elementi più comuni di H₂ e monossido di carbonio (CO) viene fatta reagire in specifici reattori chimici, al fine di ottenere varie classi di carburante.

⁹⁰ Eurostat, "Air transport of passengers by airport and type of transport", https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database?p_p_id=NavTreeportletprod_WAR_NavTreeportletprod_INSTANCE_nPqe_VbPXRmWQ&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view

⁹¹ <https://applications.icao.int/icec/Home/Index>; nell'analisi si è assunto che il carburante sia quasi interamente rappresentato da cherosene (la quasi totalità di aeromobili prevede turbine a gas come sistemi propulsivi).

⁹² Eurostat, "Freight and mail air transport by aircraft model, distance bands and transport coverage", https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/page/avia_goodis_custom_12210825

⁹³ IATA, "Global Outlook for Air Transport", <https://www.iata.org/en/iata-repository/publications/economic-reports/global-outlook-for-air-transport-june-2024-report/>

L'evoluzione del mix energetico per il settore è di difficile previsione, fortemente condizionata dall'incertezza legata alla fattibilità nello sviluppo e nella diffusione delle opzioni tecnologiche abilitanti la decarbonizzazione. Prima fra tutte la filiera dei combustibili sintetici, per la quale l'impiego di materie prime a base di idrogeno rinnovabile e di anidride carbonica sequestrata richiederebbe un ripensamento dei vari processi chimici e termodinamici all'interno degli impianti di raffinazione (per quanto questi ultimi possano essere costituiti da tecnologie già impiegate oggi). È presumibile che variabili di tipo economico e legate alla scalabilità di tali impianti, oltre che alla complessità progettuale per la loro riconversione, avranno un peso significativo nel determinare la diffusione di tali opzioni decarbonizzate.

Una stima di massima del quantitativo di idrogeno che potrebbe essere richiesto dall'aviazione in Lombardia, come combustibile in forma pura o destinato a raffinazione per sintetizzare e-cherosene, può comunque essere fatta. A livello europeo, la proposta del pacchetto "Refuel EU Aviation" definisce degli obiettivi comunitari da raggiungere, con alcuni traguardi intermedi (si veda a tale proposito la Tabella 2-2). Mentre al 2030 l'obiettivo di penetrazione di carburanti di origine sintetica prevede un minimo dello 0.7% del mix energetico, la diffusione più spinta è attesa nella seconda metà del prossimo decennio, con una progressione fino a circa il 35% al 2050.

Dal momento che la diffusione di aerei alimentati unicamente a idrogeno è considerata dai principali produttori di aeromobili solamente nella seconda metà del prossimo decennio (si pensi al progetto di Airbus di nuovi aeromobili a idrogeno⁹⁴), per lo scenario al 2030 non è stata presa in considerazione alcuna domanda di idrogeno da impiegare nell'aviazione in forma pura. Guardando invece all'orizzonte temporale di piena decarbonizzazione (2050), si è assunta una penetrazione del mix di carburanti sintetici e idrogeno puro in linea con gli obiettivi europei sopra citati (i.e., 35%), assumendo per i primi una quota pari al 25% e un 10% per l'idrogeno puro. Per arrivare a stimare la domanda di quest'ultimo, sono state inglobate, ad integrazione, le proiezioni di crescita della domanda di mobilità aerea sul continente europeo fornite nel rapporto "Aviation Outlook 2050" di Eurocontrol⁹⁵. L'organizzazione europea stima, in uno scenario intermedio, una crescita dei volumi di traffico aereo pari a circa il 44% rispetto ai valori del 2019, anno preso come riferimento antecedente al periodo pandemico.

In Tabella 4-5 vengono presentate le stime dei consumi annuali di combustibile sintetico (i.e., e-cherosene) e di idrogeno per l'orizzonte al 2050 e confrontati con la domanda attuale di cherosene stimata per l'anno 2019. Per l'utilizzo diretto, la quota di idrogeno potrebbe essere allocata direttamente agli aeroporti; per la sintesi di combustibili più complessi, la quota sarebbe invece allocata agli impianti di raffinazione, non per forza dislocati sul territorio (si veda la Sezione 404.2.2. per un dettaglio sulla raffinazione).

Tabella 4-5 - Consumi annui di combustibili fossili per l'aviazione e potenziale domanda di idrogeno per usi diretti e come risorsa per la produzione di cherosene sintetico in impianti di raffinazione [fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano]

Aeroporto	2019	Scenario 2050		
	Domanda annuale di cherosene [TWh/y]	Potenziale domanda di cherosene sintetico [TWh/y]	Potenziale domanda annuale di idrogeno come carburante puro [TWh/y]	Potenziale domanda annuale di idrogeno come risorsa per la produzione di cherosene sintetico [TWh/y]
Bergamo Orio al Serio (BG)	1.9	0.68	0.27	0.87
Milano Linate (MI)	1.15	0.41	0.16	0.53
Milano Malpensa (VA)	16.78	6.04	2.41	7.71
Totale Lombardia	19.82	7.14	2.85	9.12

⁹⁴ <https://www.airbus.com/en/innovation/energy-transition/hydrogen/zeroe>

⁹⁵ <https://www.eurocontrol.int/publication/eurocontrol-aviation-outlook-2050>

4.1.3 Trasporto su ferro

Il trasporto ferroviario è il sottosettore della mobilità regionale che presenta le migliori condizioni di partenza per la decarbonizzazione, dal momento che il principale sistema di propulsione dei convogli su rotaia prevede un'alimentazione elettrica. Esistono tuttavia, sia a livello nazionale che regionale, alcune linee di collegamento che non sono ad oggi elettrificate, venendo quindi percorse da treni alimentati tramite combustibili fossili (principalmente a gasolio). L'opzione elettrica, sebbene dominante, non è ovunque economicamente o tecnicamente sostenibile. A titolo di esempio, la presenza di tunnel può comportare limitazioni legate allo spazio disponibile per l'installazione di linee elettriche fra la volta e la sommità del convoglio. Nei casi in cui l'elettrificazione diretta non risulti tecnicamente o economicamente percorribile, è necessario sostituire le motrici dei convogli a gasolio con opzioni ibride o a idrogeno.

In Figura 4-4 viene riportata la fotografia della rete ferroviaria in Lombardia suddivisa per tipologia di linea di alimentazione (i.e., elettrificata, non elettrificata).

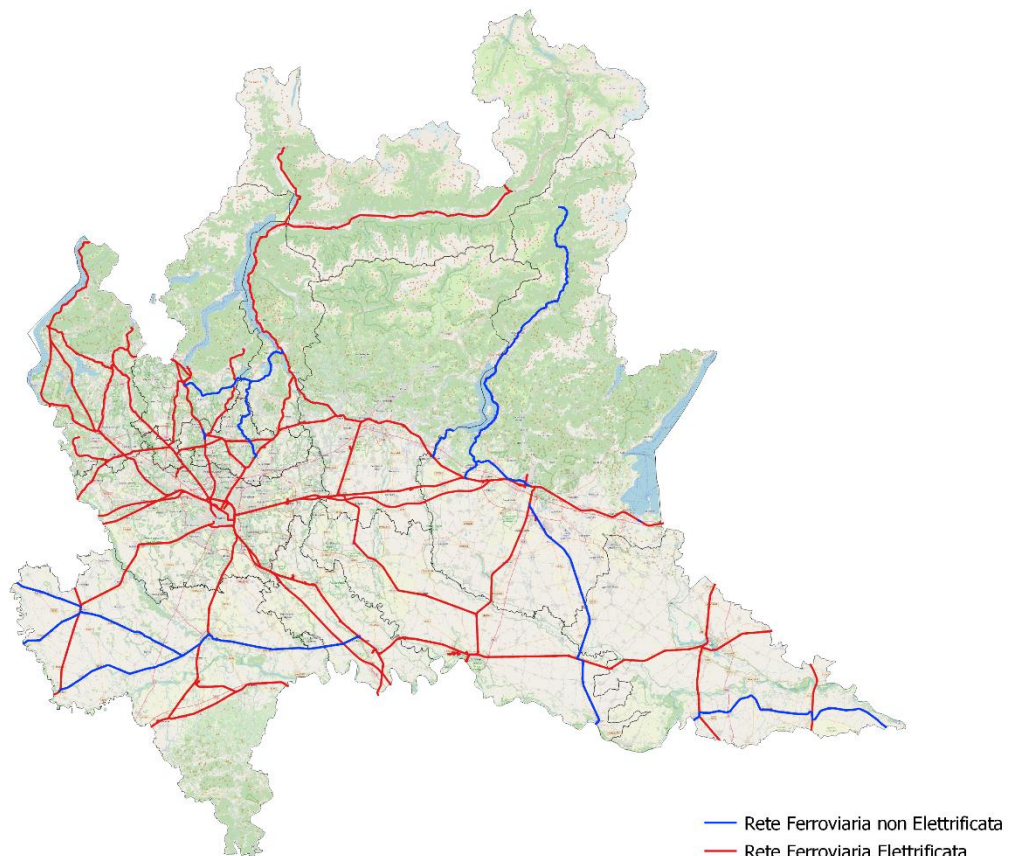


Figura 4-4 - Rete ferroviaria per tipologia di linea di alimentazione in Lombardia

Per le linee non elettrificate che incidono sul territorio regionale, esistono già progetti o studi di fattibilità per l'elettrificazione, come riportato in Tabella 4-6, a cui si aggiunge il progetto di riconversione della linea ferroviaria regionale Brescia-Iseo-Edolo, con l'introduzione di convogli a propulsione elettrica (alimentata a

idrogeno) e la creazione di tutta l’infrastruttura di produzione, accumulo e trasporto agli impianti di rifornimento (si rimanda alla Sezione 3.2 per maggiori dettagli).

Sebbene per le linee per cui non è attualmente programmata l’elettrificazione, l’opzione elettrica non sia esclusa, viene qui fatta una stima della possibile domanda di idrogeno, per poter fornire un ordine di grandezza di riferimento nell’ipotesi di una loro possibile conversione.

Tabella 4-6 – Elenco delle linee non elettrificate, con le principali stazioni, suddiviso per provincia a fine 2023; per completezza, in alcune linee vengono incluse stazioni esterne ai confini regionali, per le quali è stato escluso il tratto di linea extra-regionale dai calcoli [fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano a partire da dati RFI]

Provincia	Linee non elettrificate	Elettrificazione programmata ⁹⁶
Pavia	Mortara-Palestro	No
	Mortara-Casale Monferrato (AL)	No
	Mortara-Cava Carbonara	No
	Torreberetti - Lomello - Cava Carbonara - Pavia	No
	Pavia - Albuzzano - Miradolo Terme - Casalpusterlengo	No
Cremona	Piadena - S. Giovanni in Croce - Casalmaggiore - Mezzani Rondani (PR)	Sì, studio fattibilità previsto
Brescia	Piadena (CR) - Canneto sull’Oglio - Asola - Calvisano - Ghedi - San Zeno Folzano	Sì, studio fattibilità previsto/PFTE per la tratta San Zeno-Ghedi in corso
Lecco	Lecco - Civate- Oggiono - Molteno - Casletto Rogeno - Moiana	Sì, progetto in fase di realizzazione (PFTE Como-Molteno approvato)
	Molteno - Costa Masnaga - Cassago Nibionno Bulciago	Sì, PFTE in corso
Como	Moiana - Anzano del Parco - Brenna Alzate - Cantù - Albate Trecallo - Como Camerlata	Sì, progetto in fase di realizzazione (PFTE Como-Molteno approvato)
Monza e Brianza	Cassago Nibionno Bulciago - Renate Veduggio - Besana - Villa Raverio - Carate - Triuggio - Buttafava - Villasanta Parco - Monza	Sì, PFTE in corso
Mantova	Suzzara – San Benedetto Po – Poggio Rusco – Felonica Po – Zerbinate - Ferrara	Sì, progetto in fase di realizzazione

In questa fase, il calcolo è da considerarsi puramente teorico. Il PRMT attualmente in fase di consultazione comprende tra le sue strategie l’“elettrificazione delle linee ferroviarie”: questa è da considerarsi l’opzione preferibile laddove tecnicamente ed economicamente sostenibile.

La stima si basa sul valore di consumo specifico atteso per un convoglio a celle a combustibile (attraverso una revisione della letteratura si è assunto un valore di 0.4 kg_{H2}/km o 13.3 kWh_{H2}/km) e sulla ricostruzione del traffico sulle linee di interesse. Relativamente alla linea Brescia-Iseo-Edolo, vengono ricostruiti i parametri a partire da un dato noto di circa 1.1 milioni di treni-km (nel 2019) soddisfatti da una flotta di 14 convogli. Per le altre linee, dapprima è stata effettuata la ricostruzione delle distanze caratterizzanti ciascuna direttrice (per cui RFI fornisce solamente un dato complessivo regionale), impiegando strumenti di geolocalizzazione e portali online. Successivamente, per ciascuna linea, sono state identificate le corse effettuate durante l’anno. Attraverso delle interrogazioni del portale online dell’operatore ferroviario regionale Trenord, per ciascuna linea sono state conteggiate le corse durante giornate feriali, prefestive e festive e replicate dunque per tutti i giorni lavorativi e di festività durante l’anno⁹⁷. I risultati, mostrati in Tabella 4-7 per ogni linea, portano ad

⁹⁶ Per alcune linee, viene menzionato lo stato di avanzamento di eventuali lavori (o progetti) di elettrificazione (situazione al 16/05/2024).

⁹⁷ L’approccio sconta l’incertezza legata al fatto che alcune linee vengano attraversate da corse che possono avere un inizio o una fine prima della stazione di partenza o di arrivo. Questo potrebbe essere il caso per es. delle linee che si connettono con stazioni esterne ai confini regionali. Nell’analisi sono stati considerati, ai fini di conteggio, solamente le corse dirette, ossia quelle che non prevedessero coincidenze in stazioni intermedie.

una possibile domanda di idrogeno di circa 14.6 GWh/y al 2030 e 27.5 GWh/y al 2050. In particolare, per il 2030 si è assunto di limitare la penetrazione solamente all'unico progetto attualmente in fase di sviluppo, ovvero alla linea Brescia-Iseo-Edolo. Guardando invece allo scenario di decarbonizzazione completa, al 2050, sono state considerate anche le altre linee non elettrificate per le quali non sono previsti progetti di elettrificazione⁹⁸.

Tabella 4-7 - Stima della potenziale domanda di idrogeno (in GWh/y) per il trasporto ferroviario in uno scenario al 2050; per le linee che attraversano più province i consumi vengono suddivisi in maniera proporzionale alla quota della linea che transita sulla provincia in esame [fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano a partire da dati RFI e di Regione Lombardia]

Provincia	Linea ferroviaria	Stima di domanda H ₂ per il trasporto ferroviario al 2050 [GWh _{H₂} /y]
Pavia	Vercelli (VC) – Pavia	5.5
	Casal Monferrato (AL) – Pavia	1.6
	Pavia – Torreberetti	5.4
	Pavia - Casalpusterlengo	3.7
Brescia	Brescia – Edolo ⁹⁹	14.6 (al 2030)
Totale Lombardia		30.8

4.2 Industria

In questa sezione viene presentata una stima della potenziale domanda di idrogeno nell'industria. La trattazione è distinta in tre sottocapitoli, rispettivamente dedicati: alla domanda di idrogeno per la sola produzione di calore con orizzonte di lungo termine al 2050 (Sezione 4.2.1); alla domanda di idrogeno come feedstock per la raffinazione al 2050 (Sezione 4.2.2); e infine alla domanda complessiva di idrogeno in uno scenario di breve-medio termine collocato al 2030 (Sezione 4.2.3).

4.2.1 Domanda di idrogeno per la sola produzione di calore industriale al 2050

La metodologia per la stima della domanda di idrogeno per la sola produzione di calore industriale, inteso come calore per uso di processo, è sintetizzata in Figura 4-5. Il punto di partenza è rappresentato dai dati storici dei consumi provinciali di elettricità per classe merceologica pubblicati da Terna¹⁰⁰ (si è scelto come anno di riferimento l'anno 2022, il più recente disponibile al momento della stesura del documento). Tale domanda elettrica è stata utilizzata come proxy per la distribuzione spaziale e sub-settoriale della domanda termica attraverso il valore del rapporto tra fabbisogno elettrico e termico, diverso per ogni sottosettore, derivato dal documento del GSE "Valutazione del potenziale nazionale e regionale del riscaldamento efficiente"¹⁰¹ per le voci: (i) metallurgia, (ii) alimentare, (iii) tessile, (iv) filiera del legno, (v) carta, (vi) raffinazione, (vii) minerali non metallici, (viii) chimica e (ix) produzione di autoveicoli e altri mezzi di trasporto.

⁹⁸ Situazione aggiornata al 16 maggio 2024.

⁹⁹ Per la provincia di Brescia vengono anche inseriti i consumi stimati per la linea Brescia-Iseo-Edolo ottenuti per lo scenario al 2030 e qui confermati.

¹⁰⁰ Terna, "Statistiche regionali 2022," 2022. [Online]. Available:

https://download.terna.it/terna/Statistiche%20Regionali_2022_WEB_8dc914ce42e7207.pdf

¹⁰¹ GSE- Gestore dei Servizi Energetici, "Valutazione del potenziale nazionale e regionale del riscaldamento efficiente" 2021. [Online]. Available: https://www.gse.it/documenti_site/Documenti_GSE/Studi_e_scenari/it_ca_2020_it.pdf

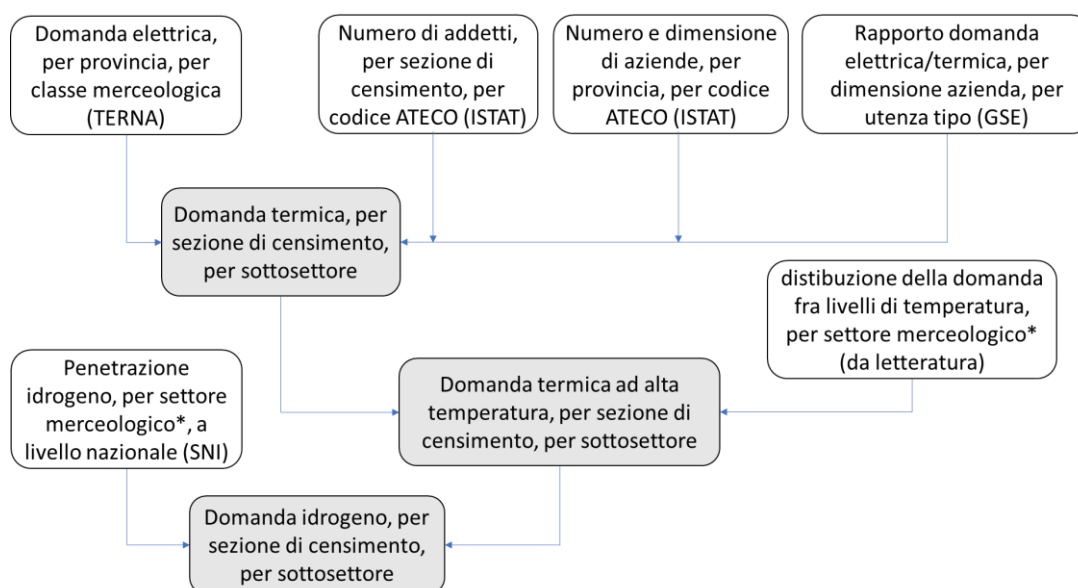


Figura 4-5 – Diagramma di flusso circa la metodologia utilizzata per ricostruire e distribuire geograficamente la domanda di idrogeno per produzione di calore ad uso industriale

Il valore del rapporto è stato determinato incrociando i valori di GSE con il censimento delle industrie e dei servizi di ISTAT. In particolare, il numero di aziende attive per provincia, suddivise per classi di dipendenti per settore ATECO (a due cifre)¹⁰² e il numero di addetti per settore ATECO (a tre cifre) con un dettaglio di sezione di censimento¹⁰³ sono stati utilizzati per pesare il rapporto sulla dimensione dell'impresa e per distribuire la domanda di energia termica per sottosettore a livello di sezione di censimento¹⁰⁴.

Una volta ottenuta la domanda di energia termica, sono stati valutati gli intervalli di temperatura a cui il calore viene richiesto, per poter determinare quale tecnologia sostenibile possa essere utilizzata. Il riferimento per determinare i livelli di temperatura richiesti nei sottosectori è la pubblicazione scientifica di G. Kosmadakis *“Estimating the potential of industrial (high-temperature) heat pumps for exploiting waste heat in EU industries”*¹⁰⁵. Nell'articolo l'autore identifica diverse classi manifatturiere e per ognuna di esse il calore richiesto viene suddiviso in categorie, riadattate ai fini della presente analisi in: (i) calore da fornire per il riscaldamento degli edifici, (ii) calore per la produzione di acqua calda, (iii) calore di processo fino a 200°C, e (iv) calore a temperature più elevate¹⁰⁶.

Per quanto riguarda il riscaldamento degli edifici del settore industriale e la produzione di acqua calda, si assume che l'energia termica sia prodotta al 2050 completamente da pompe di calore o comunque sistemi

¹⁰² Istituto Nazionale di Statistica, “9° Censimento industria e servizi 2011.” Accessed: Dec. 11, 2023. [Online]. Available: <https://www.istat.it/it/censimenti-permanenti/censimenti-precedenti/industria-e-servizi/impese-2011>

¹⁰³ Istituto Nazionale di Statistica, “Imprese e addetti: Classe di addetti, settori economici (Ateco 2 cifre) - prov.” Accessed: Dec. 11, 2023. [Online]. Available: <http://dati.istat.it/Index.aspx?QueryId=20596#>

¹⁰⁴ I dati ISTAT più recenti disponibili si riferiscono all'anno 2011 e non fanno quindi riferimento allo stesso anno considerato nell'analisi (2022). Ciò comporta il rischio di considerare anche le imprese che potrebbero aver interrotto o spostato le proprie attività dopo il 2011.

¹⁰⁵ G. Kosmadakis, “Estimating the potential of industrial (high-temperature) heat pumps for exploiting waste heat in EU industries,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 156, pp. 287–298, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.04.082>.

¹⁰⁶ La classificazione dei sottosectori industriali adottata da Kosmadakis differisce leggermente da quella presentata in questo documento. Inoltre, per il settore della raffinazione, non dettagliato nel lavoro di Kosmadakis, è stata assegnata la stessa distribuzione del calore identificata per il settore chimico, poiché una quota significativa del calore di processo nella chimica si concentra nell'intervallo di temperatura compreso tra 200 e 1000°C (circa il 65% del totale stimato), la fascia in cui si svolge la maggior parte dei processi di raffinazione.

che escludono la combustione. Per il calore di processo, invece, le pompe di calore elettriche industriali stanno emergendo sul mercato per intervalli di temperatura attualmente intorno a 100-120°C, con alcune unità prototipali che raggiungono i 160°C¹⁰⁷. Guardando a un orizzonte di lungo periodo, è ragionevole aspettarsi ulteriori sviluppi, con un aumento dell'offerta a temperature più elevate. Nella stima qui proposta si assume che tutta la domanda termica fino a 200°C possa essere elettrificata, sebbene non tutta con pompe di calore¹⁰⁸. Per il calore di processo a temperature superiori a 200°C, soluzioni elettrificate sono già attualmente possibili, anche se con efficienze minori rispetto alle pompe di calore e con alcune limitazioni. Ad esempio, sono limitate in densità di potenza, spesso dovendo affrontare problemi di complessità impiantistica, requisiti di volume o transitori per raggiungere condizioni operative specifiche. Per definire la quota elettrificabile del calore industriale sopra i 200°C, e dunque la quota complementare di calore producibile per combustione dell'idrogeno, si è fatto riferimento prioritariamente ai livelli di penetrazione indicati nella Strategia Nazionale Idrogeno.

Le stime che risultano sono riportate nel grafico di Figura 4-6. In particolare, la prima colonna mostra la domanda di idrogeno per la produzione di calore industriale nel caso massimo teorico, ipotizzando la copertura completa della produzione di calore ad alta temperatura. La seconda e la terza colonna considerano, rispetto al massimo teorico, due percentuali di penetrazione differenti, e costituiscono i due scenari minimo e massimo presi a riferimento nella strategia. Per tali configurazioni è possibile osservare la ripartizione provinciale del potenziale fabbisogno di idrogeno per la produzione di calore di processo nei singoli sottosectori per uno scenario di decarbonizzazione completa al 2050 (rispettivamente in Tabella 4-8, Tabella 4-9 e Tabella 4-10). Infine, ad integrazione, in Figura 4-6 ne viene visualizzata la distribuzione comunale (riferita allo scenario minimo di piano).

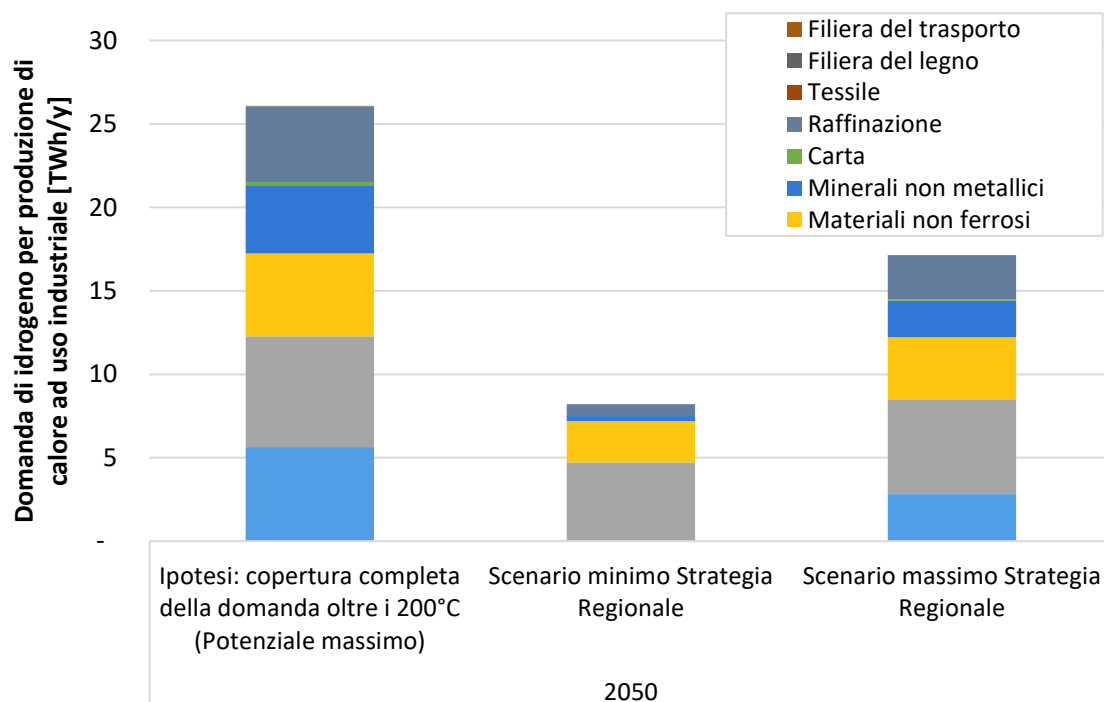


Figura 4-6 – Stime di domanda dell'idrogeno per la produzione di calore di processo ad uso industriale; confronto fra potenziale massimo teorico (colonna a sinistra) e i due scenari considerati [fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano]

¹⁰⁷ A. Marina et al., "An estimation of the European industrial heat mpump market potential", <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120308297?via%3Dihub>

¹⁰⁸ Per poter funzionare con rendimenti sostenibili, questa tecnologia richiede una differenza di temperatura non molto elevata tra la sorgente fredda di calore e il fluido richiesto nel processo industriale. Non in tutte le applicazioni manifatturiere tale sorgente è disponibile; delle percentuali di penetrazione per i vari settori industriali sono disponibili in G. Kosmadakis, "Estimating the potential of industrial (high-temperature) heat pumps for exploiting waste heat in EU industries," Appl. Therm. Eng., vol. 156, pp. 287–298, 2019, <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.04.082>

Tabella 4-8 – Stima del potenziale massimo teorico di domanda di idrogeno per la produzione di calore di processo nelle varie classi manifatturiere industriali in uno scenario al 2050¹⁰⁹ [fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano]

Massimo potenziale teorico di domanda di idrogeno al 2050 per produzione calore di processo nei settori industriali [GWh_{H2}/y]											
Provincia	Chimica	Alimentare	Metallurgia	Materiali non ferrosi	Minerali non metallici	Carta	Raffinazione	Tessile	Filiera del legno	Filiera del trasporto	Totale industria
Varese	433	-	80	293	747	25	-	-	0	2	1580
Como	131	-	12	47	130	5	-	-	2	1	328
Sondrio	29	-	32	-	150	3	-	-	0	0	214
Milano	1 313	-	24	225	655	30	-	-	1	2	2250
Bergamo	1 443	-	60	960	948	11	-	-	1	7	3430
Brescia	185	-	3'544	2'604	451	50	-	-	2	10	6846
Pavia	414	-	0	60	116	2	4'519	-	1	0	5'113
Cremona	126	-	2'602	490	64	9	-	-	1	0	3292
Mantova	644	-	143	25	373	34	-	-	8	3	1230
Lecco	38	-	119	203	60	20	-	-	0	1	441
Lodi	131	-	0	6	37	0	-	-	0	0	174
Monza e Br	742	-	22	68	351	8	-	-	3	1	1195
Lombardia	5'628	-	6'638	4'983	4'080	198	4'519	-	20	28	26'095

Tabella 4-9 - Stima del potenziale di domanda di idrogeno per la produzione di calore di processo nelle varie classi manifatturiere industriali al 2050 - scenario minimo [fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano]

Potenziale di domanda di idrogeno rinnovabile per produzione calore di processo al 2050 nei settori industriali scenario minimo [GWh_{H2}/y]											
Provincia	Chimica	Alimentare	Metallurgia	Materiali non ferrosi	Minerali non metallici	Carta	Raffinazione	Tessile	Filiera del legno	Filiera del trasporto	Totale industria
Varese	-	-	57	147	53	-	-	-	-	-	257
Como	-	-	8	23	9	-	-	-	-	-	41
Sondrio	-	-	22	-	11	-	-	-	-	-	33
Milano	-	-	17	113	47	-	-	-	-	-	177
Bergamo	-	-	42	480	68	-	-	-	-	-	590
Brescia	-	-	2'513	1'302	32	-	-	-	-	-	3'847
Pavia	-	-	0	30	8	-	715	-	-	-	753
Cremona	-	-	1'845	245	5	-	-	-	-	-	2'095
Mantova	-	-	101	13	27	-	-	-	-	-	141
Lecco	-	-	84	102	4	-	-	-	-	-	190
Lodi	-	-	0	3	3	-	-	-	-	-	6
Monza e Brianza	-	-	15	34	25	-	-	-	-	-	74
Lombardia	-	-	4'707	2'491	291	-	715	-	-	-	8'203

¹⁰⁹ Si segnala che nella presente e nelle successive tabelle vengono riportati tutti i settori industriali per i quali sono stati stimati i fabbisogni termici, punto di partenza per ricavare la possibile domanda di idrogeno. I settori che non presentano una domanda di tale vettore sono quelli per i quali è presumibile attendersi il totale impiego di soluzioni alternative (es. elettrificazione).

Tabella 4-10 Stima del potenziale di domanda di idrogeno per la produzione di calore di processo nelle varie classi manifatturiere industriali al 2050 - scenario massimo [fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano]

Potenziale di domanda di idrogeno rinnovabile per produzione calore di processo al 2050 nei settori industriali - scenario massimo [GWh _{H2} /y]											
Provincia	Chimica	Alimentare	Metallurgia	Materiali non ferrosi	Minerali non metallici	Carta	Raffineria	Tessile	Filiera del legno	Filiera del trasporto	Totale industria
Varese	217	-	68	220	400	13	-	-	0	1	918
Como	66	-	10	35	70	3	-	-	1	1	185
Sondrio	15	-	27	-	80	2	-	-	0	0	124
Milano	657	-	21	169	351	15	-	-	1	1	1'213
Bergamo	722	-	51	720	508	6	-	-	1	4	2'010
Brescia	93	-	3'028	1'953	242	25	-	-	1	5	5'346
Pavia	207	-	0	45	62	1	2'617	-	1	0	2'933
Cremona	63	-	2'223	368	34	5	-	-	1	0	2'693
Mantova	322	-	122	19	200	17	-	-	4	2	685
Lecco	19	-	102	152	32	10	-	-	0	1	316
Lodi	66	-	0	5	20	0	-	-	0	0	90
Monza e Brianza	371	-	19	51	188	4	-	-	2	1	635
Lombardia	2'815	-	5'672	3'736	2'187	99	2'617	0	10	14	17'147

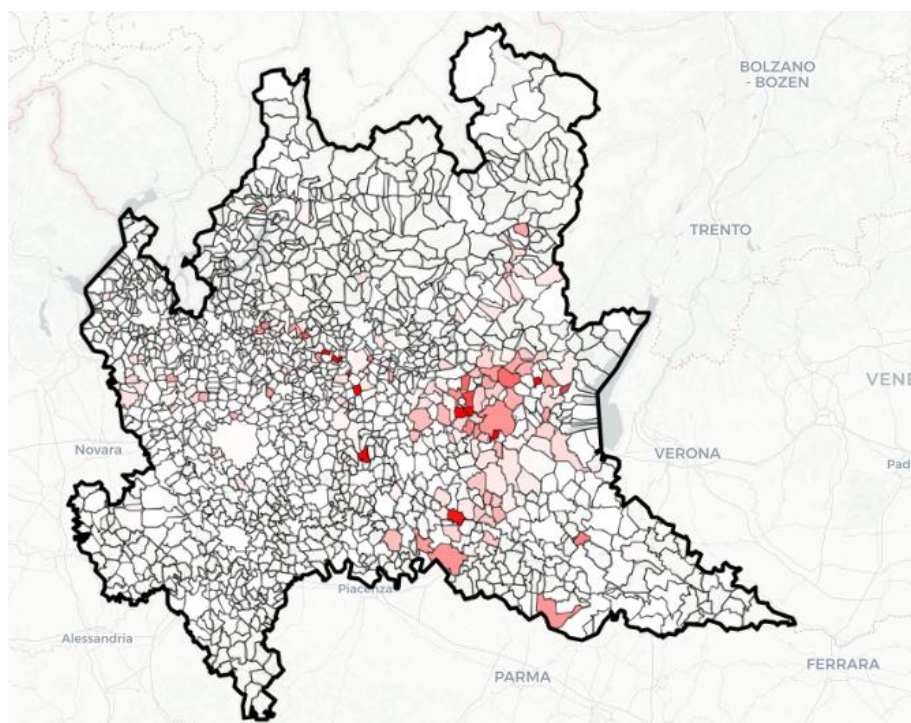


Figura 4-7 – Stima della domanda di idrogeno per produzione calore di processo nel settore industriale in uno scenario al 2050. L'intensità del colore è proporzionale alla densità spaziale della domanda (il valore massimo di intensità corrisponde a circa 330 MWh/ettaro [fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano]).

4.2.2 Domanda di idrogeno come feedstock per la raffinazione al 2050

Il settore delle raffinerie merita una trattazione distinta per via dei potenziali volumi in gioco e per via dell'incertezza legata al mercato futuro dei prodotti di raffinazione. La quota maggioritaria dei prodotti di raffinazione è costituita da combustibili liquidi utilizzati nei trasporti e destinati, ovunque, a una importante riduzione, poiché l'elettrificazione sarà verosimilmente l'alternativa più economica per la decarbonizzazione di buona parte del settore. Per le raffinerie, inoltre, non solo è necessario decarbonizzare la produzione di calore di processo richiesto nei vari stadi di lavorazione, ma, in uno scenario di completa decarbonizzazione, è richiesta anche la riconversione della materia prima impiegata, ad oggi, quasi esclusivamente di origine fossile (petrolio greggio). La filiera convenzionale fa già oggi forte impiego di idrogeno, classificato come "idrogeno grigio" in quanto ottenuto con processi di reforming prevalentemente da gas naturale con rilevante emissione di CO₂ in atmosfera, il quale viene usato per modificare (in particolare tramite idrogenazione) le caratteristiche degli idrocarburi e delle sostanze chimiche che vengono prodotte.

Questi ultimi sono principalmente costituiti da sequenze (o catene) di atomi di idrogeno legati ad atomi di carbonio, in molteplici configurazioni. L'idrogeno e il carbonio, in questo senso, possono essere ottenuti da fonti alternative e neutre dal punto di vista dell'impatto climatico. In particolare, l'idrogeno può essere di origine verde e il carbonio può derivare da biomassa sostenibile, dalla CO₂ di origine biogenica e dalla CO₂ catturata dall'aria. Una filiera rinnovabile alternativa potrebbe essere caratterizzata da materie prime di origine biologica, da cui ricavare sia la componente di idrogeno che di carbonio (è il caso della biomassa sostenibile). È necessario, tuttavia, valutare la sostenibilità di tale filiera e il rischio di conflitto con altre filiere (es. agroalimentare).

Conoscendo la composizione chimica dei prodotti di raffinazione, è possibile stimare i quantitativi di carbonio e idrogeno necessari per la loro sintesi. Sebbene sia difficile individuare precisamente la composizione attuale delle miscele ottenute nei reattori degli impianti, così come è difficile fare previsioni sulle miscele future, questo modo di procedere si può ritenere una valida opzione per fornire l'ordine di grandezza delle quantità di idrogeno verde necessario alla riconversione delle materie prime di raffinazione.

L'unico impianto di raffinazione presente sul territorio lombardo è situato nel comune di Sannazzaro de' Burgondi (PV), per il quale si riportano i livelli di produzione del 2022 in Tabella 4-11.

Tabella 4-11 - Quantitativi dei principali prodotti finiti ottenuti nell'anno 2022 nell'impianto di raffinazione di Sannazzaro [fonte: ENI, Dichiarazione Ambientale 2023-2025 (2023)¹¹⁰

Quantità di prodotti finiti (2022)	[kt]
Propano e miscela GPL	116.9
Benzine autotrazione	2'453.8
Gasolio autotrazione/riscaldamento	3'117.5
Oli combustibili	336.9
Bitumi	256.8
Zolfo liquido	36.3
ATK (Jet Fuel)	710.8
Propilene	48.6
Syngas	484.3
TOTALE	7'561.8

¹¹⁰<https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/ita/azioni/attivita-mondo/italia/progetti/sannazzaro/Raffineria-di-Sannazzaro-de-Burgondi-Dichiarazione-Ambientale-2023-2025.pdf>

Sebbene i carburanti prodotti in Lombardia non siano obbligatoriamente consumati in Lombardia e, viceversa, i carburanti consumati in Lombardia non siano obbligatoriamente prodotti in Lombardia, in questa strategia si considerano due scenari plausibili di evoluzione della produzione di carburanti, al 2050:

- Il primo assume (i) una riduzione di circa l'80% dei carburanti liquidi destinati al trasporto stradale sulla base delle tendenze globali proposte dall'International Energy Agency (IEA) nel rapporto "Net-Zero by 2050"¹¹¹ e (ii) una produzione di e-cherosene per l'aviazione in coerenza con la domanda stimata nel capitolo 4.1.2. Si è infine assunta costante la produzione di composti chimici destinati ad altri usi industriali, escludendo gli oli pesanti ad uso industriale e civile.
- (ii) Il secondo scenario di riduzione assume che i livelli produttivi identificati dalla Strategia Nazionale Idrogeno siano distribuiti fra le raffinerie in modo proporzionale ai livelli produttivi attuali.

In Figura 4-8 le quattro colonne mostrano l'ordine di grandezza della potenziale domanda di idrogeno nella raffinazione e l'impatto delle diverse ipotesi e assunzioni. In particolare: (i) la prima colonna mostra, a livello nazionale, la domanda di idrogeno necessario come feedstock per la produzione di e-fuels e e-chemicals nei tre scenari prospettati dalla Strategia Nazionale Idrogeno; (ii) la seconda colonna mostra l'idrogeno che sarebbe necessario come feedstock per decarbonizzare gli attuali volumi di produzione nella raffineria di Sannazzaro de' Burgondi; (iii) la terza colonna mostra il potenziale consumo di idrogeno come feedstock in uno scenario di riduzione della domanda coerente con le tendenze globali proposte dall'International Energy Agency e considerando la domanda di e-fuels dell'aviazione; (iv) la quarta colonna, infine, mostra il potenziale consumo di idrogeno come feedstock ripartendo il totale nazionale della Strategia Nazionale Idrogeno proporzionalmente agli attuali volumi delle raffinerie italiane. Il valore proposto nella seconda colonna è inserito solo a titolo di confronto per mostrare la capacità produttiva teorica regionale rispetto agli scenari nazionali e regionali futuri. Si noti, in questo senso, che i volumi attuali di produzione di combustibili liquidi (fossili) della raffineria di Sannazzaro sono maggiori della produzione nazionale di e-fuels indicata dalla Strategia Nazionale Idrogeno.

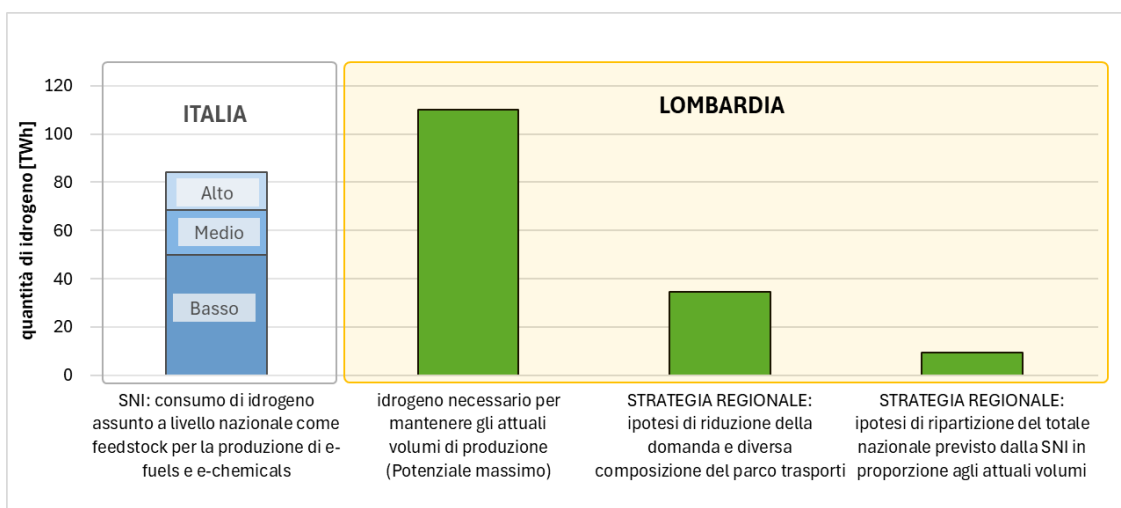


Figura 4-8 - domanda di idrogeno necessario come feedstock per la produzione di e-fuels e e-chemicals nei diversi scenari considerati e nei diversi ambiti geografici, riferita al 2050 (scenario di lungo termine) [fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano]

¹¹¹ International Energy Agency (IEA), "Net Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector." 2021

4.2.3 Domanda di idrogeno dell'industria al 2030

In questa sezione viene stimato il fabbisogno di idrogeno che potrebbe interessare il settore industriale in uno scenario di breve-medio termine, al 2030. La stima è impostata per identificare i potenziali volumi in gioco per centrare alcuni obiettivi definiti a livello comunitario. In particolare, lo scenario analizzato parte da alcuni traguardi definiti a livello europeo e li trasla, a cascata, al contesto nazionale e infine a quello regionale. La ripartizione dei valori sull'intero territorio nazionale ha seguito la distribuzione spaziale dei fabbisogni stimati per il settore industriale nella Sezione 4.2.1.

Come punto di partenza si è deciso di considerare le stime di domanda industriale di idrogeno in EU al 2030 fornite dalla Commissione Europea nel pacchetto *REPowerEU*¹¹² nel maggio 2022. Tali stime indicano per il solo settore industriale europeo una domanda di idrogeno di circa 12.4 Mt_{H2} annue, a fronte di una richiesta di circa 8.2 Mt_{H2} nel 2022 (come stimato da Hydrogen Europe nel rapporto annuale "*Clean Hydrogen Monitor*"¹¹³). Per quanto riguarda invece i consumi attuali di idrogeno in Italia, la fotografia viene restituita combinando le stime fornite nel report di Hydrogen Europe sopra citato con quelle riportate nel tool online dello European Hydrogen Observatory¹¹⁴, arrivando ad ottenere un impiego annuale pari a circa 0.6 Mt_{H2} (circa il 7% del consumo europeo).

All'interno di questa figura complessiva, è presumibile attendersi una penetrazione delle opzioni a idrogeno a differenti velocità all'interno della molteplice varietà di processi produttivi, fortemente eterogenei e differenti fra loro. Questo vale sia per la sostituzione di vettori convenzionali per la generazione di energia termica, sia per la sostituzione dell'idrogeno utilizzato come feedstock, oggi prodotto da fonti fossili e sostituibile con idrogeno rinnovabile o in prima battuta anche idrogeno elettrolitico a partire da elettricità da rete, o idrogeno blu.

Un ulteriore input nella stima della penetrazione dell'idrogeno al 2030 viene dagli obiettivi recentemente introdotti con la terza revisione della direttiva sulle energie rinnovabili, direttiva UE 2023/2413 (nota come Renewable Energy Directive, o RED III) di ottobre 2023¹¹⁵. Relativamente alla diffusione del contributo dei combustibili rinnovabili di origine non biologica nel settore industriale, viene definito l'obiettivo di penetrazione dell'idrogeno rinnovabile pari al 42% del totale dei consumi di idrogeno per scopi finali, energetici e non energetici, entro il 2030. Tale obiettivo presenta tuttavia delle eccezioni, che riguardano la raffinazione, venendo escluse dal calcolo della penetrazione del vettore rinnovabile sul totale le seguenti componenti: (i) l'idrogeno impiegato come "prodotto intermedio per la produzione di carburanti convenzionali e biocarburanti per il trasporto"; (ii) quello "prodotto dalla decarbonizzazione di gas industriale residuo e utilizzato per sostituire il gas specifico da cui è prodotto" e infine (iii) quello "ottenuto come sottoprodotto o derivato da sottoprodotti negli impianti industriali".

Assumendo di mantenere costante il peso nazionale sulla domanda complessiva europea di idrogeno al 2030 viene imposto che il 42% dell'idrogeno per usi energetici e non energetici nel comparto industriale sia di origine rinnovabile, ad eccezione del settore della raffinazione. Questa ipotesi, accoppiata all'assunzione di prevedere una quota di idrogeno rinnovabile nel settore industriale in linea con le stime riportate nella nuova versione di giugno 2024 del PNIEC (i.e., 115 kt_{H2}), porta a stimare, per differenza, una penetrazione della quota rinnovabile di idrogeno nella raffinazione pari al 7% della domanda complessiva attesa nella raffinazione¹¹⁶. Il valore nazionale complessivo così calcolato è stato poi ripartito sul territorio mantenendo le proporzioni delle singole classi manifatturiere regionali sul totale complessivo nazionale, restituendo quindi i valori di domanda per la Lombardia.

¹¹² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022sc0230>

¹¹³ https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2023/10/Clean_Hydrogen_Monitor_11-2023_DIGITAL.pdf

¹¹⁴ <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/end-use/hydrogen-demand>

¹¹⁵ <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj/eng>

¹¹⁶ Mentre l'idrogeno rinnovabile impiegato negli altri sottosettori industriali corrisponde al 42% ipotizzato del totale ivi impiegato.

Nelle tre tabelle di seguito vengono presentati i quantitativi regionali ottenuti per la sola quota rinnovabile di idrogeno sul totale consumo di idrogeno relativamente al caso di potenziale massimo teorico e per gli scenari minimo e massimo di piano (le tabelle non esplicitano la quota di idrogeno non rinnovabile, comunque prevista da PNIEC al 2030, pari a circa 46% a livello nazionale).

Tabella 4-13 – Stima del potenziale massimo teorico di domanda di idrogeno rinnovabile nelle varie classi manifatturiere industriali per un orizzonte di breve-medio termine al 2030; (*) i valori riportati fra parentesi rappresentano la quota di idrogeno per sostituire i feedstock nella raffinazione (nell'unico impianto di Sannazzaro de' Burgondi), mentre le quote rimanenti sono per la produzione di calore di processo [fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano]

Provincia	Potenziale massimo teorico di domanda di idrogeno rinnovabile al 2030 nei settori industriali [GWh _{H2} /y]										
	Chimica	Alimentare	Metallurgia	Materiali non ferrosi	Minerali non metallici	Carta	Raffinazione	Tessile	Filiera del legno	Filiera del trasporto	Totale industria
Varese	3.6	-	0.7	2.4	6.1	0.2	-	-	0.0	0.0	13.0
Como	1.9	-	0.2	0.7	1.9	0.1	-	-	0.0	0.0	4.7
Sondrio	0.3	-	0.4	-	1.8	0.0	-	-	0.0	0.0	2.5
Milano	11.1	-	0.2	1.9	5.5	0.3	-	-	0.0	0.0	19.0
Bergamo	10.5	-	0.4	7.0	6.9	0.1	-	-	0.0	0.1	24.9
Brescia	1.3	-	24.6	18.1	3.1	0.3	-	-	0.0	0.1	47.5
Pavia	1.9	-	0.0	0.3	0.5	0.0	177.9 (164.6)*	-	0.0	0.0	180.6 (164.6)*
Cremona	0.9	-	19.2	3.6	0.5	0.1	-	-	0.0	0.0	24.3
Mantova	7.2	-	1.6	0.3	4.2	0.4	-	-	0.1	0.0	13.7
Lecco	0.4	-	1.2	2.1	0.6	0.2	-	-	0.0	0.0	4.5
Lodi	1.5	-	0.0	0.1	0.4	0.0	-	-	0.0	0.0	2.0
Monza e Brianza	5.6	-	0.2	0.5	2.7	0.1	-	-	0.0	0.0	9.0
Lombardia	46.05	-	48.64	36.85	34.12	1.72	177.87 (164.6)*	-	0.19	0.23	345.7 (164.6)*

Tabella 4-14 – Stima del potenziale di domanda di idrogeno rinnovabile nelle varie classi manifatturiere industriali per un orizzonte al 2030 per lo scenario minimo; (*) i valori riportati fra parentesi rappresentano la quota di idrogeno per sostituire i feedstock nella raffinazione (nell'unico impianto di Sannazzaro de' Burgondi), mentre le quote rimanenti sono per la produzione di calore di processo [fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano]

Provincia	Potenziale di domanda di idrogeno rinnovabile per produzione calore di processo al 2030 nei settori industriali - scenario minimo [GWh _{H2} /y]										
	Chimica	Alimentare	Metallurgia	Materiali non ferrosi	Minerali non metallici	Carta	Raffinazione	Tessile	Filiera del legno	Filiera del trasporto	Totale industria
Varese	-	-	0.5	1.2	0.4	-	-	-	-	-	2.1
Como	-	-	0.1	0.3	0.1	-	-	-	-	-	0.6
Sondrio	-	-	0.3	-	0.1	-	-	-	-	-	0.4
Milano	-	-	0.1	0.9	0.4	-	-	-	-	-	1.5
Bergamo	-	-	0.3	3.5	0.5	-	-	-	-	-	4.3
Brescia	-	-	17.4	9.0	0.2	-	-	-	-	-	26.7
Pavia	-	-	0.0	0.1	0.0	-	45.5 (42.3)*	-	-	-	45.7 (42.3)*
Cremona	-	-	13.6	1.8	0.0	-	-	-	-	-	15.5
Mantova	-	-	1.1	0.1	0.3	-	-	-	-	-	1.6
Lecco	-	-	0.9	1.0	0.0	-	-	-	-	-	1.9
Lodi	-	-	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-	-	0.1

Monza e Brianza	-	-	0.1	0.3	0.2	-	-	-	-	-	0.6
Lombardia	-	-	34.48	18.42	2.43	-	45.50 (42.3)*	-	-	-	100.8 (42.3)*

Tabella 4-15– Stima del potenziale di domanda di idrogeno rinnovabile nelle varie classi manifatturiere industriali per un orizzonte al 2030 per lo scenario massimo; (*) i valori riportati fra parentesi rappresentano la quota di idrogeno per sostituire i feedstock nella raffinazione (nell'unico impianto di Sannazzaro de' Burgondi), mentre le quote rimanenti sono per la produzione di calore di processo [fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano]

Provincia	Potenziale di domanda di idrogeno rinnovabile per produzione calore di processo al 2030 nei settori industriali - scenario massimo [GWh _{H2} /y]										
	Chimica	Alimentare	Metallurgia	Materiali non ferrosi	Minerali non metallici	Carta	Raffinazione	Tessile	Filiera del legno	Filiera del trasporto	Totale industria
Varese	-	-	0.5	1.2	0.4	-	-	-	-	-	7.6
Como	-	-	0.1	0.3	0.1	-	-	-	-	-	2.7
Sondrio	-	-	0.3	-	0.1	-	-	-	-	-	1.5
Milano	-	-	0.1	0.9	0.4	-	-	-	-	-	10.2
Bergamo	-	-	0.3	3.5	0.5	-	-	-	-	-	14.6
Brescia	-	-	17.4	9.0	0.2	-	-	-	-	-	37.1
Pavia	-	-	0.0	0.1	0.0	-	45.5 (42.3)*	-	-	-	5.6
Cremona	-	-	13.6	1.8	0.0	-	-	-	-	-	19.9
Mantova	-	-	1.1	0.1	0.3	-	-	-	-	-	7.7
Lecco	-	-	0.9	1.0	-	-	-	-	-	-	3.2
Lodi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.0
Monza e Brianza	-	-	0.1	0.3	0.2	-	-	-	-	-	4.8
Lombardia	-	-	34.48	18.42	2.43	-	45.50 (42.3)*	-	-	-	116

In Figura 4-9 viene infine mostrata la domanda di idrogeno rinnovabile attesa complessivamente sul territorio regionale al 2030. Dall'analisi della tabella e della figura si nota come il caso della raffinazione abbia peso molto rilevante e sia meritevole di approfondimenti.

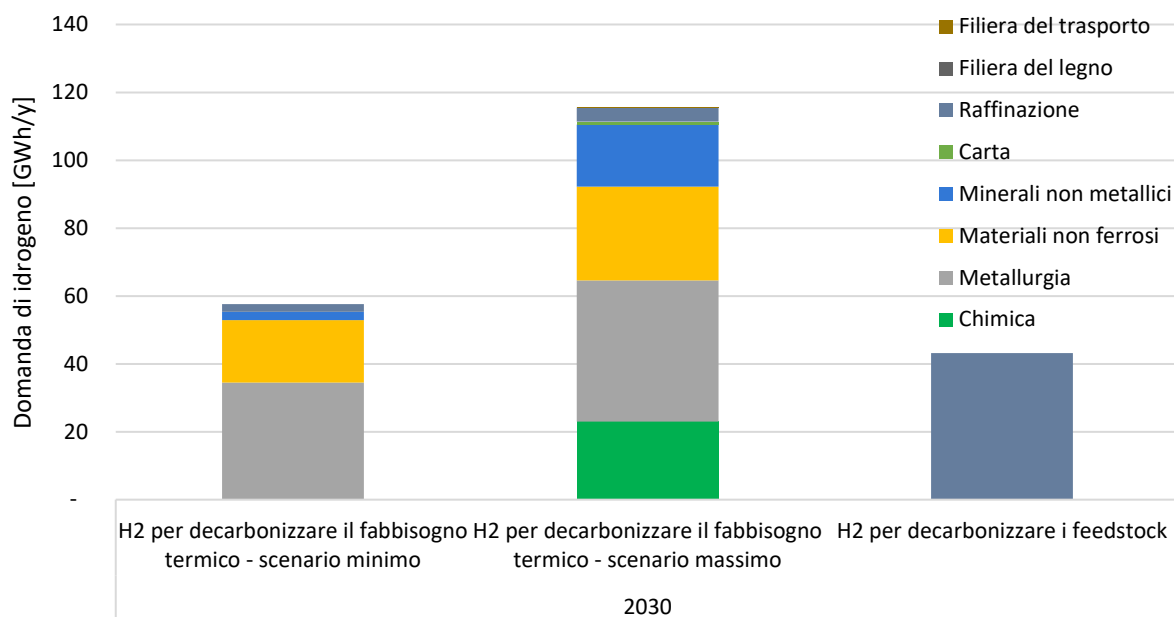


Figura 4-9 – Stima della potenziale domanda di idrogeno rinnovabile regionale per un orizzonte temporale di medio termine (2030) per contribuire alla decarbonizzazione del fabbisogno termico delle industrie (prima e seconda colonna) e per sostituire parzialmente le materie prime di origine fossile impiegate nella raffinazione (terza colonna) [Fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano]

4.3 Sintesi delle stime presentate

In questa ultima sezione, viene restituita una sintesi delle stime ricavate per i settori d’uso finale considerati nel documento negli scenari di breve-medio termine (2030) e di lungo termine (2050). Per i dettagli circa le casistiche presentate di seguito si rimanda alle sezioni specifiche precedenti. In Tabella 4-12 Tabella 4-12 vengono riportate le quantità di idrogeno per settore nei due scenari di riferimento.

Tabella 4-12 – Stime aggregate di domanda di idrogeno per il settore dei trasporti e dell’industria nei due orizzonti considerati di breve-medio termine (2030) e lungo termine (2050); i valori per il settore dei trasporti fanno riferimento allo scenario di diffusione intermedia nel trasporto stradale (comprendendo i contributi di trasporto stradale, aviazione e trasporto ferroviario; per quest’ultimo si è considerato esclusivamente il contributo del progetto H2IseO), mentre per l’industria (di cui vengono riportati i quantitativi per la produzione di calore di processo per usi termici e i volumi di materie prime impiegati nella raffinazione) vengono considerati i potenziali di domanda per i due scenari considerati [fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano]

	2030			2050		
	Trasporti	Industria (usi termici)	Industria (feedstock raffinazione)	Trasporti	Industria (usi termici)	Industria (feedstock raffinazione)
Domanda di idrogeno [GWh _{H2} /y]	94.1	55.3-115.7	42.3	8'463.7	8'204-17'147	9'325.4

5 Analisi della possibile filiera di approvvigionamento dell'idrogeno in Lombardia

Il presente capitolo si focalizza sulla possibile filiera di approvvigionamento sul territorio regionale. In particolare, dopo una breve panoramica sulle possibili modalità di produzione dell'idrogeno (Box 1), viene analizzato il costo di produzione nelle configurazioni di maggiore interesse (Sezione 5.1).

Box 1: i colori dell'idrogeno

L'idrogeno molecolare non è facilmente reperibile in natura; deve essere sintetizzato o isolato a partire da altre materie prime, che possono essere fossili o meno. Le possibili filiere produttive sono molteplici, e possono seguire percorsi anche molto diversi.

In letteratura esistono differenti classificazioni relative alle varie opzioni tecnologiche, la più diffusa delle quali viene identificata nell'assegnazione di un colore per ciascun percorso di produzione, come riportato in Figura 5-1. Tra le fonti fossili, si parla ad esempio di **idrogeno grigio** per il metodo di produzione ad oggi dominante, quello che impiega gas naturale, attraverso la reazione di Steam Methane Reforming (SMR), mediante la quale la molecola di metano viene fatta reagire con acqua, per formare idrogeno e anidride carbonica. È definito invece **idrogeno nero** quello ottenuto dalla gassificazione del carbone. Meno diffuso ma ancora fra le filiere che generano emissioni di anidride carbonica dirette è la gassificazione della lignite (**idrogeno marrone**). Di interesse è anche la possibilità di associare la produzione di idrogeno alla cattura e stoccaggio della CO₂ altrimenti rilasciata in ambiente (in inglese Carbon Capture and Sequestration, CCS). Tale opzione abilita la possibilità di continuare ad usare la filiera convenzionale, con il vantaggio di rimuovere la parte maggioritaria delle emissioni di anidride carbonica in atmosfera¹¹⁷. In particolare, l'idrogeno grigio associato a CCS prende il nome di **idrogeno blu**.

L'idrogeno può essere ottenuto anche scomponendo la molecola di acqua, attraverso una reazione elettrochimica che prende il nome di elettrolisi dell'acqua. L'elettrolisi avviene in una cella elettrolitica (in inglese *Electrolyzer Cell*, EC), la quale ricava il vettore desiderato attraverso l'impiego di energia elettrica. A seconda della provenienza del vettore elettrico, viene definito un colore diverso per l'idrogeno prodotto. Si parla di **idrogeno verde** se viene impiegata energia elettrica puramente da fonti rinnovabili (per es. fotovoltaico, eolico), di **idrogeno giallo** se l'elettricità proviene genericamente dalla rete elettrica. In questo secondo caso, non è possibile definire a priori il vettore energetico ottenuto come privo di emissioni di CO₂, dal momento che la sua impronta carbonica dipenderà dal mix di generazione elettrica impiegato (per es. impianti termoelettrici). Se infine l'energia elettrica è proveniente da centrali nucleari, si tende a parlare di **idrogeno rosa**.

Nell'ambito, infine, delle filiere produttive alternative si identifica come **idrogeno verde** anche la filiera che ricava il vettore energetico attraverso la gassificazione di una matrice di origine biogenica (per es. biomassa vegetale) che può essere caratterizzata da differenze significative nella composizione e quindi portare a differenze sostanziali nei parametri operativi. L'idrogeno viene ottenuto separandolo dalla componente a base carbonica, la quale porta alla produzione di anidride carbonica, che, per l'origine della materia prima impiegata, viene identificata come "biogenica". Tale opzione può tuttavia essere associata a CCS e portare potenzialmente alle cosiddette "emissioni negative".

Un'altra metodologia produttiva, ancora in fase iniziale di sviluppo, riguarda la sintesi di idrogeno attraverso il processo di pirolisi: si parla in questo caso di **idrogeno turchese**. Qui una matrice a base di carbonio e idrogeno (che può quindi essere anche di origine fossile, come gas naturale), viene scomposta

¹¹⁷ Si noti comunque che questa tecnologia, allo stato dell'arte, presenta una efficienza di cattura che oscilla fra il 60% ed il 90% circa della CO₂ emessa al camino [<https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>].

all'interno di reattori ad elevata temperatura in assenza di ossigeno. In questo modo il sottoprodotto della produzione di idrogeno è carbonio solido, che può vedere impieghi successivi (per esempio nella produzione di grafite), oltre che essere caratterizzato da una più facile cattura, trasportabilità e stoccaggio. Negli ultimi anni, alcune definizioni sono state introdotte a livello di comunità europea per focalizzare l'attenzione sull'impatto climatico e non specificamente sulla tecnologia. In particolare, il Regolamento delegato (UE) 2021/2139 ha definito **l'idrogeno verde** come quello prodotto da rinnovabili e che soddisfa il requisito di riduzione delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita del 73,4% rispetto ai 94 g CO₂e/MJ di un combustibile di riferimento, che si traduce in emissioni di gas serra nel ciclo di vita inferiori a 3 tCO₂eq/t H₂. La successiva Direttiva 2024/1788 ha invece introdotto la definizione **di idrogeno a basse emissioni di carbonio** ("low-carbon"), il quale deve rispettare una soglia minima di riduzione del 70% rispetto al carburante di origine fossile di riferimento. In parallelo, sono stati definiti, attraverso il Regolamento delegato 2023/1184, i criteri per considerare interamente rinnovabile l'elettricità usata negli elettrolizzatori (per esempio, in merito a connessione diretta, capacità aggiuntiva, quote locali di rinnovabili ≥ 90 %, uso di accumuli). Ulteriori riferimenti si possono trovare nel quadro identificato nella Strategia Nazionale Idrogeno.

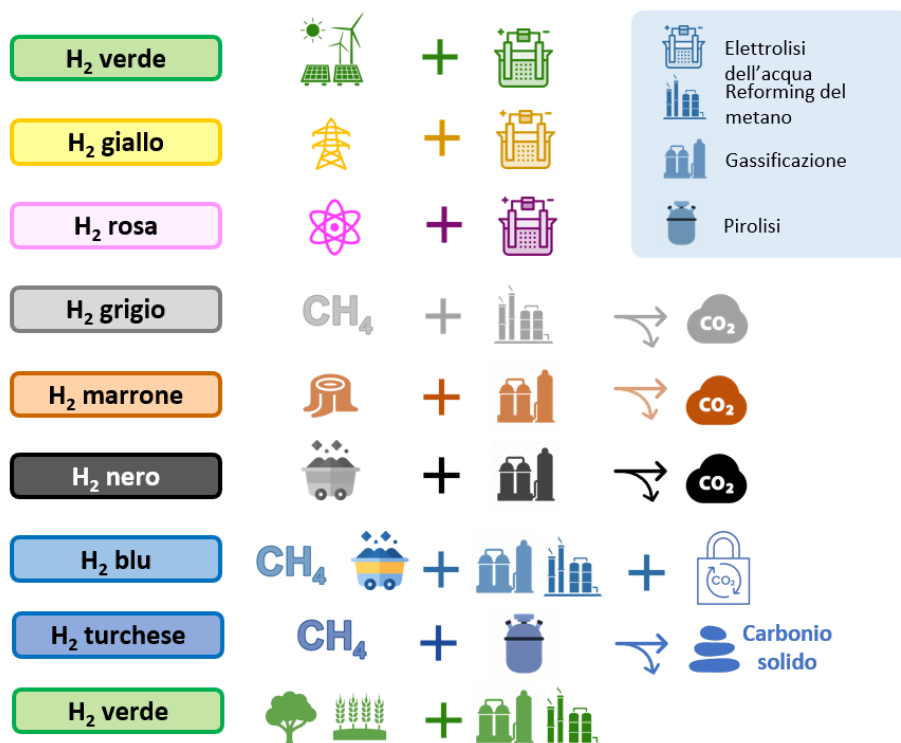


Figura 5-1 – Classificazione cromatica delle differenti tecnologie per la produzione di idrogeno [Fonte: Fondazione Politecnico di Milano]

5.1 Levelized Cost of Hydrogen (LCOH)

In questa sezione viene proposta una stima del possibile costo di produzione dell'idrogeno per alcune configurazioni di maggiore interesse. In particolare, si fa riferimento al cosiddetto *costo livellato di produzione dell'idrogeno* (in inglese *Levelized Cost Of Hydrogen*, LCOH), ovvero il valore attualizzato dei costi di investimento e operativi sostenuti nell'intera vita utile dell'impianto di produzione rapportato alla produzione stessa (normalmente espresso in euro per kilogrammo di idrogeno prodotto, €/kg_{H₂}). Il valore di LCOH è stato stimato per l'idrogeno prodotto (i) tramite elettrolisi, sia a partire da sola elettricità da rete, sia

a partire da impianto fotovoltaico dedicato¹¹⁸ (ii) mediante filiera tradizionale, accoppiata con sistemi di cattura e sequestro della anidride carbonica (idrogeno blu).

In questo capitolo non si è considerata la produzione di idrogeno da nucleare, in quanto la tecnologia non è attualmente disponibile in Italia e quindi non è valutabile in termini di costo di produzione.

5.1.1 Produzione tramite elettrolisi

Per la stima dell'LCOH da elettrolisi è stato utilizzato uno strumento dedicato, all'interno del quale vengono simulati la produzione rinnovabile, l'acquisto da rete, l'eventuale accumulo elettrico e infine la produzione di idrogeno, in funzione della località (sono stati analizzati 12 siti, in prossimità dei rispettivi capoluoghi di provincia lombardi). A partire da parametri tecnici ed economici, quali i rendimenti di conversione delle varie tecnologie, i profili orari storici di produzione da fotovoltaico nei siti individuati, i costi di investimento, di manutenzione, e i prezzi di vendita ed acquisto dell'energia elettrica, vengono stimati i costi totali sostenuti e la produzione totale nell'intera vita utile dell'impianto.

Per quanto riguarda la produzione da impianto di elettrolisi alimentato dalla sola rete elettrica, la stima è fatta considerando un elettrolizzatore di taglia 1MW e con diversi scenari di prezzo dell'energia elettrica acquistata, immaginando: (i) un contratto PPA per un cliente industriale con fornitura costante (a 215 €/MWh) e (ii) un contratto medio per un cliente industriale con mix elettrico nazionale (in un range tra 160 e 200 €/MWh). Su queste basi, la stima porta a osservare valori di LCOH intorno ai 9-12 €/kg_{H2}, a seconda della tecnologia dell'elettrolizzatore (alcalino o PEM) e soprattutto a seconda dello scenario di prezzo. La componente di costo prioritaria, infatti, riguarda proprio la spesa per l'approvvigionamento di energia elettrica, per una quota tra il 75% e il 90%.

Nel caso di produzione tramite elettrolisi a partire da impianto fotovoltaico dedicato, lo strumento di simulazione utilizzato permette di confrontare differenti combinazioni di taglia dell'impianto rinnovabile e dell'elettrolizzatore. In particolare, si è fissata una taglia per l'impianto fotovoltaico dedicato pari a 1 MW_e e si è variata la taglia dell'elettrolizzatore (da 100 kW_e fino a 1 MW_e), così come il livello di carico minimo dell'elettrolizzatore e diverse taglie di accumulo elettrico. In assenza di produzione fotovoltaica, sono assunti gli stessi scenari di prezzo dell'energia elettrica assunti nel caso senza impianto fotovoltaico. Nella stima sono stati considerati differenti orizzonti temporali (ad oggi, al 2030 e al 2050) per tenere in considerazione la riduzione dei costi prevista sia per gli impianti fotovoltaici che per gli accumuli elettrochimici, sia per gli elettrolizzatori. L'ampio numero di combinazioni considerate trova giustificazione nel fatto che i differenti valori del carico minimo e del rapporto fra la taglia dell'elettrolizzatore e l'impianto fotovoltaico dedicato comportano dinamiche diverse che possono riflettersi in costi diversi. A titolo esemplificativo, come viene mostrato nel confronto fra le due immagini in Figura 5-2, un basso rapporto fra la potenza dell'elettrolizzatore e il fotovoltaico (sinistra) fa sì che il fotovoltaico abbia una quota maggiore nel mix elettrico che alimenta l'elettrolizzatore, richiedendo un minore utilizzo di elettricità dalla rete o dal sistema di accumulo. Al contempo, determina un maggiore eccesso di produzione di elettricità, che può essere destinata all'accumulo oppure venduta immettendola in rete (portando quindi delle entrate che possono essere decurtate nel calcolo del LCOH).

¹¹⁸ L'opzione di impianti eolici dedicati è stata esclusa per via del basso potenziale tecno-economico della tecnologia eolica in Lombardia

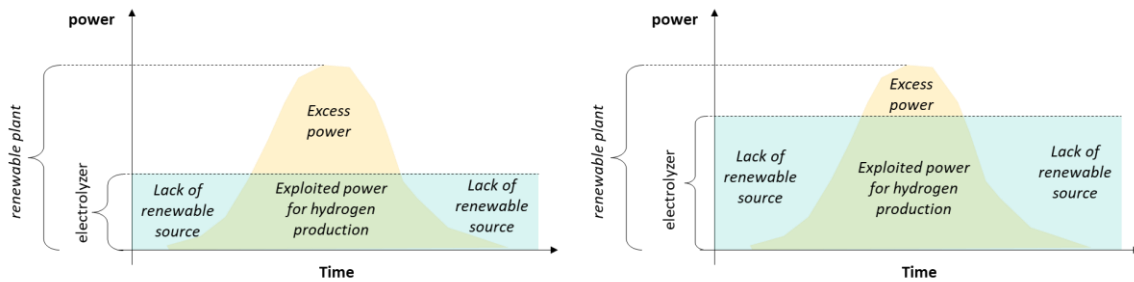


Figura 5-2 - Rappresentazione schematica delle differenti dinamiche di funzionamento valutando differenti rapporti fra la potenza installata di elettrolisi e quelle dell'impianto fotovoltaico dedicato. In giallo l'energia elettrica prodotta da FV in una giornata tipo, in azzurro invece l'energia richiesta dall'elettrolizzatore per poter operare a massima capacità in maniera continua

Dalle simulazioni, emerge un intervallo particolarmente ampio per il LCOH, dovuto dalla varietà delle configurazioni analizzate. Per le configurazioni impiantistiche più vicine ai valori ottimali, il LCOH si assesta fra i 7-9 €/kg_{H2} alle condizioni attuali, per poi decrescere fino ai 3-5 €/kg_{H2} in un orizzonte di lungo termine, con differenze limitate dal punto di vista geografico. L'analisi delle configurazioni ha portato inoltre a suggerire che il LCOH minore si ha per un rapporto di potenze fra elettrolizzatore e impianto fotovoltaico attorno al 20-50% (50-60% se non si considerano le entrate dalla vendita di elettricità). Per rapporti più bassi, la ridotta produzione di idrogeno ripaga più lentamente l'investimento iniziale; per rapporti più alti, invece, la produzione di idrogeno aumenta meno di quanto aumenti l'elettricità acquistata. Infine, una convenienza per l'accumulo elettrochimico viene osservata solo per bassi rapporti di potenze tra elettrolizzatore e fotovoltaico (i.e., 100 kW_e, contro 1 MW_e di fotovoltaico) ai prezzi di oggi; e per rapporti fino a 40-50% negli scenari di medio e lungo termine. A titolo di esempio, nel grafico che segue è mostrato il valore di LCOH e il ruolo delle componenti di costo per diversi rapporti tra capacità dell'elettrolizzatore e dell'impianto fotovoltaico.

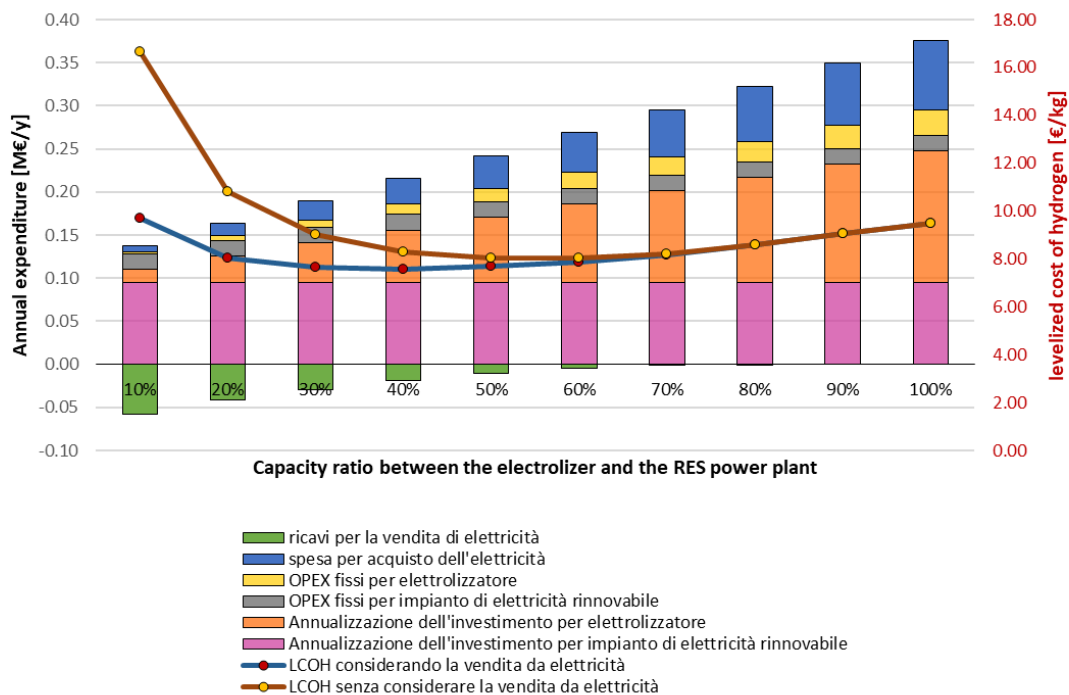


Figura 5-3 - valore di LCOH e ruolo delle componenti di costo per diversi rapporti tra capacità dell'elettrolizzatore e dell'impianto fotovoltaico in una delle combinazioni prese in esame.

I valori di LCOH maggiori per la produzione da rete elettrica rispetto alla produzione con impianto dedicato sono spiegati dall'importante ruolo nel costo dell'elettricità nella formazione del LCOH, su cui evidentemente l'impianto dedicato ha un forte impatto. Tale risultato è in linea con valori di letteratura¹¹⁹

5.1.2 Produzione tramite Steam Methane Reforming e cattura della CO₂

Un termine di confronto rispetto alle due filiere che impiegano processi di elettrolisi (i.e., idrogeno verde ed idrogeno giallo) riguarda la produzione di idrogeno mediante processi convenzionali, accoppiati alla cattura e al sequestro dell'anidride carbonica generata (i.e., idrogeno blu). Per questa opzione vengono considerati valori ricavati da letteratura. Un'immagine della situazione nazionale è reperibile nel report di Hydrogen Euope "Clean Hydrogen Monitor", nella sua ultima edizione disponibile di ottobre 2023¹²⁰. Lo studio stima per l'Italia, nel 2022, un LCOH (per la produzione tramite reforming del gas naturale) pari a 7.4 €/kg_{H₂}, collocando quest'ultima fra le nazioni caratterizzate dai costi più alti nel contesto europeo (si veda Figura 5-4).

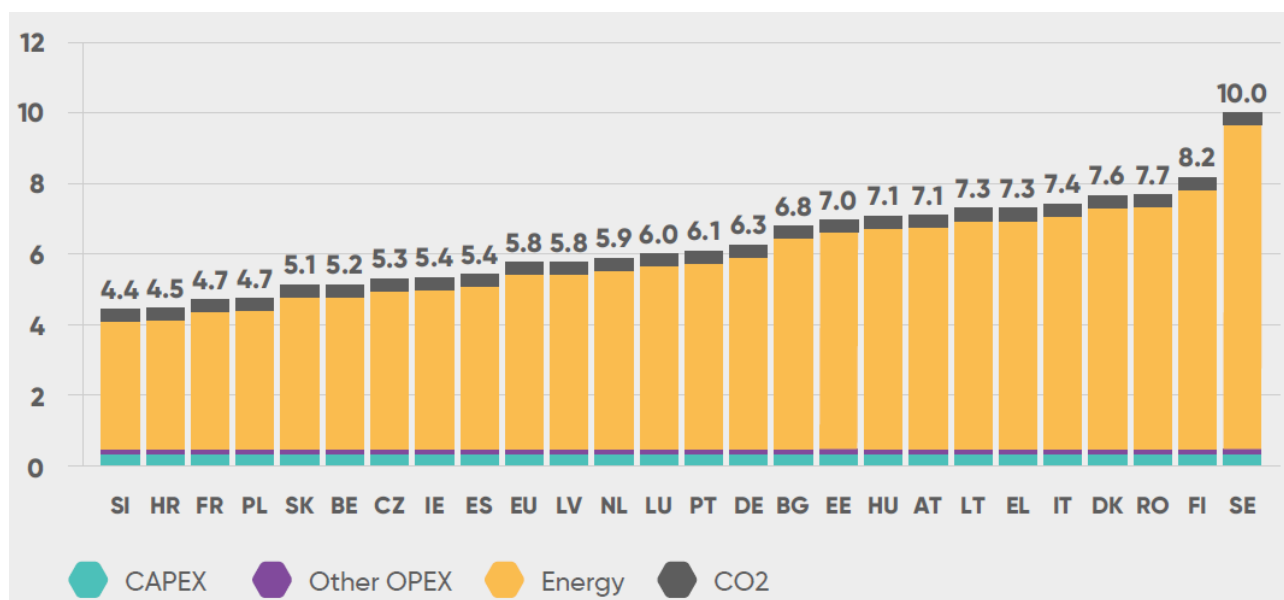


Figura 5-4 – Costo livellato per la produzione di idrogeno blu a partire da reforming di gas naturale accoppiato con sistemi di cattura e sequestro della CO₂ nel 2022 nei vari paesi UE [fonte: Hydrogen Europe, Clean Hydrogen Monitor (2023)¹²¹]

È bene tuttavia precisare come le stime, relative all'anno 2022, evidenzino la voce di costo "energy" predominante, la quale è identificabile nel costo dell'approvvigionamento della materia prima (i.e., il gas naturale), che ha raggiunto picchi di costo significativamente elevati in tale anno. Il rapporto sottolinea infatti come, già nella prima parte del 2023, il prezzo del gas fosse diminuito riavvicinandosi più in linea a quelli storici (i.e., ~50 €/MWh nel semestre osservato), determinando la diminuzione del LCOH "blu" attorno ai 3.5 €/kg_{H₂} per la media europea. Dedurre un'evoluzione di prezzo per l'opzione dell'idrogeno blu non è semplice. Da una parte il costo della materia prima impiegata è plausibile che continui a rappresentare una parte dominante sul prezzo complessivo e che eventuali instabilità di approvvigionamento possano determinare instabilità di prezzo in futuro. Dall'altra parte, ci si può attendere una riduzione nei costi di investimento relativi alla tecnologia di cattura e sequestro della CO₂. Essendo il rendimento di cattura inferiore al 100%, va

¹¹⁹ Si veda per esempio il tool dell'Osservatorio Europeo sull'Idrogeno (*European Hydrogen Observatory*), attraverso il quale è possibile avere una stima del LCOH con un livello di dettaglio nazionale a prezzi correnti (<https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/levelised-cost-hydrogen-calculator>)

¹²⁰ https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2023/10/Clean_Hydrogen_Monitor_11-2023_DIGITAL.pdf

¹²¹ https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2023/10/Clean_Hydrogen_Monitor_11-2023_DIGITAL.pdf

tenuto conto, tuttavia, il costo addizionale connesso alle quote di emissione rilasciate in atmosfera, regolate dal sistema ETS, atteso via via più stringente nel tempo. Il rialzo nei costi legati alle emissioni potrebbe non essere interamente compensato dai miglioramenti attesi in termini di efficienza della cattura.

5.1.3 *Tecnologie emergenti per la produzione di idrogeno*¹²²

Il futuro dell'idrogeno come vettore energetico pulito è sempre più legato allo sviluppo di tecnologie emergenti capaci di produrlo da fonti diverse, come ad esempio da biomassa solida attraverso processi biologici, termochimici ed elettrochimici.

I processi termochimici come gassificazione, pirolisi e reforming, offrono le rese più elevate, producendo 40-190 kg di idrogeno per tonnellata di materia prima.

I processi biologici come fermentazione e digestione anaerobica raggiungono circa un quarto di queste rese, con 5-50 kg di idrogeno per tonnellata con un'efficienza energetica di questi processi che varia tra il 40% e il 67%.

I metodi di conversione termica e termochimica, che hanno un elevato TRL (Technology Readiness Level), possono raggiungere costi di produzione di 1,2-2,4 USD/kg H₂, ma la media si attesta intorno ai 4,5-7 USD/kg H₂. I processi biologici ed elettrochimici al contrario affrontano la doppia sfida di un basso TRL e costi di produzione più elevati, nell'intervallo di 1,7-4,5 USD/kg H₂. La produzione da biomassa può portare alla rimozione di CO₂ su base del ciclo di vita se la CO₂ catturata durante la produzione di idrogeno viene combinata con lo stoccaggio sotterraneo.

Le tecniche di conversione della biomassa in idrogeno trovano applicazione anche per le biomasse classificate come rifiuto, come ad esempio i fanghi che residuano dal trattamento delle acque reflue: si tratta di una opportunità molto interessante, in un'ottica di economia circolare.

L'Italia, come membro di Mission Innovation, un'iniziativa globale intergovernativa nata nel 2015 per accelerare l'innovazione nelle tecnologie energetiche pulite, ha stanziato circa 36 milioni di euro per il bioidrogeno e altre tecnologie correlate, con un orizzonte di spesa che va dal 2024 al 2026.

Questo finanziamento si inserisce nel contesto della seconda fase di Mission Innovation (MI 2.0), lanciata nel giugno 2021 e con una durata decennale fino al 2030. L'obiettivo principale è contribuire al perseguimento di diverse "Missioni" globali, tra cui in particolare la "Clean Hydrogen Mission" (CHM) e la "Green Powered Future Mission" (GPFM).

¹²² IEA- Global Hydrogen Review 2024

6 Evidenze principali e azioni a supporto

L'analisi del contesto politico ed economico sovra-regionale e le stime numeriche descritte nei capitoli precedenti hanno permesso di identificare alcune sfide e opportunità di maggiore interesse per il territorio regionale, su cui la strategia regionale deve porre particolare attenzione. In questo capitolo conclusivo vengono analizzati tali evidenze (sezione 6.1) e vengono proposte delle aree di intervento individuate (sezione 6.2) e possibili azioni prioritarie a supporto di queste ultime (sezione 6.3), definendo infine una classificazione circa il loro possibile impatto (sezione 6.4).

6.1 Evidenze principali delle analisi

La Lombardia emerge dalle analisi come una potenziale grande consumatrice di idrogeno, per il cui approvvigionamento potranno essere importanti anche le risorse esterne e un'infrastruttura ottimizzata. La regione potrà allo stesso tempo essere un'esportatrice di tecnologia se saprà sfruttare il contesto energetico globale in transizione. Questi punti sono di seguito discussi individualmente in questa sezione.

6.1.1 Lombardia, futura grande consumatrice

Le analisi numeriche portano a stimare che, in un orizzonte di decarbonizzazione completa, la Lombardia potrebbe richiedere potenzialmente grandi volumi di idrogeno. Le stime offrono un range molto variabile, fra 23 e 30 TWh (ossia 0.7-0.9 Mt) di idrogeno in uno scenario in linea con la Strategia Nazionale Idrogeno. Questa domanda potenziale sarebbe dovuta in minor parte ai trasporti, in particolare (i) al trasporto su gomma, con stazioni di rifornimento distribuite sul territorio, (ii) al trasporto aereo di grandi dimensioni, con una richiesta distribuita puntualmente sui tre grandi aeroporti regionali e (iii) in minima parte ai treni. Una maggiore quota deriverebbe invece da quelle industrie che hanno processi ad alta temperatura in parte difficilmente elettrificabili. La quota che incide maggiormente sulla stima e sulla variabilità della stessa è dovuta tuttavia all'eventuale uso come feedstock per la produzione di e-fuels e e-chemicals nella raffineria di Sannazzaro de' Burgondi (si veda il riquadro qui sotto, dedicato alla raffineria).

L'impatto della raffineria di Sannazzaro de' Burgondi negli scenari futuri

Nel percorso di transizione energetica, che richiede maggiore efficienza ed elettrificazione laddove possibile, la domanda globale di combustibili liquidi, seppur di origine sintetica e climaticamente neutra, è destinata a diminuire. In questo contesto, si può supporre un primo scenario in cui le raffinerie potranno rimanere in vita, adeguando *tutte* i loro livelli produttivi alla riduzione di domanda; e un secondo scenario, in cui alcune continueranno a produrre a livelli attuali e altre meno competitive chiuderanno. Per quelle che rimarranno in vita, la penetrazione dell'idrogeno a basso impatto emissivo potrà avvenire in due passaggi: (i) dapprima in sostituzione dell'idrogeno grigio utilizzato attualmente; (ii) in seguito, come materia prima, in sostituzione dell'idrogeno contenuto nel petrolio, utilizzato attualmente come ingrediente principale, insieme al carbonio, per la produzione dei combustibili liquidi. Per la raffineria di Sannazzaro de' Burgondi è possibile, in questo senso, immaginare tre destini diversi:

1. potrebbe continuare a produrre ai livelli attuali, perché comunque conveniente o strategico;
2. potrebbe ridurre il livello di produzione, guidata dalla minore domanda nazionale o globale, perché comunque conveniente o strategico;
3. potrebbe smettere di produrre perché non più competitiva.

L'esistenza o meno della raffineria avrebbe un impatto importante sui volumi e sulla densità di domanda, nonché sull'economia di scala nell'eventuale produzione e negli accumuli.

La raffineria si trova in posizione favorevole rispetto alla domanda ed è interconnessa tramite oleodotti a Genova, Busalla, Trecate e Malpensa; e potrebbe per questo rimanere strategica e competitiva. D'altra parte, altre raffinerie nazionali si trovano in posizione privilegiata rispetto al costo di approvvigionamento (ad es. in Sicilia, Puglia e Sardegna, dove si potrebbero verificare eccessi di generazione elettrica da rinnovabili) e potrebbero risultare più competitive.

Insieme all'idrogeno, non va trascurato infine il tema del carbonio come materia prima per la produzione di carburanti sintetici, poiché anch'esso dovrà essere neutro. La Lombardia potrebbe avere qualche risorsa in più rispetto ad altre regioni, principalmente per il potenziale di biogas e di biomassa in generale. Per i livelli produttivi che potrebbe assumere la raffineria di Sannazzaro de' Burgondi, si potrebbe trattare comunque di grandi quantità di carbonio, potenzialmente oltre le risorse regionali (il livello produttivo più basso ipotizzato richiederebbe circa 2 Mt di CO₂; si consideri per un confronto che per ogni 1 miliardo di smc di biometano, si possono ottenere circa 1 Mt di CO₂ da upgrade del biogas e 2 Mt di CO₂ dalla cattura in combustione).

6.1.2 Lombardia futura grande importatrice

Nello scenario di penetrazione dell'idrogeno nel sistema energetico, la Lombardia si prefigura verosimilmente come grande importatrice netta, di idrogeno tal quale e/o di elettricità per la produzione di idrogeno in loco. La prima motivazione è che in Lombardia la disponibilità di risorse è minore della domanda: la regione è ricca di superfici disponibili per impianti fotovoltaici ma ha una domanda elettrica già molto alta, e destinata ad aumentare per altri usi, come veicoli elettrici, pompe di calore, datacenters (per un confronto, per la produzione di circa 30 TWh di idrogeno sarebbe necessario un consumo di energia elettrica pari al 60% della domanda attuale). Il secondo motivo è che la produzione di idrogeno in loco con impianti rinnovabili dedicati potrebbe avere dei costi verosimilmente maggiori che altrove: il costo livellato di produzione da FV in Lombardia è stato stimato in 7-9 €/kg nel breve termine, 3-5 €/kg nel lungo termine; altrove, invece, la letteratura stima costi più contenuti: attorno a 2.3-2.8 €/kg_{H₂} nel sud Italia, 2.8-3.2 €/kg_{H₂} in nord Europa e 2-3 €/kg_{H₂} in Nord Africa, già al 2030.¹²³

Produrre in loco a partire da elettricità acquistata da rete (importata o meno) potrebbe comunque avere un costo probabilmente maggiore che nel resto d'Italia per via del più alto prezzo dell'elettricità che si potrebbe raggiungere nella zona di mercato Nord (poiché ci si attende in tale zona una domanda maggiore dell'offerta). Al contrario, soprattutto con i potenziali eccessi da rinnovabili nelle isole e nel sud ci si attendono prezzi che potrebbero rendere interessante una produzione di idrogeno a basso costo già al 2030.

La presenza o meno della dorsale prevista per il trasporto di idrogeno dall'Africa all'Europa (il *South2 Corridor*) e del transito in territorio lombardo, renderebbe possibile l'import a un prezzo potenzialmente minore della produzione in loco, potendo distribuire per altro i costi infrastrutturali su più paesi. In generale, la presenza o meno della dorsale, potrebbe cambiare le carte in tavola rispetto al determinarsi della filiera di approvvigionamento più competitiva. In questo scenario potrebbe giocare un ruolo anche la produzione di idrogeno da fonte nucleare, verosimilmente attesa ad un orizzonte temporale successivo al 2030.

6.1.3 Infrastruttura locale ottimizzata

La forte domanda potenziale di idrogeno e la sua concentrazione disomogenea sul territorio, nonché le sfide o limitazioni legate alla sua produzione in loco rendono potenzialmente interessanti delle infrastrutture locali di produzione, accumulo, trasporto e distribuzione dell'idrogeno. La condivisione di tali infrastrutture, in poli di consumo ad alta densità di domanda, potrebbe infatti essere più conveniente della produzione presso

¹²³ Si veda International Energy Agency, *Global Hydrogen Review 2023* [<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>]. Si segnala che i valori indicati sono ottenuti per una configurazione ottimale che vede l'impianto di elettrolisi accoppiato con una combinazione di fotovoltaico ed eolico onshore. I valori di LCOH considerati per il Nord Africa vedono una percentuale di energia proveniente dal fotovoltaico compresa fra 80% e 100% (sul totale dell'elettricità fornita), analoga alle percentuali nel Sud Italia, mentre per il Nord Europa (i.e., penisola scandinava), la forte componente di eolico fa decrescere questa quota al 10%-30%. Valori in USD/kg_{H₂} convertiti con tasso di cambio a ottobre 2024.

l'utente finale, garantendo economie di scala a fronte del costo aggiuntivo della rete locale. Le infrastrutture dovranno essere ottimizzate tenendo in considerazione la densità geografica, appunto, ma anche la sua evoluzione nel tempo, nonché la convenienza delle diverse opzioni di produzione, con diversi gradi possibili di centralizzazione. Non va trascurato, inoltre, che una produzione centralizzata permetterebbe anche l'utilizzo del calore di scarto (sottoprodotto dell'elettrolisi), come fonte di calore a bassa temperatura per l'alimentazione di reti di teleriscaldamento, per le quali si registra in Lombardia un importante potenziale. Per un confronto, si consideri che la produzione dei quasi 30 TWh di idrogeno necessario nello scenario in linea con la Strategia Nazionale Idrogeno, produrrebbe circa 15 TWh di calore (pari circa ad un terzo della domanda residenziale).

In questo contesto, è opportuno uno studio approfondito per l'analisi di diverse possibili configurazioni dell'infrastruttura locale di produzione, accumulo, trasporto e distribuzione dell'idrogeno.

Lo strumento sviluppato all'interno del progetto H2MA e in generale le hydrogen routes definite nello spazio delle regioni alpine all'interno del *Green H2 Masterplan for Alpine Space*¹²⁴ vanno in questa direzione, volendo ottimizzare l'infrastruttura locale di produzione e distribuzione attraverso il coordinamento con l'infrastruttura sovraregionale per i trasporti nello spazio alpino.

6.1.4 Ulteriori considerazioni

A fianco alla condizione sfidante in cui la regione si potrà trovare, quale grande consumatrice e grande importatrice, è importante evidenziare il rilevante potenziale della stessa in termini di esportazione di tecnologia e know-how. È significativa in questo senso il progetto di gigafactory per la produzione di elettrolizzatori, a Cernusco sul Naviglio. Sono molti i componenti che si inseriscono comunque nella filiera dell'idrogeno, e diverse sono le industrie del territorio che possono competere nella loro produzione, a partire da tubi, componenti per l'accumulo, compressori, bruciatori, valvole e membrane, solo per citare alcuni esempi. L'ecosistema che ruota intorno al vettore energetico idrogeno è complesso e si fonda sulla necessità di sviluppare un'infrastruttura che sia in grado di produrre, trasportare, accumulare e anche impiegare tale risorsa nei settori di destinazione finale, costituendo quindi un'area di grande interesse per le imprese lombarde che operano nelle differenti parti della filiera.

Alla produzione industriale si aggiunge poi il ruolo della ricerca, nelle università e nell'industria, cruciale nella corsa verso lo sviluppo di tali soluzioni. Le indubbie sinergie che stanno nascendo nelle collaborazioni fra queste due realtà porteranno notevoli benefici allo sviluppo, con la possibilità di condividere e integrare il prezioso bagaglio di conoscenze teoriche, il portafoglio delle tecnologie e le risorse economiche presenti sul territorio.

La penetrazione dell'idrogeno nel sistema energetico, così come in generale la transizione energetica, richiede un'evoluzione rapida. Di fronte a questa sfida è strategico focalizzare l'attenzione inizialmente sui passaggi meno indefiniti del percorso. In questo senso, se è vero che ci sono incertezze circa le modalità con cui la domanda regionale si approvvigionerà dell'idrogeno necessario, è vero che non ci sono dubbi rispetto alla opportunità che una parte dell'industria e dei trasporti si converta verso questo vettore. Sarà dunque importante e prioritario censire i possibili utilizzatori (partendo dai più grandi) e accrescere la consapevolezza degli stessi verso la necessità di studiare e programmare percorsi individuali di conversione e adeguamento dei propri impianti. Tale azione di censimento sarà fondamentale per studiare e programmare lo sviluppo di eventuali reti locali.

¹²⁴Fonte: <https://www.alpine-space.eu/project/h2ma/>

6.2 Azioni strategiche

L'obiettivo di questo capitolo è quello di delineare una serie di indicazioni concrete sulle azioni da intraprendere per promuovere in maniera efficace la diffusione dell'idrogeno rinnovabile. Tali misure sono finalizzate a sostenere il raggiungimento degli obiettivi politici precedentemente stabiliti, in linea con le strategie regionali e sovraregionali di transizione energetica e decarbonizzazione.

Il capitolo è strutturato in due parti: la prima offre una panoramica generale delle azioni da adottare. Questa parte fornisce una base di riferimento utile per comprendere l'intera gamma di interventi, delineando una visione ampia e organizzata delle opzioni disponibili. In questa sezione non sono elencate unicamente le azioni di competenza regionale, ma anche quelle che ricadono sotto la competenza sovraregionale o nazionale. Lo sviluppo della filiera idrogeno avviene infatti attraverso la sinergia tra le azioni attivate ai diversi livelli di governo (regionale, nazionale ed europeo).

La seconda parte, invece, sarà dedicata all'individuazione, tra le azioni discusse in precedenza, delle priorità strategiche. La selezione si concentrerà quindi su quelle azioni che potenzialmente offrono il contributo più significativo a supporto delle aree di intervento.

6.2.1 Introduzione metodologica

Le azioni individuate sono state organizzate in tre tabelle distinte, ciascuna delle quali corrisponde a una specifica area di intervento. Questa suddivisione ha lo scopo di rendere più agevole la lettura, individuando l'ambito di applicazione di ciascuna delle azioni discusse.

La prima tabella è incentrata sulla filiera produttiva dell'idrogeno, che include le fasi della produzione, del trasporto e della distribuzione del gas. Data l'importanza strategica dell'utilizzo finale dell'idrogeno, questo aspetto è stato trattato separatamente all'interno della seconda tabella. Infine, la terza tabella raccoglie le azioni specifiche legate all'attività di Ricerca e Sviluppo (R&S), essenziali per favorire l'innovazione e il progresso tecnologico nel settore dell'idrogeno.

Per ciascuna azione è stata associata una o più tipologie di manovra, che rappresentano gli strumenti e le misure necessarie per rendere operative tali azioni.

6.2.2 Gli interventi sulla filiera produttiva

La Tabella 6-1 relativa alla filiera produttiva è ulteriormente suddivisa in tre specifiche aree di intervento. La prima riguarda la fase di produzione, la seconda la fase di trasporto/distribuzione, mentre la terza riguarda trasversalmente l'intera filiera.

Tabella 6-1 – Aree di intervento e possibili azioni implementabili sulla filiera produttiva

AREA DI INTERVENTO	AZIONE IMPLEMENTABILE	TIPOLOGIA DI MANOVRA
PRODUZIONE	Individuare le aree più idonee ad ospitare gli impianti di produzione	Sostenere l'installazione di impianti produttivi in aree industriali dismesse (PNRR) e in aree di bonifica (linee guida regionali)
	Introdurre meccanismi di sostegno finanziario alla produzione	Implementare meccanismi per concessione di contributi in conto capitale
		Implementare meccanismi per concessione di contributi in conto esercizio

	Facilitare un approvvigionamento sostenibile delle risorse necessarie per la produzione	Implementare azioni volte all'utilizzo delle acque reflue e/o di scarto
		Implementare azioni volte all'utilizzo dei reflui zootecnici
	Supportare lo sviluppo di impianti di produzione di grande scala (i.e. impianti utility-scale)	Fornire supporto ai progetti utility-scale
	Implementare nuove iniziative per rendere più attrattiva la produzione	Creazione di un sistema di certificazione e tracciabilità della produzione (es: GO)
TRASPORTO/DISTRIBUZIONE	Implementare misure finalizzate a risolvere il problema della diversa ubicazione tra produzione e consumo	Adeguare la rete di trasmissione e distribuzione del gas per renderla compatibile con quote crescenti di idrogeno (es: <i>South2 Corridor</i>)
		Prevedere la realizzazione di un'infrastruttura dedicata all'interno di specifici distretti
INTERA FILIERA	Rivedere il quadro normativo adeguandolo alle nuove esigenze	Definizione delle linee guida nazionali per lo sviluppo di infrastrutture di trasporto e distribuzione
		Rivedere la normativa vigente in termini di procedimenti autorizzativi
	Accrescere la conoscenza rispetto al tema (es: progetto H2MA)	Organizzazione di incontri pubblici per sensibilizzare le persone
		Organizzazione di workshop con gli operatori di mercato per ascoltare le loro opinioni e fornire loro consigli e/o indicazioni

Produzione

Per quanto riguarda l'area di intervento della produzione, sono state identificate cinque diverse azioni.

La prima, consiste nell'individuare le aree più idonee ad ospitare gli impianti di produzione all'interno del territorio regionale. Questa iniziativa mira a fornire un'indicazione precisa e strategica, indirizzando potenziali investitori verso le zone maggiormente adatte per tali progetti. La chiara identificazione di queste aree permette non solo di ottimizzare l'utilizzo del territorio, ma anche di accelerare il processo decisionale per chi intende investire, rendendo più semplice la valutazione della fattibilità e del potenziale rendimento dell'investimento. Attraverso questo approccio proattivo, si può favorire una pianificazione territoriale più efficace e in linea con gli obiettivi di sviluppo sostenibile, e allo stesso tempo creare un ambiente più favorevole agli investimenti, riducendo incertezze e ostacoli legati alla localizzazione degli impianti. La localizzazione degli impianti di produzione dell'idrogeno è problematica soprattutto per l'idrogeno verde prodotto da fotovoltaico, per il quale è necessario un importante impegno di spazio. Per questi impianti Regione Lombardia sta già effettuando una operazione di indirizzo alla localizzazione, mediante la legge regionale sulle "aree idonee", che in attuazione del dm 21 giugno 2024 individuerà le aree maggiormente vocate all'installazione di impianti fotovoltaici. Complementari a questa azione anche la politica regionale atta a favorire l'insediamento di impianti fotovoltaici in siti di bonifica (<https://www.regione.lombardia.it/wps/portal/istituzionale/HP/DettaglioPubblicazione/servizi-e-informazioni/enti-e-operatori/ambiente-ed-energia/energia/fonti-rinnovabili/vademecum-green-renewable>)

La seconda azione indicata nella tabella riguarda il miglioramento della competitività economica del settore, con particolare riferimento all'opportunità di introdurre meccanismi di sostegno finanziario alla produzione. Attualmente, infatti, questo tipo di investimenti non risultano sufficientemente redditizi senza un sistema di

supporto adeguato, limitando così la crescita e lo sviluppo del mercato. Attraverso strumenti di supporto finanziario, si possono non solo ridurre i costi iniziali di investimento (i.e. contributi in conto capitale), ma anche, alternativamente o in parallelo, favorire una riduzione dei prezzi di vendita (i.e. contributi in conto esercizio). A questo proposito, è opportuno evidenziare che, a livello nazionale, è stato annunciato un provvedimento, noto come “Decreto Tariffe”, il cui obiettivo dichiarato è quello di intervenire proprio in questa direzione. Il decreto, atteso nel prossimo futuro, mira a supportare i costi legati all'utilizzo dell'idrogeno, includendo misure che potrebbero ridurre significativamente l'onere economico per gli utenti finali, in particolare nel settore industriale.

La terza azione riguarda il facilitare un approvvigionamento sostenibile delle risorse necessarie per la produzione, con l'obiettivo di garantire che le materie prime impiegate provengano da fonti ecologicamente sostenibili ed aumentare l'efficienza dell'intero processo. Un esempio rilevante è il riutilizzo delle acque reflue e dei rifiuti zootecnici, che, dopo un adeguato trattamento e purificazione, possono essere impiegati nei processi di digestione anaerobica per generare biometano. Questo biometano, successivamente, può essere utilizzato per la produzione di idrogeno tramite la tecnica del reforming. Questa pratica non solo permetterebbe di ridurre la dipendenza da risorse naturali primarie, ma contribuirebbe anche a limitare l'impatto ambientale complessivo della produzione di idrogeno, in piena coerenza con i principi di economia circolare e sostenibilità.

Un'ulteriore azione riguarda il supporto allo sviluppo di impianti di produzione utility-scale. Durante la fase iniziale di sviluppo del mercato, questi impianti rivestono un ruolo cruciale, poiché consentono di raggiungere economie di scala, necessari ad abbassare i costi di produzione dell'idrogeno. L'incentivazione all'installazione di impianti utility-scale potrebbe inoltre attirare investimenti significativi, creando un ambiente più favorevole alla cooperazione tra diversi attori industriali e tecnologici. Questo approccio potrebbe stimolare la nascita di partenariati strategici tra aziende del settore energetico, istituti di ricerca e innovazione tecnologica, favorendo la condivisione di risorse, conoscenze e competenze.

Infine, l'ultima azione relativa alla fase di produzione consiste nell'implementazione di nuove iniziative per rendere più attrattiva la produzione di idrogeno rinnovabile, come ad esempio l'introduzione di sistemi di certificazione e tracciabilità della produzione. L'implementazione di questi sistemi fornirebbe una garanzia di trasparenza e affidabilità nella produzione di idrogeno rinnovabile, aumentando la fiducia degli investitori e dei consumatori finali e valorizzando ulteriormente l'idrogeno rinnovabile sul mercato. L'azione si presta all'implementazione su scala sovranazionale: nazionale e europea.

Trasporto/Distribuzione

La fase di trasporto e distribuzione dell'idrogeno rappresenta una delle sfide logistiche più complesse da affrontare. Un elemento critico è la distanza tra i siti di produzione, spesso localizzati in aree con abbondanza di risorse naturali, come l'energia solare ed eolica, e i siti di consumo, che tipicamente si trovano in zone industriali e urbane. Per superare questa problematica, è necessario esplorare soluzioni infrastrutturali che consentano un trasporto efficiente dell'idrogeno.

Sebbene questo aspetto rientri principalmente nelle competenze del policy maker nazionale, la tabella presenta comunque una serie di manovre che si riferiscono, almeno parzialmente, ad elementi di carattere regionale. Tra queste vi sono la costruzione di pipeline dedicate all'interno di specifici distretti industriali (si veda a tale riguardo quanto evidenziato al paragrafo 6.1.3) e l'adeguamento dell'infrastrutture del gas per renderla compatibile con l'idrogeno.

Intera Filiera

La Tabella 6-1 include infine due azioni che non sono associate a una specifica fase, ma risultano trasversali all'intera filiera dell'idrogeno rinnovabile.

La prima di queste azioni, considerata fondamentale, riguarda l'adeguamento del quadro normativo, affinché l'idrogeno venga definitivamente incluso nelle normative esistenti che regolano il mercato e l'infrastruttura del gas. Attualmente, la mancanza di regolamentazioni specifiche per l'idrogeno rappresenta un ostacolo alla sua diffusione su larga scala. Adeguare le leggi vigenti e includere l'idrogeno in maniera organica è essenziale per garantire un contesto normativo stabile e favorevole allo sviluppo del settore.

La seconda azione si concentra invece sull'importanza di accrescere la conoscenza e le competenze relative all'idrogeno. Progetti formativi come H2MA mirano a educare e formare gli operatori del settore, aumentandone le conoscenze nell'utilizzo e nelle applicazioni dell'idrogeno. Questi programmi non solo aiuterebbero a sviluppare una forza lavoro qualificata e preparata a gestire le sfide tecniche del nuovo vettore, ma contribuirebbero anche a sensibilizzare l'opinione pubblica sull'importanza dell'idrogeno come soluzione sostenibile.

6.2.3 Gli interventi sugli usi finali

Tabella 6-2 – Aree di intervento e possibili azioni implementabili nei settori d'uso finale

AREA DI INTERVENTO	AZIONE IMPLEMENTABILE	TIPOLOGIA DI MANOVRA
UTILIZZO FINALE	Sostenere la penetrazione dell'idrogeno nel settore industriale	Incentivare il cambio tecnologico e l'adeguamento dei processi produttivi al fine di sostituire i combustibili fossili con l'idrogeno
		Implementare misure di sostegno economico per coprire gli extra costi operativi associati all'utilizzo di idrogeno al posto dei combustibili fossili
	Sostenere la penetrazione dell'idrogeno nel settore dei trasporti	Sostenere l'installazione di stazioni di rifornimento a idrogeno (i.e. HRS), in coerenza con le iniziative già in corso
		Incentivare l'acquisto di veicoli a idrogeno
		Prevedere l'esenzione dell'idrogeno, almeno per il primo periodo, dal campo di applicazione delle accise
		Implementare il rinnovamento della flotta di trasporto pubblico, sostituendo i mezzi alimentati da combustibili fossili con mezzi a idrogeno
	Accrescere la consapevolezza degli operatori di mercato in relazione ai potenziali benefici	Organizzare workshop e incontri pubblici di sensibilizzazione sull'uso dell'idrogeno negli utilizzi finali
Realizzazione di sinergie fra le diverse iniziative regionali in tema di transizione energetica	Prevedere l'inserimento dell'utilizzo di idrogeno in altre iniziative (es: corresponsione di un incentivo addizionale se l'investimento è realizzato assieme ad altri strumenti di decarbonizzazione)	
Adeguare il contesto normativo	Adeguamento dei regolamenti e norme in materia di gestione e trattamento dell'idrogeno	

La Tabella 6-2 relativa all'utilizzo finale presenta un totale di cinque azioni. Anche in questo caso, a ciascuna delle azioni è associata una o più tipologie di manovre.

La prima azione riguarda la penetrazione dell'idrogeno nel settore industriale, relativamente al quale si richiede una serie di cambiamenti complessi e onerosi. Il passaggio dall'uso di combustibili fossili, come il gas

naturale, all'idrogeno implica per gli operatori la necessità di effettuare importanti modifiche infrastrutturali alla componentistica. Le caldaie, i bruciatori e altri macchinari attualmente utilizzati nelle industrie sono progettati per funzionare con gas naturale e, per essere riconvertiti per l'uso dell'idrogeno¹²⁵, potrebbero richiedere alcuni interventi impiantistici. Questo significa che le imprese devono investire in nuove attrezzature o in una riqualificazione tecnologica, con costi iniziali molto elevati. Inoltre, l'utilizzo dell'idrogeno rinnovabile nell'industria continua a incontrare difficoltà in termini di competitività economica rispetto alle alternative fossili, che attualmente risultano significativamente più convenienti.

La seconda azione riguarda la penetrazione dell'idrogeno nel settore dei trasporti. In questo ambito, le azioni potenzialmente implementabili sono volte ad accelerare l'adozione dell'idrogeno, superando ostacoli significativi, in particolare legati al cambio di veicoli e allo sviluppo di un'adeguata infrastruttura di rifornimento. Attualmente, la maggior parte dei veicoli commerciali e privati è alimentata a combustibili fossili, come il diesel o la benzina. Per passare all'idrogeno, i trasportatori devono affrontare il costo elevato dell'acquisto di nuovi veicoli compatibili con celle a combustibile a idrogeno, poiché non è possibile adattare facilmente i veicoli tradizionali. Questi nuovi mezzi, benché promettano vantaggi ambientali significativi, rappresentano un investimento iniziale sostanziale, che molti operatori potrebbero non essere in grado di sostenere senza un sostegno economico diretto o incentivi, come sussidi per l'acquisto o esenzioni fiscali per veicoli a zero emissioni. Un'altra criticità è rappresentata dalla mancanza di un'adeguata rete infrastrutturale per il rifornimento dei veicoli a idrogeno. Mentre le stazioni di servizio per combustibili tradizionali sono largamente diffuse, le stazioni di rifornimento di idrogeno sono ancora rare, soprattutto nelle aree meno urbanizzate. La creazione di una rete capillare di stazioni di rifornimento a idrogeno richiede investimenti massicci sia da parte del settore privato che pubblico. Il supporto pubblico può quindi giocare un ruolo decisivo non solo incentivando la costruzione di nuove stazioni di rifornimento, ma anche facilitando partenariati pubblico-privati per accelerare lo sviluppo di questa infrastruttura.

Un'ulteriore azione che può essere implementata, a prescindere dal settore d'uso finale che si sta considerando, è la promozione di campagne di sensibilizzazione per accrescere la consapevolezza degli operatori di mercato circa i potenziali benefici economici, ambientali e sociali che l'adozione di tecnologie a idrogeno potrebbero avere nel medio-lungo termine. Infatti, nonostante i progressi tecnologici, l'idrogeno è spesso percepito come un vettore complesso da gestire in termini di sicurezza e infrastrutture. Queste campagne possono ridurre le barriere percepite, sensibilizzando gli utilizzatori finali e rendere più accettabile e più conosciuto l'idrogeno.

Un altro punto è la realizzazione di sinergie tra le varie iniziative regionali in tema di transizione energetica. La collaborazione tra diversi progetti e settori può ottimizzare le risorse e accelerare il processo di cambiamento. Queste sinergie possono manifestarsi attraverso la condivisione di infrastrutture, know-how e risorse, permettendo di risolvere in modo più efficace le sfide comuni. Inoltre, è cruciale integrare le politiche regionali con quelle nazionali ed europee, favorendo un approccio coerente e strategico nel supporto all'idrogeno rinnovabile.

L'ultima azione riportata in tabella fa riferimento all'adeguamento del contesto normativo e regolatorio riguardante l'utilizzo finale dell'idrogeno, affinché gli operatori possano contare su un quadro regolatorio chiaro e stabile per la gestione e il trattamento della molecola. La mancanza di linee guida ben definite può creare incertezze operative, rendendo più difficili gli investimenti da parte delle imprese, che temono possibili variazioni normative o difficoltà nell'ottenere le necessarie autorizzazioni.

¹²⁵ Ad oggi sono oggetto d'esame dei test di utilizzo con percentuali di idrogeno miscelato al gas naturale piuttosto contenute e variabili fra le varie tecnologie (seppur crescenti), dal momento che per percentuali maggiori è necessaria una riprogettazione completa della tecnologia, a causa delle differenti proprietà termodinamiche e chimiche fra i due vettori energetici.

6.2.4 Gli interventi sulla ricerca e sviluppo

Tabella 6-3 – Aree di intervento e possibili azioni implementabili nella ricerca e nello sviluppo

AREA DI INTERVENTO	AZIONE IMPLEMENTABILE	TIPOLOGIA DI MANOVRA
RICERCA E SVILUPPO (R&S)	Promozione collaborazione fra enti di ricerca e imprese	Istituzione/potenziamento progetti di ricerca collaborativi fra università e imprese Interventi per l'internazionalizzazione dei sistemi produttivi
	Promozione ricerca su materiali/tecnologie innovative	Interventi volti al sostegno di programmi di investimento per la ricerca di frontiera su nuove tecnologie e materiali legati alla filiera H2
	Rafforzamento presenza infrastrutture di ricerca	Supporto economico a start-up ed enti innovativi lungo tutta la filiera manifatturiera (tecnologie per produzione, trasporto, stoccaggio ed uso finale del vettore)
	Sviluppo di tecnologie per lo stoccaggio e la distribuzione di H2	Sostegno allo sviluppo di materiali avanzati per sistemi di stoccaggio e trasporto

L'ultima area di intervento è tutto ciò che concerne l'attività di Ricerca e Sviluppo (R&S). Sono state identificate un totale di quattro azioni, presentate in Tabella 6-3.

La prima azione riguarda la promozione della collaborazione fra enti di ricerca e imprese, un passo fondamentale per stimolare l'innovazione e accelerare lo sviluppo di soluzioni tecnologiche avanzate nel campo dell'idrogeno. Un'attività di supporto in questo ambito consiste nel facilitare partenariati strategici tra università, centri di ricerca e aziende, creando piattaforme di cooperazione che permettano di condividere conoscenze, competenze e risorse. A titolo di esempio si cita la piattaforma *H2ere Network*¹²⁶, un progetto nato dalla collaborazione tra *Assolombarda*, *H2IT* e *LE2C* attraverso cui è messo a disposizione uno spazio digitale dove ricerca e impresa possono dialogare e collaborare per realizzare sperimentazioni e progettualità legate all'idrogeno. Questo tipo di progetti possono creare sinergie virtuose, che favoriscono la competitività regionale nel settore energetico.

La seconda azione riguarda la promozione della ricerca su materiali e tecnologie innovative, un elemento chiave per migliorare l'efficienza e la sostenibilità dell'intera filiera dell'idrogeno. Incentivare lo sviluppo di nuovi materiali e tecnologie innovative renderebbe la produzione, lo stoccaggio e il trasporto dell'idrogeno più sicuri e convenienti. Investire nella ricerca su soluzioni all'avanguardia è fondamentale per ridurre i costi e aumentare la competitività dell'idrogeno rispetto alle fonti energetiche tradizionali.

Un'ulteriore azione riguarda il rafforzamento della presenza di infrastrutture di ricerca dedicate all'idrogeno, un fattore determinante per accelerare lo sviluppo tecnologico e l'innovazione. E' opportuno un sostegno alla creazione o l'ampliamento di laboratori, centri di ricerca specializzati e strutture di test, in grado di sperimentare e validare nuove tecnologie legate all'idrogeno, dalla produzione allo stoccaggio fino agli utilizzi finali. Queste infrastrutture permetterebbero a ricercatori e aziende di lavorare insieme su progetti di ricerca avanzata, creando un ambiente favorevole alla nascita di nuove soluzioni e competenze, e posizionando la regione come un hub di eccellenza nella ricerca sull'idrogeno.

¹²⁶ <https://www.assolombarda.it/transizione-energetica/tool/h2ere-network>

La quarta ed ultima azione riguarda lo sviluppo di tecnologie per lo stoccaggio e la distribuzione di idrogeno, un'area cruciale per garantire la disponibilità e l'efficienza nell'uso di questa risorsa su larga scala. Queste innovazioni potrebbero contribuire a ridurre i costi logistici e a migliorare l'affidabilità della fornitura di idrogeno, rendendo più agevole la sua penetrazione nel mix energetico regionale.

6.3 Individuazione delle azioni prioritarie

La discussione appena condotta sulle azioni implementabili è stata integrata con le principali evidenze emerse nella sezione precedente. Questa triangolazione di informazioni ha consentito di individuare le misure che, più di altre, possono contribuire al raggiungimento degli obiettivi prefissati.

6.3.1 Favorire il consumo nel settore industriale

La prima evidenza, emersa dalla precedente analisi sui fabbisogni, sottolinea come la Lombardia posseda tutte le condizioni, dal punto di vista della struttura economico-produttiva, per raggiungere elevati livelli di consumo di idrogeno rinnovabile. Il settore industriale, in particolare, è quello che più sembra adatto per una massiccia penetrazione. Ciò è attribuibile in larga parte alla presenza della raffineria di Sannazzaro, ma anche a tutte quelle industrie che attualmente utilizzano gas naturale per alimentare processi che richiedono calore di processo. Come già evidenziato in precedenza, tuttavia, una penetrazione significativa dell'idrogeno nel settore industriale è attualmente ostacolata da due sfide principali: la necessità di implementare modifiche infrastrutturali, necessarie a convertire le tecnologie attualmente basate su diversi vettori energetici e renderle compatibili all'utilizzo dell'idrogeno rinnovabile, e gli extra costi operativi che le aziende dovranno sostenere per utilizzare l'idrogeno rinnovabile in sostituzione dei vettori energetici di origine fossile attualmente utilizzati.

Modifiche infrastrutturali

Per quanto riguarda il primo aspetto, ossia le necessarie modifiche infrastrutturali, un'analisi preliminare suggerisce che i settori in cui si prevede che l'idrogeno rinnovabile sostituirà il gas naturale dovranno affrontare costi significativi legati all'implementazione di nuove infrastrutture, oltre alla necessità di rivedere e adattare alcuni dei loro processi produttivi. L'introduzione dell'idrogeno in questi settori comporterà, infatti, una revisione sostanziale di componenti chiave, come gli impianti di combustione e i bruciatori, i quali dovranno essere riprogettati per adattarsi alle differenti proprietà fisiche e chimiche dell'idrogeno, come la temperatura di fiamma più elevata e la maggiore diffusività, rispetto a quelle del gas naturale. Anche la rete di distribuzione, e in particolare le tubature, richiederanno un'attenta riconsiderazione, poiché la molecola dell'idrogeno, essendo significativamente più piccola rispetto a quella del gas naturale, presenta un rischio maggiore di perdite attraverso i materiali attualmente utilizzati. Sarà quindi necessario investire in materiali e tecnologie più avanzate per garantire una distribuzione sicura dell'idrogeno. Inoltre, i sistemi di stoccaggio dovranno essere completamente ripensati, poiché l'idrogeno, avendo una densità energetica inferiore rispetto al gas naturale, richiede condizioni di stoccaggio più complesse, come pressioni molto elevate o temperature estremamente basse per la sua conservazione in forma liquida. Un ulteriore elemento da considerare riguarda i sistemi ausiliari, quali sensori e sistemi di controllo, che dovranno essere aggiornati per poter monitorare in maniera accurata e sicura i nuovi parametri operativi correlati all'impiego dell'idrogeno. Le attuali tecnologie potrebbero non essere sufficientemente adeguate a gestire le specificità dell'idrogeno, rendendo necessarie ulteriori modifiche per garantire l'efficienza e la sicurezza delle operazioni. Per questi motivi, i cambiamenti comporteranno un investimento non trascurabile, e rappresentano una sfida cruciale per i settori che attualmente fanno affidamento sul gas naturale.

D'altro canto, i settori che già utilizzano idrogeno grigio si trovano in una posizione relativamente più favorevole. Per questi comparti, le infrastrutture esistenti sono già compatibili con le caratteristiche termofisiche dell'idrogeno, e il passaggio all'idrogeno rinnovabile non dovrebbe comportare modifiche radicali né richiedere investimenti infrastrutturali particolarmente onerosi. Per questi settori, il cambiamento sarà principalmente legato all'approvvigionamento dell'idrogeno da fonti rinnovabili, piuttosto che alla trasformazione delle loro strutture operative. In tal senso, i costi infrastrutturali associati all'adozione dell'idrogeno rinnovabile saranno inferiori rispetto ai settori che devono abbandonare l'uso del gas naturale, poiché la maggior parte della componentistica necessaria è già in uso e non richiede un sostanziale aggiornamento tecnologico.

Alla luce di quanto detto, appare ragionevole ipotizzare la necessità di fornire un supporto per quelle industrie che devono effettuare la transizione dall'uso del gas naturale all'impiego dell'idrogeno rinnovabile. Questo sostegno diventa cruciale non solo per coprire i costi legati alle infrastrutture, ma anche per facilitare l'acquisizione delle competenze tecniche e operative necessarie per gestire l'introduzione dell'idrogeno nei loro processi produttivi. Questi settori, infatti, non avendo mai utilizzato l'idrogeno su vasta scala, si trovano ad affrontare una duplice sfida: da un lato, devono affrontare significativi investimenti infrastrutturali per adeguare i loro impianti e sistemi; dall'altro, devono sviluppare o acquisire nuove competenze, sia a livello ingegneristico che gestionale, per implementare in modo efficace e sicuro l'uso dell'idrogeno. Pertanto, sarà necessario un accompagnamento strategico per guidare tali settori attraverso un processo di transizione tecnologica complesso, che richiede non solo l'aggiornamento delle tecnologie esistenti, ma anche una nuova capacità di gestione operativa per garantire una transizione sostenibile e competitiva.

Extra costi operativi

Per quanto concerne il secondo aspetto, è stata condotta un'analisi volta a identificare l'entità degli extra costi operativi che ciascun sottosettore dovrà sostenere nel caso si verificasse una penetrazione dell'idrogeno negli scenari delineati nei capitoli precedenti.

L'analisi circa l'entità degli extra costi operativi che ciascun sottosettore dovrà sostenere è stata avviata partendo dall'individuazione del trend del consumo di idrogeno nel corso degli anni. Le precedenti stime si sono focalizzate sulla valutazione del fabbisogno potenziale in due orizzonti temporali: il breve-medio periodo (2030) e il lungo periodo (2050). Tuttavia, tali analisi non hanno fornito indicazioni sul profilo del consumo negli anni intermedi. Questo limite è stato superato attraverso l'introduzione di un modello semplificato che, pur riducendo la complessità della realtà, cerca di riflettere alcune dinamiche fondamentali. Il profilo temporale del consumo di idrogeno nei vari sottosectori è stato quindi costruito tenendo a mente i seguenti aspetti:

- **Periodo 2025-2030:** Per questo intervallo temporale, si è ipotizzato un andamento lineare del consumo. In questa fase, i consumi previsti per il 2030 rimangono contenuti rispetto a quelli attesi per il 2050. È ragionevole supporre che, fino alla fine del decennio, la crescita sarà trainata principalmente da progetti di natura sperimentale, senza che si verifichi una vera e propria creazione di un mercato in grado di autoalimentarsi.
- **Periodo 2031-2050:** Per questo intervallo temporale, si è ipotizzato un andamento esponenziale del consumo. È plausibile ritenere che, a partire dall'inizio del prossimo decennio, il mercato raggiungerà un grado di maturità medio-alto, con una dinamica in cui i consumi aggiuntivi stimoleranno ulteriore domanda, innescando un processo di crescita autosostenuta.

Applicando quanto detto, è stata costruita la curva di consumo, considerando due profili di fabbisogno stimati nella sezione 4, ovvero quello che riflette lo scenario minimo, e quello invece che mira a valutare il massimo potenziale di domanda teoricamente richiesto. Le due curve di consumo per il periodo 2025-2050

sono rappresentate rispettivamente in Figura 6-1 – Possibile curva di penetrazione della domanda di idrogeno nel settore industriale per lo scenario minimo definito nella sezione 4; i valori sono comprensivi sia dei quantitativi di idrogeno attesi per la produzione di calore di processo a fini industriali che per la decarbonizzazione delle materie prime impiegate nella raffinazione [fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano] E Figura 6-2.

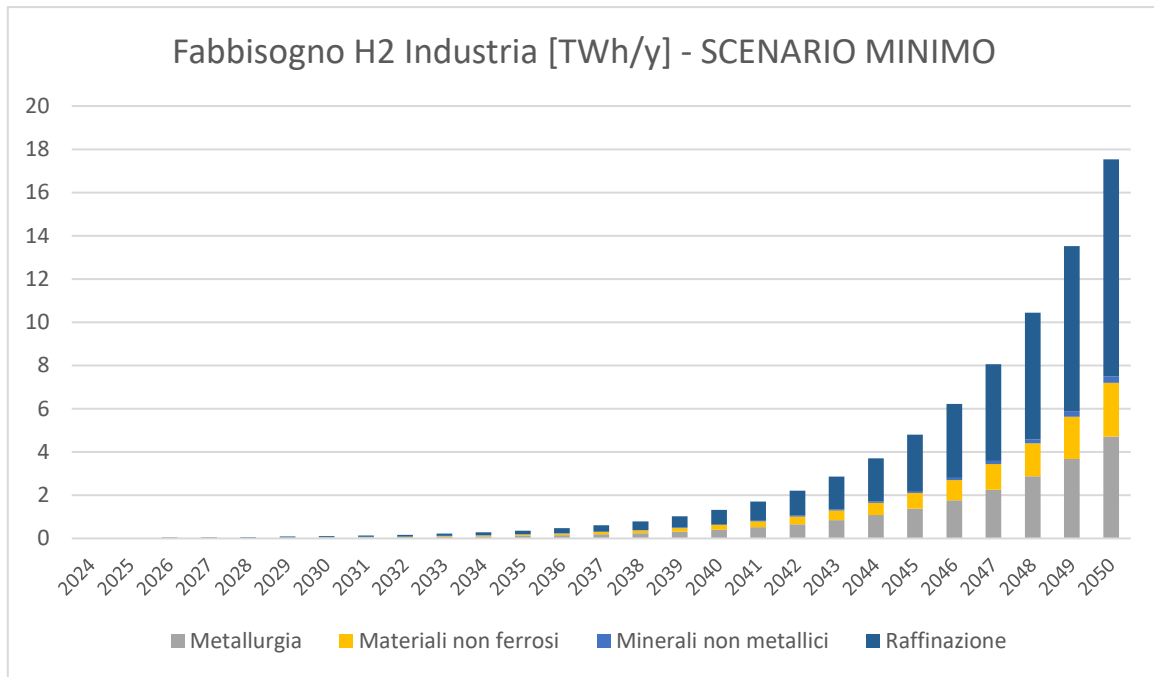


Figura 6-1 – Possibile curva di penetrazione della domanda di idrogeno nel settore industriale per lo scenario minimo definito nella sezione 4; i valori sono comprensivi sia dei quantitativi di idrogeno attesi per la produzione di calore di processo a fini industriali che per la decarbonizzazione delle materie prime impiegate nella raffinazione [fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano]

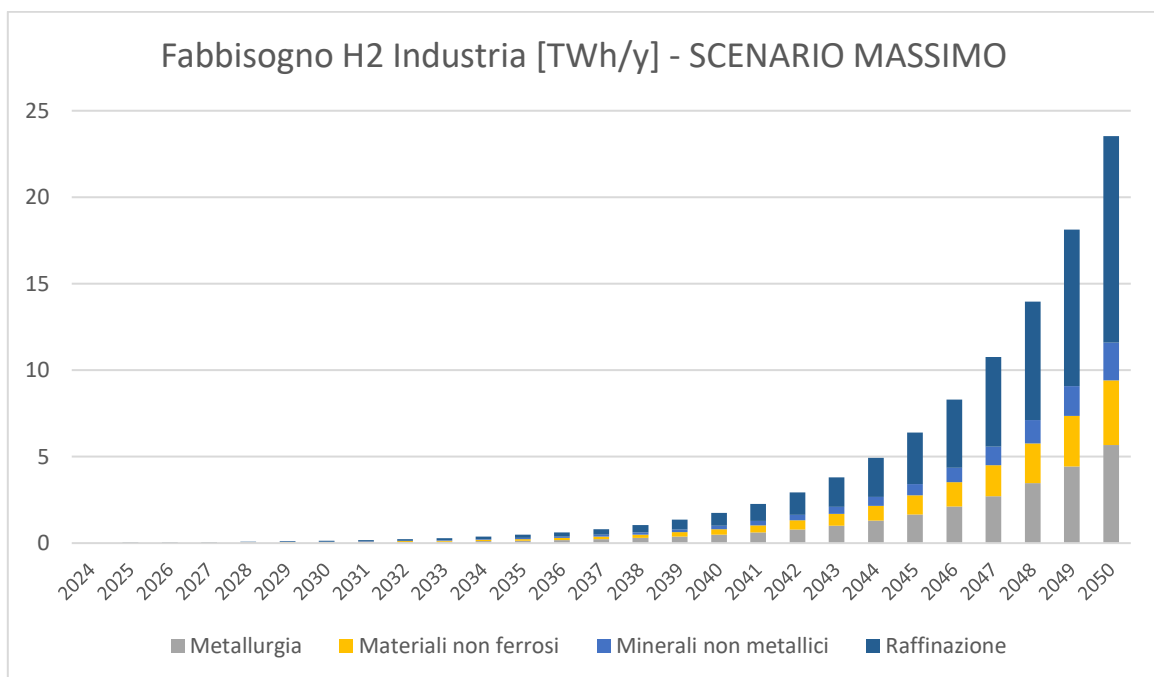


Figura 6-2 Possibile curva di penetrazione della domanda di idrogeno nel settore industriale per lo scenario di massimo nella sezione 4; i valori sono comprensivi sia dei quantitativi di idrogeno attesi per la produzione di calore di processo a fini industriali che per la decarbonizzazione delle materie prime impiegate nella raffinazione [fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano]

Per stimare gli extra costi operativi che ciascun sottosettore dovrà sostenere, è necessario valorizzare i consumi energetici appena mostrati (espressi in TWh) con l'extra costo (€/MWh) associato all'utilizzo dell'idrogeno rinnovabile in sostituzione dell'alternativa fossile attualmente utilizzata.

L'unico settore per cui questo ragionamento non risulta del tutto applicabile è quello della raffinazione. Differentemente da quanto fatto per gli altri settori, infatti, la domanda potenziale di idrogeno rinnovabile per il settore della raffinazione che è stata stimata nella Sezione 4.2.2 non corrisponde unicamente alla sostituzione di una fonte energetica fossile, ma include anche un nuovo utilizzo. Negli scenari delineati, la raffineria di Sannazzaro potrebbe in futuro assumere il ruolo di produttore di combustibili sintetici (e-fuels), un processo che richiederà ingenti quantità di idrogeno da combinare con l'anidride carbonica di origine biogenica. Calcolare con precisione gli extra costi operativi che tale produzione comporterà è estremamente complesso. Come evidenziato nelle pagine precedenti, vi è ancora incertezza riguardo al futuro della raffineria di Sannazzaro, con la possibilità che essa si orienti effettivamente verso questo tipo di produzione, o che, invece, il gestore opti per altre scelte strategiche. In questo capitolo ci si è pertanto concentrati esclusivamente sugli extra costi operativi che l'impianto dovrà sostenere per sostituire il gas naturale e soddisfare il proprio fabbisogno termico con l'idrogeno rinnovabile, senza valutare tutti i costi che sarebbero invece attribuibili al nuovo utilizzo.

Costo dell'idrogeno rinnovabile

Quanto al costo dell'idrogeno rinnovabile, è impossibile oggi fornire valori puntuali al riguardo, non essendoci ancora una specifica filiera emersa come quella dominante, e non essendo chiaro il *business model* che le aziende intendono adottare (e.g., strategia *merchant*, contratti a fasce orarie, accordi di compravendita di lungo termine e così via). Ad ogni modo, per quelle che sono le finalità della presente analisi, non è necessario avere valori di costo puntuali per ciascun contesto, ma si può ragionare con valori medi che siano sufficientemente rappresentativi dell'attuale condizione del mercato. Quindi, la stima di costo per l'utente finale è stata effettuata nel seguente modo:

- Nel primo step, è stato definito un valore medio di LCOH associato alla produzione di idrogeno rinnovabile sul territorio lombardo. Richiamando l'analisi effettuata nella Sezione 5.1, il valore di LCOH attuale (2025) è stato fissato a 10.5 €/kg, ovvero il valore medio del range di costo calcolato (i.e. 9-12 €/kg). Applicando il medesimo criterio il valore di LCOH nel lungo periodo (2050) è stato fissato a 4€/kg, (i.e. valore medio nel range di 3-5 €/kg).
- Nel secondo step, il valore di LCOH è stato, ove necessario, maggiorato. Infatti, il LCOH corrisponde al costo dell'idrogeno per l'utente finale soltanto in quei casi in cui è prevista una configurazione di autoconsumo, ovvero laddove l'utente disponga di un proprio impianto per la produzione di idrogeno, non dipendendo pertanto da forniture esterne. Per tutti gli altri casi, invece, è necessario considerare ulteriori categorie di costo: in primo luogo, quelle associate al trasporto dell'idrogeno dal sito di produzione a quello di consumo; in secondo luogo, le spese fiscali; infine, l'extra costo che il fornitore di idrogeno applica per assicurarsi un margine di profitto. Data l'impossibilità di condurre un'analisi puntuale, l'impatto di queste componenti sul costo dell'idrogeno per l'utente finale è stato approssimato al 40%, un valore coerente con dinamiche simili osservate nel mercato del gas (in seguito viene descritto come è stato determinato questo valore). Un ulteriore elemento da considerare è che, mentre per le configurazioni di autoconsumo si considera il LCOH relativo alla produzione sul territorio lombardo, per tutte le altre configurazioni non è necessario che l'idrogeno

venga prodotto all'interno dei confini regionali. In questo caso, è quindi opportuno considerare un valore medio nazionale di LCOH. Analisi interne stimano che il valore di LCOH nazionale sarebbe circa il 15% inferiore a quello lombardo, grazie al fatto che le configurazioni con produzione al sud risultano più economiche, potendo contare, per medesimi valori di capacità rinnovabile, su una maggiore produzione di energia¹²⁷. Quindi, considerando un valore medio nazionale di LCOH pari a 9 €/kg nel 2025, e di 3.4 €/kg nel 2050, e aggiungendo l'impatto delle componenti sopra citate (i.e. spese per trasporto e distribuzione, spese fiscali e margine di profitto dei fornitori), si giunge a un costo dell'idrogeno rinnovabile per l'utente industriale in caso non ci sia autoconsumo di 15 €/kg nel 2025 e di 5.7 €/kg nel 2050.

- Come terzo step, è stato necessario definire quante configurazioni prevederanno l'autoconsumo e quante, invece, faranno affidamento su forniture esterne. Prevedere questo dato è un esercizio estremamente complicato: infatti, non esistono criteri che permettono di giungere a considerazioni valide per i diversi sottosettori, dato che ciascun operatore selezionerà la soluzione più conveniente da un punto di vista tecno-economico. Nel tentativo di riportare un esempio di possibili scenari futuri, in questa analisi si è ipotizzato che metà delle configurazioni prevederanno l'autoconsumo di idrogeno, con l'altra metà che faranno invece affidamento a forniture esterne. Di conseguenza, per trovare valori unici di costo dell'idrogeno rinnovabile per gli utenti industriali, è stato sufficiente calcolare la media tra i due diversi valori: quelli calcolati per le configurazioni con autoconsumo, e quelli calcolati per le configurazioni senza. I risultati indicano un costo dell'idrogeno rinnovabile per l'utente industriale pari a 12.8 €/kg nel 2025 e di 4.9 €/kg nel 2050.
- Come quarto e ultimo step, si è introdotto un elemento che definisce l'andamento della curva di costo. I precedenti step, infatti, hanno permesso di calcolare i valori relativi al 2025 e al 2050, senza tuttavia fornire alcuna indicazione per gli anni intermedi. A tal riguardo, è stato fatto ricorso al trend delineato da IRENA nel rapporto *Green Hydrogen Cost Reduction* [-]¹²⁸.

Il grafico presentato in Figura 6-3 mostra l'evoluzione del costo dell'idrogeno rinnovabile per l'utente industriale nel corso degli anni, costruito seguendo gli step metodologici appena discussi.

¹²⁷ La maggiore economicità di produzione in zone più meridionali del Paese è ulteriormente avvalorata per le configurazioni di impianti che vadano ad impiegare energia elettrica prelevata dalla rete: nella zona di mercato elettrico Nord, infatti, la forte crescita di domanda elettrica attesa in futuro porterà presumibilmente ad un innalzamento dei prezzi di approvvigionamento elettrico, che potrebbero quindi avere ripercussioni dirette sul costo di produzione dell'idrogeno.

¹²⁸ <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>

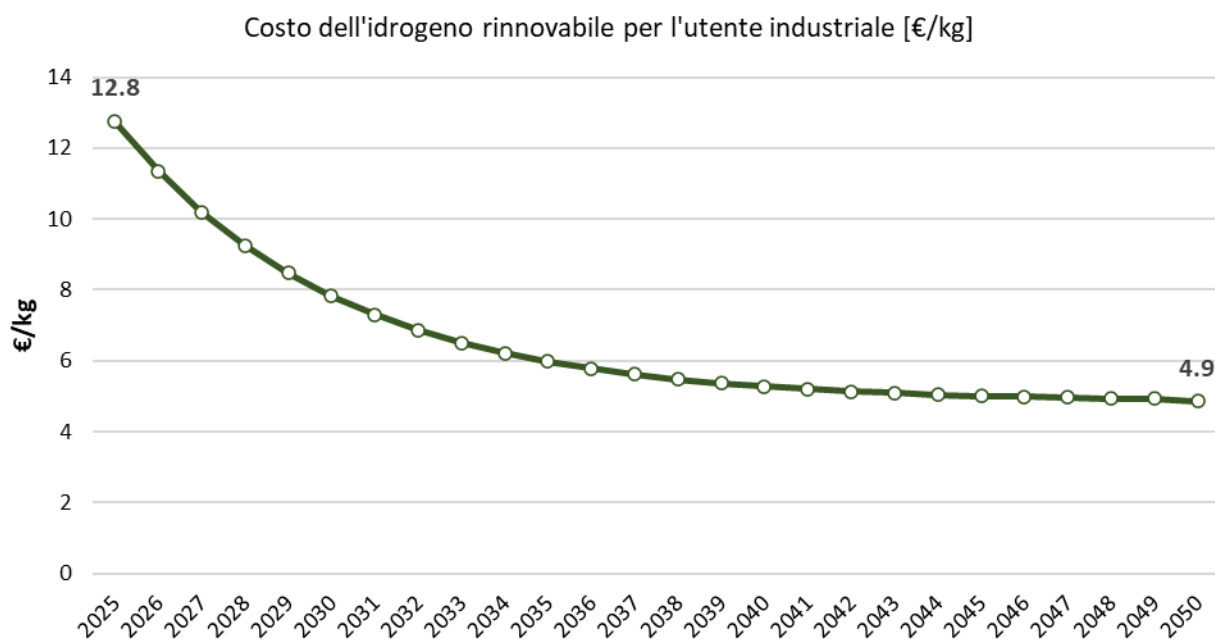


Figura 6-3 – Stima di andamento del costo dell'idrogeno rinnovabile per l'utente industriale [fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano]

Costo dell' alternative fossile

La presente analisi si concentra sull'entità dei costi aggiuntivi legati all'utilizzo di idrogeno rinnovabile per soddisfare i fabbisogni termici delle industrie (si ricorda, infatti, che l'uso dell'idrogeno come materia prima nel settore della raffinazione non rientra nell'ambito di questa valutazione). Nonostante una minima parte dei consumi sia coperta da altri vettori energetici, la stragrande maggioranza delle industrie utilizza attualmente gas naturale. Per semplicità, l'analisi assume che il gas naturale copra il 100% dei fabbisogni energetici considerati.

Nel corso del 2023, il prezzo medio del gas naturale sul mercato all'ingrosso si è attestato intorno ai 40 €/MWh (Documento di descrizione degli Scenari, 2024, Snam [-]¹²⁹). Per gli anni a venire, salvo l'insorgere di eventi straordinari, non si prevede una significativa variazione di questo valore. In particolare, il documento fornisce le previsioni del costo relativamente agli anni 2030, 2035, 2040, prevedendo variazioni minime rispetto al valore registrati nel 2023. Anche nel caso del gas, è necessario considerare che il costo per l'utente industriale prevede una maggiorazione rispetto al prezzo della sola commodity, per via dei costi associati al trasporto e distribuzione, alle spese fiscali e al margine imposto dai fornitori. Dai dati Eurostat risulta che nel 2023 il costo medio del gas per gli utenti industriali è stato pari a 65 €/MWh¹³⁰. Di conseguenza, si può stimare che il costo della sola commodity impatti per circa il 60% sul costo del gas per l'utente industriale. Date le innumerevoli analogie con il mercato del gas, lo stesso impatto era stato precedentemente considerato anche per l'idrogeno, prevedendo che il prezzo della commodity, in quel caso rappresentata dal LCOH, contribuisse per il 60% al costo finale dell'idrogeno rinnovabile per l'utente industriale (ovviamente, solo nei casi che non prevedono una configurazione di autoconsumo). Il grafico di Figura 6-4 illustra le curve di costo nel corso degli anni per idrogeno rinnovabile e gas naturale, alla luce di quanto detto.

¹²⁹ https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2024_8dce2430d44d101.pdf

¹³⁰ https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_203_c_custom_13257869/default/table?lang=en

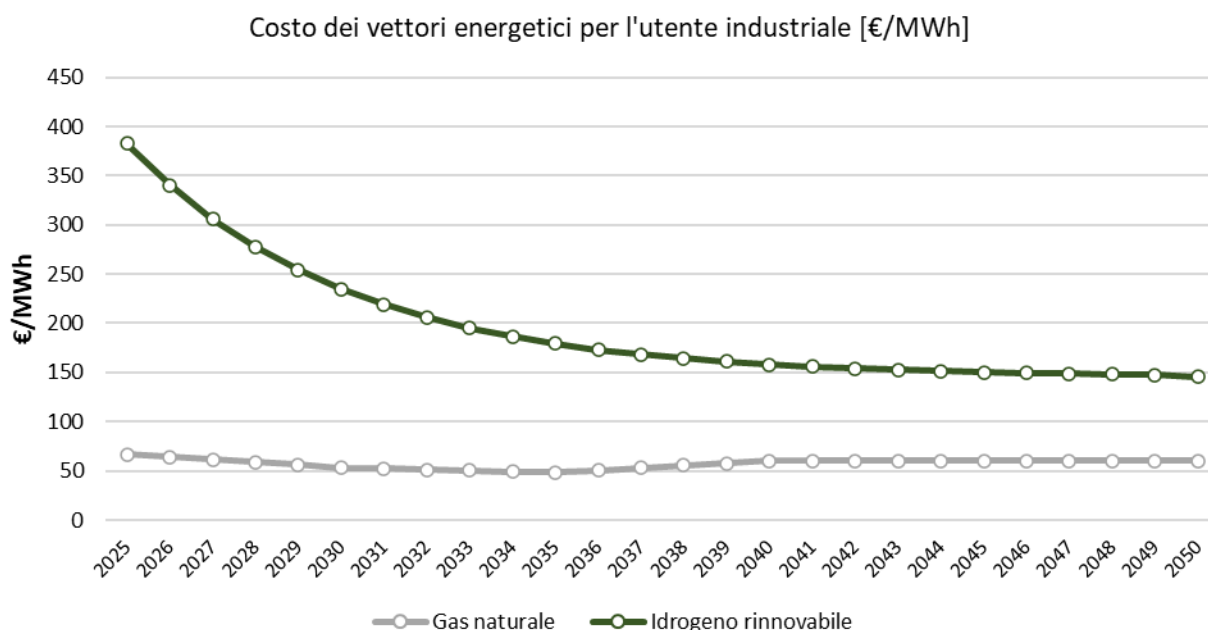


Figura 6-4 – Confronto dei costi dei vettori energetici per l'utente industriale [fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano]

A questo punto, è possibile fornire una stima degli extra costi operativi, relativi all'intero periodo 2025-2050, che ciascun sottosettore dovrà sostenere per soddisfare la penetrazione stimata nelle precedenti sezioni del documento. Anche in questo caso, vengono restituiti i risultati per due scenari definiti nella sezione 4: quella relativa allo scenario minimo e la stima di massimo potenziale di domanda di idrogeno, rispettivamente in Figura 6-5 e Figura 6-6. Si ricorda che per il settore della raffinazione è stata considerata la sola sostituzione del gas naturale per soddisfare i fabbisogni termici, senza includere ragionamenti sulla sostituzione delle materie prime impiegate nei processi di raffinazione (questa seconda componente impatta per circa il 93% sull'intero fabbisogno di idrogeno stimato per il settore).

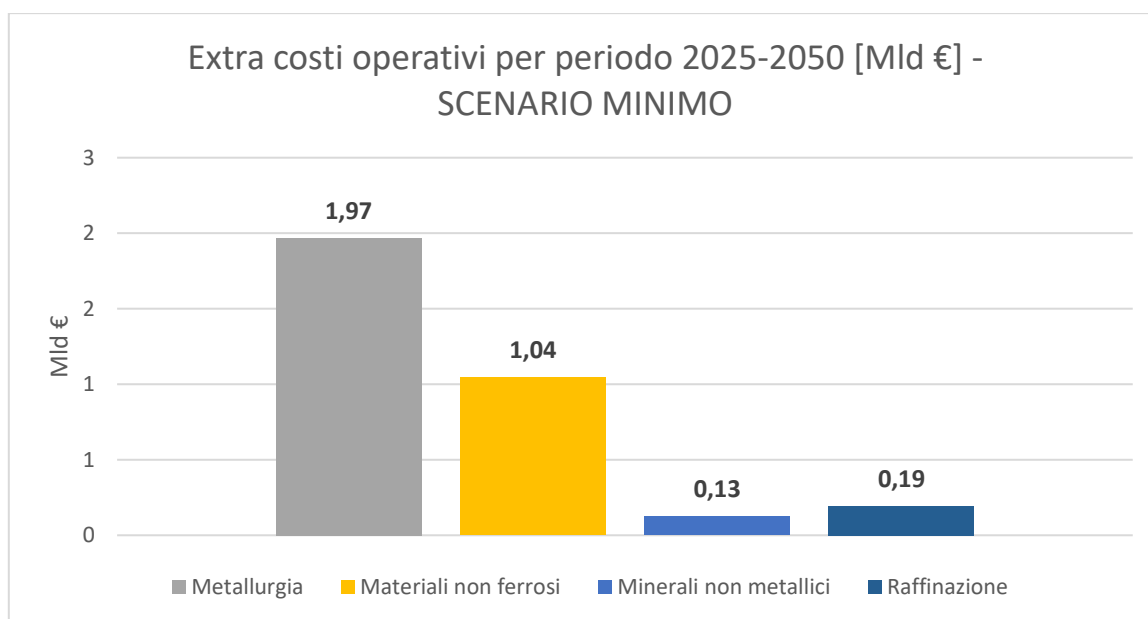


Figura 6-5 – Stima degli extra costi operativi per il periodo compreso fra 2025 e 2050 nello scenario minimo di stima della domanda di idrogeno (nei settori industriali considerati) in linea con le indicazioni fornite dalla Strategia Nazionale Idrogeno [fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano]

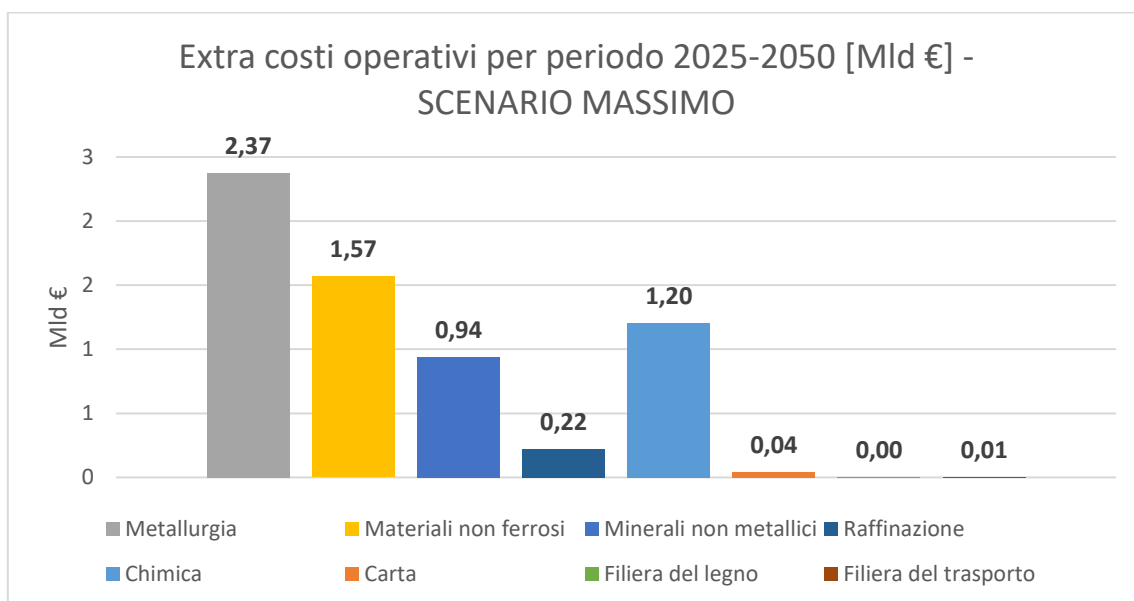


Figura 6-6 – Stima degli extra costi operativi per il periodo compreso fra 2025 e 2050 nello scenario di massimo potenziale di domanda di idrogeno nei settori industriali considerati [fonte: elaborazioni Fondazione Politecnico di Milano]

I calcoli, riportati nel grafico, indicano elevati valori di extra costi operativi che i diversi settori industriali dovranno sostenere per implementare il passaggio da fonti fossili (gas in particolare) a idrogeno rinnovabile lungo l'intero arco temporale compreso fra 2025 e 2050.

6.3.2 Favorire il consumo nel settore dei trasporti

Come detto, gli elevati livelli di fabbisogno potenziale nel lungo periodo sono strettamente legati al settore industriale, con un ruolo particolarmente significativo ricoperto dal comparto della raffinazione. Tuttavia, un'ulteriore categoria di consumo che merita particolare attenzione, appartenente al settore dei trasporti, è quella della mobilità pesante. Infatti, grazie alle loro caratteristiche operative, i veicoli pesanti sono candidati ideali per beneficiare delle potenzialità dell'idrogeno come vettore energetico pulito, offrendo una soluzione alla complicata elettrificazione del settore. Se un elemento che ostacola questa diffusione è rappresentato dal fatto che l'offerta di veicoli pesanti alimentati a idrogeno è ancora ridotta, e i modelli disponibili sul mercato sono caratterizzati da costi elevati, il principale ostacolo sembra essere la carenza di un'infrastruttura di rifornimento adeguata. Al momento, infatti, sono poche le stazioni di rifornimento di idrogeno (HRS) programmate nel territorio regionale, il che rende logisticamente impossibile l'adozione su larga scala dei mezzi pesanti a idrogeno. Per affrontare questa sfida, è cruciale pianificare e realizzare una rete capillare di infrastrutture di rifornimento, con particolare attenzione all'installazione di HRS capaci di rifornire i mezzi pesanti. Il progetto H2MA va esattamente in questa direzione, prevedendo lo sviluppo di uno tool dedicato in grado di individuare quelli che sono i punti strategici, e quindi più adatti, per l'installazione di HRS. Fondamentale sarà una cooperazione efficace e integrata con gli altri soggetti nazionali e regionali dell'arco alpino, in modo che la rete di distribuzione sia integrata a livello transnazionale.

Oltre allo sviluppo infrastrutturale, è altresì importante che si proceda con la definizione di un quadro normativo favorevole che faciliti la diffusione dell'idrogeno, semplificando le procedure autorizzative per la costruzione delle HRS e promuovendo standard tecnici omogenei per tutto il territorio.

6.3.3 L'importanza dell'import

Un ulteriore elemento emerso dal documento è il ruolo cruciale che la Lombardia potrà assumere come importatore netto di idrogeno e/o elettricità rinnovabile necessaria per la produzione di idrogeno rinnovabile. Questa considerazione, già discussa in precedenza, scaturisce dal confronto tra la potenziale domanda di idrogeno e la capacità produttiva della regione. Tale confronto evidenzia che non sarà possibile sviluppare, a livello locale, una capacità produttiva sufficiente a coprire il fabbisogno di tutti i settori di utilizzo. Di conseguenza, la Lombardia dovrà necessariamente ricorrere all'importazione per soddisfare le esigenze della transizione energetica e mantenere la competitività dei suoi settori strategici.

Di grande rilievo in questo contesto risulta il progetto europeo SouthH2 Corridor, che prevede il trasporto di idrogeno dal Nord Africa verso l'Europa continentale: in questo scenario, una parte del gas destinato ai mercati settentrionali potrebbe essere deviata e consumata direttamente in Lombardia, contribuendo a soddisfare la domanda regionale di idrogeno e supportando così la transizione energetica locale.

Un elemento cruciale da non trascurare è poi tutta l'attività di Ricerca e Sviluppo (R&S) legata alle tecnologie di trasporto e stoccaggio dell'idrogeno. Un contesto caratterizzato da elevate quote di importazione, infatti, oltre a richiedere un'infrastruttura di trasporto adeguata, richiede anche che siano messe a disposizione importanti capacità di stoccaggio: infatti, la produzione al di fuori dei confini regionali non coincide sempre con le esigenze locali e questo rende indispensabili sistemi in grado di disaccoppiare la fase di importazione da quella di consumo, garantendo una continuità nella fornitura agli utenti finali. Nel paragrafo precedente è stata considerata solo l'opzione di importare idrogeno nella sua forma pura, ma esistono diverse alternative. L'idrogeno può infatti essere trasportato anche attraverso vettori come ammoniaca, metanolo o LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carriers). Dal momento che le tecnologie per il trasporto e stoccaggio sono molteplici e in gran parte ancora in fase sperimentale (con l'eccezione dell'ammoniaca, che è già una tecnologia matura su larga scala), è essenziale finanziare e implementare programmi di ricerca mirati. Questi programmi devono studiare e valutare le migliori tecnologie per supportare la strategia di importazione, consentendo una scelta consapevole delle soluzioni più efficienti e sostenibili per garantire l'approvvigionamento regionale di idrogeno in modo affidabile ed economico.

6.3.4 La possibilità di un sistema locale di tipo centralizzato

Se da un lato è indispensabile definire una strategia di importazione di idrogeno e dei suoi derivati, dall'altro è altrettanto cruciale attuare azioni volte a ottimizzare il sistema a livello locale, valutando quali configurazioni di filiera risultino più efficienti e convenienti.

Come evidenziato in precedenza, sebbene in alcuni contesti sarà possibile creare veri e propri distretti integrati, con impianti di produzione, reti locali e siti di consumo in prossimità, questa soluzione non sarà attuabile ovunque. In questi casi, un sistema centralizzato di produzione e stoccaggio dell'idrogeno potrebbe risultare una scelta strategica più vantaggiosa, grazie alle economie di scala e, in generale, ad una più semplice gestione logistica e infrastrutturale.

In primo luogo, è fondamentale lo sviluppo di un piano strategico specifico, volto a individuare i siti ottimali per l'installazione degli impianti, tenendo conto della domanda locale, delle infrastrutture esistenti e delle risorse disponibili sul territorio. L'effettiva realizzazione di tale sistema richiede, inoltre, un coinvolgimento diretto delle aziende leader del settore. Regione può facilitare questo processo organizzando tavoli di

concertazione e collaborando attivamente con le principali imprese energetiche, promuovendo partenariati pubblico-privati per lo sviluppo di progetti centralizzati. Infine, anche l'attività di Ricerca e Sviluppo (R&S) riveste un ruolo cruciale. La centralizzazione consente infatti una maggiore facilità nel processo di ottimizzazione del sistema, e le attività di ricerca possono affinare progressivamente le caratteristiche operative, garantendo un miglioramento continuo dell'efficienza complessiva del sistema. Questo processo permette di massimizzare i benefici economici e ambientali, rendendo la transizione energetica più sostenibile e competitiva.

6.3.5 La volontà di diventare esportatore di tecnologia

Infine, una delle priorità fondamentali è preservare, valorizzare e continuare a sviluppare l'elevato know-how tecnologico che attualmente la contraddistingue. Per raggiungere questo obiettivo, vi sono due principali direzioni che devono essere perseguite in modo parallelo.

La prima riguarda il continuo sostegno alle attività di Ricerca e Sviluppo (R&S), già sottolineate in precedenza, che rappresentano un motore essenziale per l'innovazione e la competitività del territorio. È fondamentale la creazione di poli tecnologici e centri di eccellenza, che offrano alle imprese locali l'accesso a risorse tecnologiche all'avanguardia e a network di ricerca internazionale, creando un ambiente favorevole per l'innovazione e la collaborazione con aziende e partner esteri.

La seconda direttrice consiste nel sostegno all'esportazione del know-how tecnologico lombardo. Le istituzioni pubbliche possono svolgere un ruolo di mediazione nei rapporti tra le imprese locali e i governi o le istituzioni estere, attraverso la stipula di protocolli di intesa o accordi bilaterali con altre regioni o Paesi, creando un quadro normativo favorevole che faciliti l'accesso delle imprese a mercati esteri e mettendo a disposizione fondi destinati all'internazionalizzazione e allo sviluppo commerciale delle imprese locali.

6.4 Impatto delle azioni prioritarie

Nel paragrafo precedente sono state analizzate e descritte le principali azioni considerate prioritarie per favorire lo sviluppo dell'idrogeno nel proprio territorio, tenendo conto del potenziale di crescita delineato nei capitoli precedenti. Tali azioni rappresentano un punto di convergenza tra le opportunità individuate e gli obiettivi strategici definiti, con particolare attenzione agli interventi necessari per raggiungere i traguardi prefissati nel contesto della transizione energetica.

La tabella seguente (Tabella 6-4) riporta queste azioni, indicando il collegamento diretto con le priorità strategiche a cui fanno riferimento.

Tabella 6-4 – Principali obiettivi strategici

OBIETTIVI STRATEGICI	DESCRIZIONE AZIONE
Favorire un'elevata penetrazione dell'idrogeno nel settore industriale	Supporto gli operatori industriali nell'identificazione e successiva implementazione delle modifiche infrastrutturali necessarie allo switch tecnologico da gas naturale a idrogeno
	Implementazione di percorsi di formazione rivolti agli operatori industriali che ad oggi non consumano idrogeno
	Implementazione di misure di sostegno economico per coprire gli extra costi operativi associati all'utilizzo di idrogeno
Favorire la diffusione dell'idrogeno nel settore dei trasporti	Promozione di iniziative di collaborazione interregionali per lo sviluppo di una rete interconnessa di stazioni di rifornimento di idrogeno (HRS) per veicoli stradali

	Semplificazione dei procedimenti autorizzativi per l'installazione delle stazioni di rifornimento di idrogeno (HRS)
Creazione di un contesto favorevole per l'importazione dell'idrogeno	Programmazione di una rete di pipeline per l'importazione dell'idrogeno
	Istituzione di programmi di Ricerca e Sviluppo (R&S) relativi alle tecnologie di trasporto e stoccaggio di idrogeno
Sviluppare un'infrastruttura locale ottimizzata	Individuazione dei siti ottimali dove installare gli impianti di produzione centralizzata
	Semplificazione delle procedure autorizzative per gli impianti di produzione e infrastruttura considerati strategici per lo sviluppo dell'infrastruttura locale
Perseguire la volontà di diventare esportatori di tecnologia e know-how nel settore dell'idrogeno	Implementazione di programmi di Ricerca & Sviluppo (R&S) volti a formare persone qualificate in ambito di idrogeno
	Istituzione di rapporti bilaterali con altre regioni e/o Paesi e promozione dell'internazionalizzazione, al fine di favorire l'esportazione di tecnologia e know-how tecnologico lombardo

Non tutte queste azioni, una volta implementate, generano lo stesso tipo di impatto sul settore dell'idrogeno. Ogni intervento contribuisce in maniera differente al raggiungimento degli obiettivi strategici, con variazioni significative in termini di benefici potenziali, scalabilità e tempistiche. Allo stesso tempo, i costi associati all'implementazione di ciascuna azione possono differire in modo sostanziale. Alcune azioni possono comportare investimenti considerevoli, sia in termini di risorse economiche sia di impegno organizzativo, mentre altre, al contrario, richiedono sforzi minimi o non implicano affatto un incentivo economico diretto, configurandosi piuttosto come interventi normativi, di coordinamento o di promozione. Questa eterogeneità rappresenta un aspetto cruciale da considerare nella definizione delle priorità e nella pianificazione delle attività, poiché consente di bilanciare l'impatto atteso con le risorse disponibili, ottimizzando così l'efficacia delle politiche.

Alla luce di quanto detto, il paragrafo seguente ha quindi l'obiettivo di offrire una visione complessiva rispetto al potenziale impatto delle diverse azioni analizzate, integrando una riflessione preliminare sui costi associati alla loro implementazione. È fondamentale precisare che, rientrando in documento strategico, l'intento dell'analisi non è quello di elaborare un piano operativo. Piuttosto, il fine di questa sezione è fornire una panoramica strategica preliminare, utile per identificare le azioni prioritarie e quelle che, pur presentando costi elevati, possono offrire un impatto significativo sullo sviluppo del settore dell'idrogeno in Lombardia. Questa valutazione intende rappresentare una base iniziale per approfondimenti futuri e un punto di partenza per orientare discussioni e decisioni strategiche.

Per raggiungere gli obiettivi prefissati, ciascuna delle azioni individuate è stata valutata utilizzando due criteri distinti, ciascuno misurato su una scala da 1 a 3. Questa scala riflette una classificazione progressiva, con i punteggi che corrispondono rispettivamente a una valutazione di basso (1), medio (2) e alto (3). Il primo criterio si riferisce al potenziale impatto dell'azione rispetto agli obiettivi strategici, evidenziando la capacità dell'intervento di contribuire alla transizione energetica e allo sviluppo del settore dell'idrogeno. Il secondo criterio, invece, considera i costi stimati per l'implementazione dell'azione, includendo sia i costi diretti sia quelli indiretti che potrebbero emergere. Nella tabella riportata di seguito (Tabella 6-5), vengono illustrati i punteggi attribuiti a ciascuna azione in base ai due criteri sopra descritti. Ogni punteggio è accompagnato da una breve descrizione che giustifica l'attribuzione, fornendo così una visione più chiara delle ragioni sottostanti e del rationale adottato. Questa rappresentazione intende rendere il processo decisionale più trasparente e facilitare la comprensione delle priorità e delle sfide che caratterizzano il percorso verso una piena integrazione dell'idrogeno nel mix energetico regionale.

Tabella 6-5 – Valutazione di impatto e di costo circa le principali azioni ritenute di interesse

AZIONE	PUNTEGGIO (Impatto e Costo)	MOTIVAZIONE
Supporto agli operatori industriali per lo switch tecnologico da gas naturale a idrogeno	IMPATTO 2	Questa azione mira a superare una delle principali barriere per la transizione all'idrogeno, ovvero l'adeguamento infrastrutturale. La capacità degli operatori industriali di adattare i propri impianti è essenziale per integrare l'idrogeno nei processi produttivi. Agendo direttamente sulle infrastrutture e sui processi, si creano le basi per un utilizzo scalabile dell'idrogeno nei settori industriali ad alto consumo energetico. Per quanto fondamentale, l'azione è comunque limitata alla fase iniziale dello sviluppo del settore, senza prevedere un supporto nelle fasi successive.
	COSTO 3	L'identificazione delle modifiche infrastrutturali e la loro implementazione richiedono investimenti rilevanti in termini di consulenza tecnica, tecnologia e materiali. Gli operatori potrebbero necessitare di supporto finanziario diretto o incentivi significativi per sostenere la spesa iniziale. Inoltre, la complessità tecnica di molte installazioni comporta costi di progettazione e implementazione elevati.
Percorsi di formazione per operatori industriali	IMPATTO 1	La formazione degli operatori industriali è un passo importante per prepararli all'utilizzo di tecnologie legate all'idrogeno. Tuttavia, questa misura, pur migliorando le competenze e riducendo l'incertezza, non affronta direttamente le barriere infrastrutturali o economiche. L'impatto è circoscritto alla creazione di un pool di operatori preparati, utile nel lungo termine ma non immediatamente determinante per la diffusione dell'idrogeno.
	COSTO 2	I percorsi di formazione richiedono risorse organizzative per lo sviluppo e la gestione dei programmi educativi, ma i costi sono generalmente moderati. La spesa si limita a coprire docenti, materiali didattici, e l'organizzazione di workshop o corsi, senza necessità di investimenti infrastrutturali significativi.
Sostegno economico per coprire extra costi operativi	IMPATTO 3	I costi operativi aggiuntivi per l'utilizzo di idrogeno rappresentano una delle principali barriere economiche. Garantire un supporto finanziario diretto agli operatori consente di ridurre il divario competitivo tra idrogeno e combustibili fossili. Questo tipo di misura incentiva l'adozione immediata dell'idrogeno, stimolando la domanda e creando le condizioni per sviluppare un mercato più ampio e stabile.
	COSTO 3	Il sostegno economico richiede risorse finanziarie ingenti, poiché i costi aggiuntivi per l'idrogeno possono essere significativi rispetto a quelli del gas naturale. La copertura di tali spese, anche parziale, implica un notevole impegno economico, specialmente nel caso di interventi prolungati nel tempo o estesi a molti operatori.
Collaborazione interregionale per la rete HRS	IMPATTO 3	La collaborazione interregionale è fondamentale per sviluppare una rete di stazioni di rifornimento di idrogeno (HRS) ben distribuita, che renda pratico l'utilizzo di veicoli a idrogeno su scala più ampia. Sebbene l'impatto dipenda dal livello di utilizzo dei veicoli a idrogeno, questa azione è cruciale per superare le barriere logistiche e garantire la fiducia degli utenti nel nuovo sistema di trasporto.
	COSTO 2	L'istituzione di programmi di collaborazione e tavoli di discussione non comporta costi elevati, che si limitano a esigenze logistiche come trasferte e riunioni fuori dai confini regionali.
Semplificazione autorizzativa per HRS	IMPATTO 3	Le procedure autorizzative lente e complesse rappresentano una barriera critica per lo sviluppo delle stazioni di rifornimento. La semplificazione normativa consente una rapida implementazione delle infrastrutture, incentivando gli investitori e migliorando la tempistica per la diffusione dell'idrogeno nel settore della mobilità.
	COSTO 1	Questa misura si limita a interventi normativi e amministrativi, senza necessità di investimenti infrastrutturali diretti. I costi principali derivano dall'impiego di risorse umane per riformare e gestire le procedure autorizzative, ma restano relativamente contenuti.

Promozione della rete di pipeline per l'importazione di idrogeno	IMPATTO 3	La disponibilità di una rete di pipeline è fondamentale per garantire una fornitura affidabile e competitiva di idrogeno su scala regionale. Questo tipo di infrastruttura permette di accedere a idrogeno prodotto in altre aree a costi potenzialmente più bassi, sostenendo così l'intera catena del valore regionale.
	COSTO 3	Il costo per l'installazione di nuove pipeline dedicate o per la riconversione della rete dedicata al metano rappresenta un costo elevato
R&S su tecnologie di trasporto e stoccaggio	IMPATTO 2	Investire in Ricerca e Sviluppo (R&S) sulle tecnologie di trasporto e stoccaggio dell'idrogeno è essenziale per migliorare l'efficienza e ridurre i costi di queste operazioni. Sebbene i benefici siano generalmente a lungo termine, questa azione può rendere il sistema più sostenibile e competitivo, facilitando l'adozione dell'idrogeno in vari settori. Tuttavia, il suo impatto diretto e immediato sulla diffusione è moderato.
	COSTO 3	L'R&S richiede investimenti significativi in laboratori, attrezzature, personale qualificato e collaborazioni con istituti di ricerca o aziende private. La complessità delle tecnologie coinvolte comporta costi iniziali elevati e un impegno continuativo nel tempo per garantire risultati concreti.
Individuazione di siti produttivi per l'allocazione degli impianti di produzione	IMPATTO 2	L'identificazione di siti ottimali per gli impianti di produzione centralizzata garantisce una migliore allocazione delle risorse e una riduzione dei tempi di realizzazione, ma non agisce direttamente sulle barriere infrastrutturali o economiche principali
	COSTO 1	Questa azione comporta costi limitati per il coordinamento, l'organizzazione e gli studi preliminari. Tuttavia, non richiede investimenti infrastrutturali o finanziamenti diretti
Semplificazione autorizzativa per impianti strategici	IMPATTO 3	La semplificazione delle procedure autorizzative per impianti considerati strategici è cruciale per accelerare la realizzazione delle infrastrutture necessarie. Riduce significativamente i tempi di attuazione e fornisce un segnale positivo agli investitori, rimuovendo uno degli ostacoli principali allo sviluppo del settore.
	COSTO 1	Questa misura richiede principalmente interventi normativi e amministrativi, senza necessità di investimenti diretti in infrastrutture o altre risorse costose. I costi sono limitati alla revisione delle procedure esistenti e alla gestione del processo.
Promozione dell'internazionalizzazione	IMPATTO 2	Promuovere l'internazionalizzazione favorisce lo sviluppo del settore tecnologico regionale e incentiva collaborazioni internazionali, che possono avere ricadute positive sul mercato locale nel medio-lungo termine. Anche creare rapporti bilaterali con altre regioni o Paesi rafforza la posizione competitiva della Lombardia, promuovendo l'esportazione di tecnologia e know-how.
	COSTO 2	I costi di questa azione sono moderati rispetto a quelli dedicati all'adeguamento infrastrutturale

Utilizzando i punteggi attribuiti a ciascuna azione, è stata elaborata una rappresentazione matriciale (Tabella 6-6) che permette di visualizzare il posizionamento relativo delle diverse iniziative. Gli assi di questa matrice rappresentano rispettivamente l'impatto atteso e il costo associato a ciascuna azione.

Tabella 6-6 Relazione matriciale fra costi e valutazioni di impatto delle azioni proposte

COSTO/IMPATTO	Basso (1)	Medio (2)	Alto (3)
Basso (1)		<ul style="list-style-type: none"> – Tavoli di lavoro per l'individuazione di siti produttivi 	<ul style="list-style-type: none"> – Semplificazione autorizzativa per impianti strategici – Semplificazione autorizzativa per HRS
Medio (2)	<ul style="list-style-type: none"> – Percorsi di formazione per operatori industriali 		<ul style="list-style-type: none"> – Collaborazione interregionale per la rete HRS
Alto (3)		<ul style="list-style-type: none"> – R&S su tecnologie di trasporto e stoccaggio – Supporto agli operatori industriali per lo switch tecnologico da gas naturale a idrogeno – Promozione dell'internazionalizzazione 	<ul style="list-style-type: none"> – Sostegno economico per coprire extra costi operativi – Promozione della rete di pipeline per l'importazione di idrogeno

Analizzando la matrice risultante, emergono diverse famiglie di azioni che si distinguono per l'impatto potenziale sulla diffusione dell'idrogeno e per i costi necessari alla loro implementazione.

IMPATTO MEDIO-ALTO E COSTO MEDIO-BASSO

Tra queste, una delle categorie più rilevanti è rappresentata dalle azioni che combinano alto impatto e bassi costi. Questi interventi si caratterizzano per un rapporto costo-beneficio particolarmente favorevole e, per tale ragione, dovrebbero essere considerate prioritarie. Esse rappresentano un'opportunità strategica per ottenere risultati tangibili, senza richiedere un impiego significativo di risorse economiche. Inoltre, tali azioni sono fondamentali per abbattere barriere iniziali e creare un effetto trainante nel settore.

In questa categoria rientrano, ad esempio, le azioni volte alla semplificazione degli iter autorizzativi, sia per l'installazione delle stazioni di rifornimento di idrogeno (HRS) sia per la realizzazione di impianti produttivi considerati strategici per la creazione di una rete locale efficiente e ottimizzata. Queste misure, se implementate con successo, potrebbero eliminare ostacoli burocratici significativi, accelerando la diffusione dell'idrogeno e favorendo investimenti nel settore.

Appartengono a questa famiglia anche le azioni legate alla creazione di collaborazioni, tavoli di lavoro o attività di advocacy. Tali interventi, pur avendo un impatto leggermente inferiore o costi marginalmente superiori rispetto alla semplificazione normativa, offrono comunque notevoli benefici. Essi permettono di costruire una rete di stakeholder, promuovere il dialogo tra pubblico e privato, orientare e supportare il settore senza gravare eccessivamente sulle risorse finanziarie disponibili.

Alla luce dell'elevato impatto e del costo relativamente contenuto, tutte le azioni appartenenti a questa categoria devono essere considerate prioritarie. Il loro potenziale di generare effetti positivi significativi con un impegno economico minimo le rende interventi imprescindibili nella strategia regionale per l'idrogeno. Tuttavia, è importante sottolineare che non tutte queste azioni rientrano esclusivamente nella competenza regionale.

IMPATTO MEDIO-BASSO E COSTO MEDIO-ALTO

Una seconda famiglia di azioni identificata nella matrice è composta da interventi che, pur comportando un esborso economico medio-alto, presentano un impatto classificabile come medio-basso. Questi interventi richiedono un'analisi più approfondita e una valutazione attenta, poiché, sebbene possano risultare indispensabili in contesti specifici, il loro rapporto costo-beneficio potrebbe non giustificare un'implementazione immediata e su larga scala. La decisione di intraprendere tali azioni deve quindi essere guidata dalla loro coerenza con gli obiettivi strategici e dalla disponibilità delle risorse necessarie.

Tra le azioni che rientrano in questa categoria spiccano le attività di ricerca e sviluppo (R&S). Sebbene rappresentino un pilastro fondamentale per stimolare l'innovazione e favorire il progresso tecnologico nel settore dell'idrogeno, queste iniziative comportano costi significativi, con ritorni che si manifestano principalmente nel medio-lungo termine.

Altre due azioni incluse in questa famiglia riguardano il supporto agli operatori industriali per l'implementazione delle modifiche infrastrutturali necessarie per lo switch tecnologico e l'implementazione di corsi di formazione per gli operatori industriali stessi. Anche in questi casi, è fondamentale effettuare una valutazione attenta dei settori e dei segmenti industriali prioritari. Il supporto infrastrutturale, sebbene essenziale in alcuni contesti, presenta costi elevati, e pertanto deve essere concentrato su settori strategici dove può realmente abilitare la transizione tecnologica. Allo stesso modo, i corsi di formazione sono indispensabili per garantire le competenze necessarie agli operatori, ma è cruciale focalizzarli su ambiti produttivi rilevanti, massimizzando l'efficacia delle risorse e evitando una dispersione su settori con impatti più limitati.

IMPATTO ALTO E COSTO ALTO

Richiamando la matrice (Tabella 6-6), l'ultima famiglia di azioni da menzionare, limitata a un'unica iniziativa, include quelle che combinano un elevato impatto con costi di implementazione significativi.

Nello specifico, si tratta del sostegno economico agli operatori industriali per compensare l'extra costo operativo derivante dall'utilizzo di idrogeno rispetto a un vettore fossile più economico. Questa misura rappresenta un intervento cruciale per incentivare la transizione verso l'idrogeno, eliminando una delle principali barriere economiche che ostacolano l'adozione di soluzioni energetiche più sostenibili.

Nella sezione precedente è stata effettuata una stima economica, finalizzata a determinare l'esborso necessario per coprire gli extra costi operativi associati all'adozione dell'idrogeno nei vari sottosectori industriali. Tale stima si è basata sui fabbisogni calcolati nei capitoli precedenti (capitolo 4), integrati da ipotesi relative all'andamento futuro della domanda e a scenari economici considerati plausibili o realistici per i prossimi decenni. I fabbisogni, infatti, erano stati stimati per gli anni 2030 e 2050, richiedendo quindi un'estrapolazione dei dati e delle tendenze per coprire il periodo intermedio. Per effettuare la stima dei costi, inoltre, si è tenuto conto di due fattori economici: il costo previsto dell'idrogeno rinnovabile e quello del gas naturale per gli utenti industriali finali.

7 Monitoraggio

La strategia regionale idrogeno costituisce uno strumento di attuazione del Programma Regionale Energia Ambiente e Clima (PREAC), approvato con dgr 7553 del 12 dicembre 2022 in attuazione della l.r. 26/2003 e s.m.i.. Il Programma è oggetto di monitoraggio annuale; poiché al suo interno vi è una specifica azione dedicata all'idrogeno, nell'ambito del report annuale di monitoraggio si provvederà anche al monitoraggio della strategia regionale idrogeno. Il report riporterà lo stato di avanzamento dei progetti e delle infrastrutture regionali dedicate all'idrogeno, le normative ed azioni di supporto varate e più in generale lo stato di diffusione del vettore idrogeno sul territorio regionale.

La norma di riferimento che prevede l'elaborazione del PREAC di recente è cambiata, poiché la l.r. 11/2025 ("legge clima") ha integralmente sostituito l'articolo della l.r. 26/2023 che ne definisce i contenuti. Ai sensi della nuova norma, le politiche regionali di mitigazione includono misure volte a "favorire la produzione e l'uso dell'idrogeno a basse emissioni": lo sviluppo dell'idrogeno diventa quindi un contenuto basilare del PREAC. La prossima versione del PREAC, prevista per il 2027, diverrà quindi anche l'occasione per una verifica della strategia idrogeno, che potrebbe comprendere nuove azioni e strumenti di supporto alla sua diffusione.