



**ASSORISORSE**

Risorse Naturali ed Energie sostenibili

# **Gruppo di Lavoro Filiera Idrogeno**

## **Report Conclusivo**

*Settembre 2021*



## TABLE OF CONTENTS

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE E BACKGROUND</b>	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>PRODUZIONE</b>	<b>10</b>
2.1	MERCATO ATTUALE ED EVOLUZIONE	10
2.2	STATO DELL'ARTE TECNOLOGIE DI PRODUZIONE	11
2.2.1	<i>Proprietà dell'Idrogeno</i>	11
2.2.2	<i>Idrogeno Verde</i>	13
2.2.3	<i>Idrogeno Blu</i>	17
2.3	PRINCIPALI INDICATORI TECNICO/ECONOMICI	23
2.4	CO <sub>2</sub> "INTENSITY" DEI PROCESSI DI PRODUZIONE IDROGENO	27
2.5	EVOLUZIONE TECNOLOGICA	28
2.6	MAJOR PLAYERS PROGETTI IN CORSO	28
<b>3</b>	<b>TRASPORTO, STOCCAGGIO E DISTRIBUZIONE DELL'IDROGENO</b>	<b>30</b>
3.1	MERCATO ATTUALE ED EVOLUZIONE	30
3.1.1	<i>Trasmissione e Distribuzione dell'Idrogeno</i>	30
3.1.2	<i>Lo Stato della Rete Italiana</i>	30
3.2	MISCELAZIONE DELL'IDROGENO NELLE RETI ESISTENTI DI GAS NATURALE	31
3.2.1	<i>Normativa di Riferimento</i>	34
3.2.2	<i>Gasdotti di Idrogeno</i>	34
3.2.2.1	Proprietà Fisiche delle Condotte di Trasmissione	35
3.2.2.2	Stazioni di Misurazione e Porte Cittadine come il Collegamento ai Consumatori Finali	37
3.2.3	<i>Distribuzione Locale</i>	38
3.2.3.1	Gasdotti	38
3.2.4	<i>Costi del Trasporto dell'Idrogeno</i>	38
3.2.4.1	Costi di Trasmissione a Lunga Distanza	38
3.2.4.2	Costi della Distribuzione Locale	39
3.2.4.3	Costo Totale di Consegna e Stoccaggio dell'Idrogeno	40
3.2.5	<i>Progetti</i>	41
3.2.5.1	European Hydrogen Backbone	41
3.2.5.2	GET H <sub>2</sub>	43
3.2.5.3	Test di Iniezione di Idrogeno da parte di Snam	44
3.2.5.4	Iniettare 10% di Idrogeno nelle Reti Italiane	44
3.3	STOCCAGGIO DELL'IDROGENO	46
3.3.1	<i>Compressione</i>	47
3.3.2	<i>Compressori</i>	47
3.3.3	<i>Stoccaggio</i>	48
3.3.4	<i>Progetti EU</i>	49
3.3.4.1	Progetto COSMHYC	49
3.3.4.2	Phaedrus	49
3.3.4.3	H <sub>2</sub> REF	49
3.3.5	<i>Sviluppo Futuri</i>	49
3.3.6	<i>Liquefazione</i>	50
3.3.6.1	Mercato Liquefazione	50
3.3.6.2	Tecnologie di Liquefazione	51
	<i>Reversed Brayton Cycle</i>	51
	<i>Claud Cycle</i>	52
	<i>Sviluppi Futuri</i>	53
3.3.6.3	Stoccaggi Idrogeno Liquido	53
3.3.6.4	Distribuzione e <i>Bunkering</i>	54
3.3.7	<i>Sistemi Alternative di Stoccaggio</i>	55
3.3.8	<i>Idruri di Metalli</i>	56
3.3.8.1	Informazioni Generali	56
3.3.8.2	Campi di applicazione	56
3.3.8.3	Progetti USA	57
3.3.8.4	Progetti EU	59
3.3.8.5	Progetti Italia	59
	REMOTE PROJECT – GINOSTRA	59
	PROGETTO HYDROSTORE	60

PROGETTO HEPIC.....	61
3.3.8.6 Applicazioni Commerciali.....	61
3.3.9 <i>Clatrati Idrati</i> .....	62
3.3.9.1 Informazioni Generali.....	62
3.3.9.2 Campi di applicazione.....	63
3.3.10 <i>Composti Carboniosi</i> .....	63
3.3.10.1 Informazioni Generali.....	63
3.3.10.2 Campi di Applicazione.....	63
3.3.11 <i>Liquid Organic Hydrogen Carrier</i> .....	63
3.3.11.1 Informazioni Generali.....	63
3.3.11.2 Campi di Applicazione.....	64
3.3.12 <i>Confronto dei Sistemi di Stoccaggio</i> .....	65
3.3.13 <i>Confronto dei Campi di Applicazione</i> .....	69
3.3.14 <i>Valutazione delle Barriere Tecnologiche allo Sviluppo dei Sistemi</i> .....	69
3.3.15 <i>Applicazioni Road</i> .....	71
3.3.15.1 Idrogeno Compresso.....	71
3.3.15.2 LOHC.....	73
3.3.16 <i>E-Fuel</i> .....	73
<b>4 UTILIZZO.....</b>	<b>76</b>
4.1 SEGMENTAZIONE UTILIZZATORI.....	76
4.2 ANALISI EMISSIONI ATTUALI ED OBIETTIVO PER CATEGORIA DI UTILIZZATORI.....	78
4.3 EVOLUZIONE DELLA DOMANDA DI IDROGENO.....	81
4.3.1 <i>Domanda Attuale</i> .....	81
4.3.2 <i>Industria</i> .....	82
4.3.2.1 Raffinazione.....	82
4.3.2.2 Ammoniaca.....	84
4.3.2.3 Industria Chimica.....	86
4.3.2.4 Acciaierie.....	86
4.3.2.5 Industria del Vetro.....	87
4.3.2.6 Industria Alimentare.....	90
4.3.3 <i>Energia</i> .....	90
4.3.4 <i>Trasporto Stradale</i> .....	90
4.3.4.1 Autovetture.....	91
4.3.4.2 Autobus.....	91
4.3.4.3 Treni.....	92
4.3.4.4 Macchine di Movimentazione.....	92
4.3.4.5 Marittimo.....	93
4.3.4.6 Aviazione.....	94
4.4 EVOLUZIONE DELLE TECNOLOGIE DI UTILIZZO.....	94
4.4.1 <i>Raffinazione</i> .....	95
4.4.2 <i>Ammoniaca ed Industria Chimica</i> .....	95
4.4.3 <i>Settore Energia</i> .....	97
4.4.3.1 Celle a Combustibile.....	97
4.4.3.2 Turbine.....	98
4.4.3.3 Bruciatori.....	98
4.4.4 <i>Trasporto Stradale Leggero</i> .....	98
4.4.5 <i>Trasporto Pesante su Strada</i> .....	99
4.4.6 <i>Trasporto Ferroviario</i> .....	100
4.4.7 <i>Marittimo</i> .....	100
4.4.8 <i>Aviazione</i> .....	102
4.5 ROAD MAP.....	102
<b>5 QUADRO NORMATIVO.....</b>	<b>105</b>
5.1 QUADRO NORMATIVO, POLITICHE E STRATEGIE DI ATTUAZIONE.....	105
5.1.1 <i>Situazione Internazionale</i> .....	105
5.1.1.1 Potenziale di Sviluppo.....	108
5.1.2 <i>Europa</i> .....	109
5.1.3 <i>Il Quadro Normativo Italiano</i> .....	114
5.1.3.1 Il Tema Idrogeno nel PNIEC.....	116
5.1.3.2 Il Piano Nazionale per la Ripresa e la Resilienza (PNRR): Il Piano di Rilancio.....	116

5.1.3.3	Italia: Autorizzazioni Idrogeno .....	119
5.1.3.4	Italia: Certificazione di Origine .....	119
5.1.4	<i>Focus sugli aspetti Sicurezza ed Omologazione</i> .....	120
5.2	QUADRO INCENTIVI E FINANZIAMENTI .....	120
5.2.1	<i>Fondi Europei e Strumenti Finanziari per Investire nell'Idrogeno</i> .....	120
5.2.2	<i>Situazione Nazionale Italiana</i> .....	121
5.2.2.1	Progetti di Comune Interesse Europeo (IPCEI) .....	121
5.2.2.2	Inquadramento Normativo .....	122
5.2.2.3	Recovery Fund e l'Opportunità per l'Italia .....	123
5.2.2.4	Probabili Strumenti di Finanziamento .....	123
5.2.3	<i>Innovation Fund: Ambito di Riferimento</i> .....	124
5.2.3.1	Specificità Innovation Fund Large Scale Projects.....	125
5.2.3.2	Specificità Innovation Fund Small Scale Projects.....	126
5.2.4	<i>Clean Hydrogen Alliance</i> .....	127
5.3	PRINCIPALI CRITICITÀ ALLO SVILUPPO FUTURO .....	127
5.3.1	<i>Aspetti Normativi/Policy</i> .....	127
5.3.2	<i>Certificazione di origine</i> .....	128
<b>6</b>	<b>PROPOSTE DI FILIERA</b> .....	<b>130</b>
6.1	SETTORI INDUSTRIALI HARD-TO-ABATE .....	130
6.2	INFRASTRUTTURE PER TRASPORTO PESANTE SU STRADA, TRASPORTO FERROVIARIO, TRASPORTO MARITTIMO .....	131
6.3	INFRASTRUTTURE PORTUALI COME HUB PER LA FORNITURA DI IDROGENO A DIFFERENTI UTILIZZATORI QUALI: TRASPORTO MARITTIMO, LOGISTICA A TERRA DELLE MERCI, SITI DI PRODUZIONE DI ENERGIA E SITI INDUSTRIALI .....	132
6.4	RETI ESISTENTI PER IL TRASPORTO DI IDROGENO IN BLENDING CON IL GAS.....	132
6.5	BALANCE OF PLANT PER IMPIANTI DI ELETTROLISI.....	133
	RIFERIMENTI E FONTI .....	134



## 1 INTRODUZIONE E BACKGROUND

L'accordo di Parigi COP21 sottoscritto dai paesi membri della Conferenza delle Parti della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC), lega il tema dei cambiamenti climatici ad impegni formali e vincolanti per la riduzione dei gas serra per tutti i Paesi che ne fanno parte tra cui l'Europa che si è recentemente impegnata a ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> del 40% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030 e di arrivare all'obiettivo di emissioni di gas serra nette a zero entro il 2050.

Il tema della decarbonizzazione diventa quindi centrale nella definizione delle strategie di business di tutte le aziende che operano nell'ambito di **Assorisorse** e deve essere affrontato nella sua complessità, considerando tutti i settori economici coinvolti e tutti gli ambiti, sia sociali, che ambientali e geopolitici. Nessuno di questi aspetti dovrà essere trascurato per riuscire a ottenere risultati di impatto che portino ad un graduale cambiamento nei sistemi di produzione e consumo.

Le aziende di Assorisorse saranno sempre più coinvolte in una profonda trasformazione del settore energetico e di alcuni comparti industriali lungo tutta la filiera, spinte da una serie di decisioni politiche e scelte strategiche di breve e lungo periodo degli Stati, che trovano la loro motivazione in due principali obiettivi di natura ambientale: mitigare e ridurre il riscaldamento globale e migliorare la qualità dell'aria soprattutto nelle città, a beneficio di tutti i cittadini che le abitano.

La necessità di costruire un sistema energetico resiliente in grado di integrare sempre di più le fonti energetiche variabili e garantire al contempo flessibilità e sicurezza di approvvigionamento, sta incrementando l'interesse nell'uso di vettori energetici quali elettricità e idrogeno, per l'integrazione tra settori energetici contigui e consentire l'accumulo di lungo periodo e su grande scala dell'energia.

La Commissione Europea identifica l'idrogeno come uno dei settori chiave per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2050, come delineato nella Strategia Europea sull'idrogeno pubblicata l'8 luglio 2020. L'interesse della Commissione per l'idrogeno è maturato a partire dal 2016, anno in cui sono state lanciate una serie di iniziative che hanno portato ad un crescente sostegno politico, industriale e finanziario.

Lo sviluppo del settore idrogeno è spinto da una serie di fattori positivi, quali:

- L'elevata densità energetica per unità di massa, la seconda più elevata dopo il nucleare;
- L'assenza di emissioni carboniche o clima alteranti e inquinanti nella modalità di produzione tramite elettrolisi alimentata da fonti rinnovabili o da fonti fossili opportunamente decarbonizzate;
- La possibilità di accumulo di lunga durata in diverse forme: gassosa, liquefatta e in vettori solidi o liquidi (e.g. idruri metallici, liquidi organici);
- Le modalità di trasporto che possono sfruttare le attuali infrastrutture di trasporto e distribuzione con costi di adeguamento sostenibili. A parità di energia trasportata, l'idrogeno presenta costi di un ordine di grandezza inferiore rispetto alle linee elettriche, come confermato da progetti realizzati su scala reale;
- I brevi tempi di ricarica dei veicoli a cella a combustibile rispetto ai lunghi tempi richiesti dei veicoli a batterie, garantendo allo stesso tempo maggiori autonomie di percorrenza;
- Le diverse modalità di produzione, dal diffuso Steam Methane Reforming (SMR) a cui combinare la cattura della CO<sub>2</sub>, alle soluzioni quali gli elettrolizzatori, la conversione solare diretta, la conversione e upgrading di vari materiali di origine biologica (e.g. biomasse, alghe, rifiuti organici, biogas);
- La capacità di connettere diversi settori energetici con conversioni efficienti, sia tramite elettrolisi sia mediante la modalità inversa a celle a combustibile.

L'utilizzo dell'idrogeno ha tuttavia diverse barriere allo sviluppo quali:

- Costi elevati di tecnologie non ancora a piena maturità tecnologica;
- Limitata diffusione di progetti dimostrativi sull'intera filiera;
- Sviluppo di capacità produttive e di una rete di infrastrutture dedicate;
- Sicurezza ed affidabilità dei sistemi di stoccaggio;
- Mancanza di un quadro regolatorio e normativo di riferimento su aspetti chiave e mancanza di una politica incentivante chiara;
- Percezione di pericolosità da parte della popolazione.

Dato il contesto, Assorisorse ha costituito un gruppo di lavoro con l'obiettivo di verificare se l'utilizzo dell'idrogeno può costituire una soluzione, complementare ad altre tecnologie, per la decarbonizzazione della produzione di energia elettrica e dei settori che ad oggi impiegano varie fonti o vettori energetici, massimizzando l'utilizzo di fonti rinnovabili o con ridotta impronta carbonica.

Prodotto da tali fonti, l'idrogeno potrebbe contribuire alla diminuzione delle emissioni sia carboniche o di gas clima alteranti che inquinanti nel settore dei trasporti, nell'industria e negli usi finali di energia per il riscaldamento e raffrescamento degli edifici.

In tal caso obiettivo è anche definire quali sono le opportunità per le aziende associate e quali devono essere le strategie e le azioni concrete che devono includere nei loro piani per coglierle al meglio anche orientando il quadro normativo e gli stakeholder.

Con questo scopo viene analizzata la filiera complessiva dell'idrogeno inteso come vettore energetico risalendo la catena del valore in termini di utilizzatori finali, logistica e trasporto, sistemi di produzione.

Per ciascun segmento della filiera nell'ottica di individuare i probabili scenari di sviluppo, sono stati approfonditi:

- gli aspetti tecnici in termini di tecnologie disponibili o da sviluppare, con un particolare focus sugli aspetti di sicurezza,
- gli aspetti economici in termini di costi e competitività di mercato,
- gli aspetti normativi dal punto di vista del sistema regolatorio attuale ed auspicato, con una analisi non solo del quadro normativo italiano ma anche internazionale e finalizzata da un lato a evidenziare i gap e dall'altro identificare i mercati più evoluti con le maggiori potenzialità di business per le aziende di Assorisorse.

# PRODUZIONE

Nella presente sezione si descrivono i principali metodi di produzione dell'idrogeno sia mediante tecnologie che partono da fonti fossili che con tecnologie che si basano sull'elettrolisi dell'acqua avendo disponibilità di energia rinnovabile. In un'ottica di economia circolare, si analizzeranno anche alcune tecnologie in fase di sviluppo per la produzione di idrogeno dalla valorizzazione delle biomasse e dei rifiuti. Per ciascuna tecnologia vengono forniti i principali dati tecnico-economici incluso l'impatto emissivo in termini di LCA (Life Cycle Assessment) oltre ad una indicazione dei principali players e dei principali progetti in corso.

## 2 PRODUZIONE

### 2.1 Mercato Attuale ed Evoluzione

L'idrogeno è un vettore energetico non nuovo nel sistema energetico globale. Ad oggi la fornitura di idrogeno agli utenti industriali è un'attività di una certa rilevanza ed esistono compagnie con ampia e consolidata esperienza nella produzione e gestione di tale fonte secondaria di energia.

Come verrà ampiamente approfondito nel cap. 4, il consumo mondiale di idrogeno, nella sua forma pura, è prossimo a 70 Mt. Per la sua produzione finora sono utilizzate prevalentemente fonti fossili: circa il 6% del consumo mondiale di gas e il 2% di quello del carbone sono destinati alla produzione di idrogeno.

Le emissioni associate all'utilizzo di fonti fossili si attestano su un livello prossimo a 830 MtCO<sub>2</sub>/anno (circa il 2% delle emissioni del settore energetico), potenzialmente annullabili attraverso il ricorso alla CCUS o all'idrogeno Green che ad oggi rappresenta solo lo 0,7% della produzione complessiva.

La versatilità dell'idrogeno lo rende utilizzabile in un'ampia gamma di applicazioni che vanno dai settori finali di consumo, alla conversione in elettricità, allo stoccaggio per l'integrazione di elevati livelli di fonti intermittenti, alla conversione in feedstock per l'industria petrolchimica o, in combinazione con la CO<sub>2</sub>, in syntetic fuels per il settore trasporti.

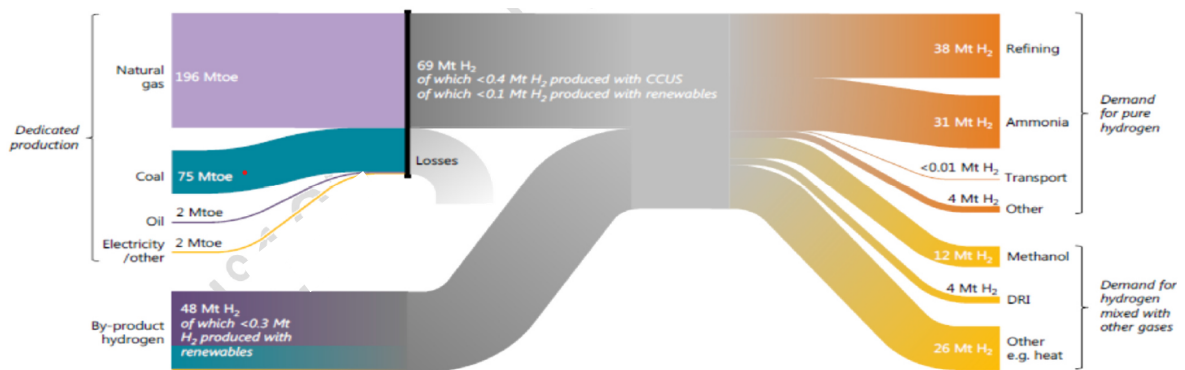


Figura 2-1

La catena del valore dell'idrogeno evidenzia come l'uso dell'idrogeno e quindi la sua produzione, oggi sia dominato dalle applicazioni industriali. Oggi l'idrogeno è prodotto e utilizzato contestualmente (in forma sia pura che mista) prevalentemente per:

- raffinazione del petrolio (33%);
- produzione di ammoniaca (27%);
- produzione di metanolo (11%);
- produzione di acciaio attraverso la riduzione diretta del minerale di ferro (3%);
- produzione di altre materie prime;
- trasporti.

La quasi totalità dell'idrogeno è prodotto utilizzando combustibili fossili per usi che sono alla base di molti aspetti dell'economia globale e della nostra vita quotidiana. La crescita futura di tali utilizzi dipende dall'evoluzione della domanda dei prodotti a valle, in particolare combustibili raffinati per i trasporti, fertilizzanti per la produzione alimentare e materiali da costruzione per gli edifici.

## 2.2 Stato dell'Arte Tecnologie di Produzione

### 2.2.1 Proprietà dell'Idrogeno

L'idrogeno è un gas inodore, incolore, insapore ed altamente infiammabile. Nell'atmosfera è contenuto soltanto in tracce, ma è presente in quantità elevate negli strati superiori (oltre i 100 km). Allo stato combinato è, dopo ossigeno e silicio, l'elemento più abbondante: oltre che nell'acqua (circa 11% della massa), è contenuto nella maggior parte delle sostanze organiche. Si stima che l'idrogeno in forma atomica o molecolare costituisca fino al 90% della materia nell'universo (fino al 70% nelle stelle), mentre sulla terra la sua presenza allo stato libero è estremamente rara (fumarole, esalazioni vulcaniche, etc.).

Il grande interesse per l'idrogeno come fonte di energia è dato dal fatto che quando viene bruciato, o utilizzato in una fuel cell per generare elettricità, i risultati di queste operazioni sono la produzione di energia e vapore acqueo (anche ossidi di azoto in caso di combustione), senza formazione di altri inquinanti e soprattutto di anidride carbonica o altri gas serra.

Sembrerebbe essere dunque la soluzione ideale per risolvere i problemi della transizione verso un sistema energetico sostenibile. Ma esistono alcuni ostacoli.

Il primo grande problema è che l'idrogeno è un vettore energetico (cioè un mezzo che veicola l'energia) ma non una fonte di energia primaria, pertanto deve essere prodotto attraverso processi chimici, fisici o biologici che richiedono l'impiego di elevate quantità di energia. Questi processi e la produzione dell'energia elettrica da loro utilizzata quasi sempre (almeno attualmente) generano emissioni di inquinanti e di gas serra in atmosfera, spostando quindi il problema degli impatti ambientali da valle (il momento dell'utilizzo dell'idrogeno) a monte (la fase di produzione dell'idrogeno) e non lo rendono pertanto "neutro" come combustibile. Solo una particolare filiera (come avremo modo di vedere) consente di ottenere valori zero per tutti i tipi di emissioni, ma – attualmente - al prezzo di efficienze di conversione basse e costi particolarmente elevati.

Il secondo grande ostacolo sono le caratteristiche chimiche e fisiche dell'idrogeno, che – come avremo modo di vedere in seguito - richiedono grande attenzione e tecnologie dedicate affinché avvenga in condizioni di sicurezza il suo trasporto, lo stoccaggio, la distribuzione e l'utilizzo presso l'utenza finale.

La Tabella 2-1 riporta le principali caratteristiche dell'idrogeno, a confronto con quelle del metano e le implicazioni che hanno alcune di queste proprietà su trasporto, stoccaggio o altre funzioni dell'idrogeno. In particolare, l'idrogeno:

- ha densità inferiore rispetto al metano ed elevata diffusività e permeazione attraverso materiali, valvole, giunzioni, ma anche elevata dispersione in aria. In caso di perdite in spazi confinati può accumularsi velocemente e raggiungere la concentrazione di infiammabilità. La cinetica di diffusione attraverso le condotte è, comunque, molto piccola - la perdita annua di H<sub>2</sub> attraverso condotte di polietilene (PE): fino allo 0.001% del volume totale trasportato;
- ha il più elevato contenuto energetico per unità di massa rispetto a tutti gli altri fuel (250% in più rispetto al metano); il suo potere calorifico inferiore è 119,9 MJ/Kg, più elevato rispetto a quello del metano (50 MJ/kg) e del fuel oil (40-42 MJ/kg), ma ha contenuto energetico inferiore per unità di volume (31% rispetto al metano, quando brucia rilascia 1/3 dell'energia del gas naturale per unità di volume e alla stessa pressione). Il potere calorifico volumetrico inferiore ha implicazioni per lo stoccaggio, in quanto per stoccare idrogeno, rispetto al metano, sarà necessario il triplo dello spazio o il triplo della pressione (o una loro combinazione);
- ha un ampio limite di infiammabilità (4-75% vs 5-15% vol. del metano). In condizioni ottimali di combustione (29% hydrogen-to-air volume ratio), l'energia richiesta per iniziare la combustione è più bassa rispetto al metano. D'altra parte, la "perfetta combustione" richiede una concentrazione in aria di idrogeno 3 volte superiore rispetto al metano (concentrazione 29% vs 10% v/v);
- ha più elevata cinetica di propagazione della fiamma in aria rispetto al metano (2,65 m/s vs 0,40 m/s) può comportare, nel caso di combustione con aria, problemi di controllo, incluso il rischio di flashback;

	Idrogeno	Metano	Idrogeno vs Metano	Implicazioni
Peso molecolare	2,016 g/mol	16,04 g/mol		
Densità (STP)	0,089 kg/m <sup>3</sup>	0,657 kg/m <sup>3</sup>		Stoccaggio/Trasporto
Punto ebollizione	-253 °C	-161,5 °C		
Energia per unità di massa (LHV)	119,90 MJ/Kg	50 MJ/kg	Potere calorifico > per unità di peso	
Densità energetica	10,05 MJ/L	30,51 MJ/L	Contenuto energetico < per unità di volume	Stoccaggio energetico
Conducibilità termica	0,172 W/m K	0,033 W/m K		
Temperatura autoaccensione	584 °C	540 °C		
Limite infiammabilità in aria	4-75 (vol. %)	5,3-15 (vol. %)	Limite di infiammabilità più ampio	
Energia minima ignizione in aria	0,02 mJ	0,29 mJ	Energia richiesta per iniziare combustione più bassa	
Miscela stechiometrica aerea	29,5 (vol %)	9,48 (vol%)	Concentrazione in aria 3 volte superiore per la «perfetta combustione»	
Limite di detonazione	18,3-59 (vol. %)	4,4-15 (vol. %)		
Propagazione fiamma in aria	2,65 m/s	0,40 m/s		
Temperatura combustione in aria	2205 °C	2050 °C		
Coefficiente diffusione in aria	0,61 cm <sup>2</sup> /s	0,16 cm <sup>2</sup> /s	Diffusività più elevata Dispersione in aria più veloce	Elevata diffusività e permeazione attraverso materiali, valvole, giunzioni, etc.

**Tabella 2-1**

L'idrogeno può essere prodotto attraverso diverse tecnologie di produzione e partendo da diverse tipologie di cariche: i combustibili fossili (gas naturale, carbone e residui di lavorazione dei processi di raffinazione), le biomasse, i rifiuti organici e le plastiche e, infine, la semplice acqua naturale.

Le tecnologie ad oggi consolidate a livello industriale (approfondite nel prossimo paragrafo) sono:

1. Steam Methane Reforming (SMR)
2. Ossidazione Parziale non Catalitica (POx)
3. Autothermal Reactor (ATR)
4. K-Gas (ex CPO- Catalitic Partial oxidation)

in un'ottica di economia circolare, sono poi in fase di sviluppo tecnologie per la produzione di idrogeno dalla valorizzazione delle biomasse e dei rifiuti.

L'altra filiera di grande interesse è quella dell'elettrolisi dell'acqua.

Oltre alle precedenti, vi sono altre tecnologie considerate "di frontiera" poiché attualmente ancora nella fase di ricerca. Si tratta di processi per la produzione di idrogeno mediante irraggiamento solare – come i processi fotocatalitici e fotoelettrochimici o la pirolisi del metano.

Spesso si fa riferimento alle più importanti filiere di produzione dell'idrogeno con i colori: i più conosciuti e citati sono l'idrogeno "blu" e l'idrogeno "verde".

Con il termine "idrogeno blu" (blue hydrogen o low carbon hydrogen) si fa riferimento all'idrogeno prodotto da steam reforming del metano o da altre tecnologie che utilizzano cariche idrocarburiche (POx, ATR, kGas) cui è associato un impianto di cattura e stoccaggio (CCS) dell'anidride carbonica prodotta, che consente di ridurre di molto le emissioni di anidride carbonica in atmosfera nella fase di trasformazione.

Invece, con il termine "idrogeno verde" o "green hydrogen" si fa riferimento alla produzione della filiera dell'elettrolisi dell'acqua che utilizza però solo energia elettrica generata da fonti rinnovabili. In questo modo l'intera catena produttiva è esente da emissioni di gas serra e si ottiene un vettore energetico a zero emissioni di anidride carbonica.

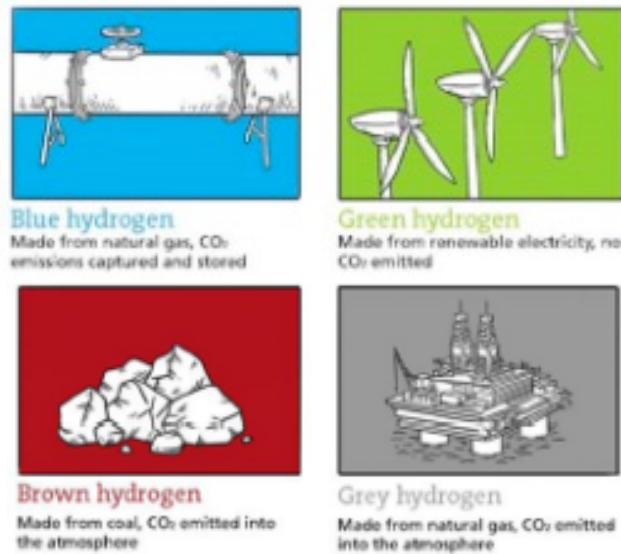


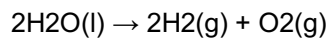
Figura 2-2

## 2.2.2 Idrogeno Verde

Con l'elettrolisi si produce idrogeno utilizzando energia elettrica. Poiché si tratta di una via il cui costo dipende dal costo dell'elettricità, diviene interessante soprattutto se l'energia elettrica è prodotta da fonti rinnovabili (REN) a basso costo o la cui produzione non è temporaneamente vendibile sul mercato per eccesso di offerta.

In alcuni Paesi, ad esempio Germania oppure Canada, l'H<sub>2</sub> è impiegato per assorbire i picchi di produzione delle REN, dovuti ad un surplus energetico, ottenuti dai parchi eolici o fotovoltaici.

L'elettrolisi dell'acqua è un metodo semplice per produrre H<sub>2</sub>. Una corrente a basso voltaggio che attraversa l'acqua fa sviluppare O<sub>2</sub> gassoso a un elettrodo (anodo) e H<sub>2</sub> gassoso all'altro elettrodo (catodo). Per l'H<sub>2</sub> si utilizza un catodo di platino o di un altro metallo inerte:



La massima efficienza teorica (rapporto tra il valore energetico dell'H<sub>2</sub> prodotto e l'elettricità impiegata) è tra l'80%-94%.

### Tecnologie di Elettrolisi

Attualmente la produzione di idrogeno per elettrolisi avviene principalmente mediante tre diverse tecnologie:

- la tecnologia alcalina (AWE, Alkaline Water Electrolysis), la più referenziata in termini di numero di impianti realizzati e capacità,
- la tecnologia PEM (Proton Exchange Membrane) meno referenziata della precedente,
- la tecnologia SOEC (Solid Oxide Electrolysis Cell), ancora a livello di pilota/dimostrativo.

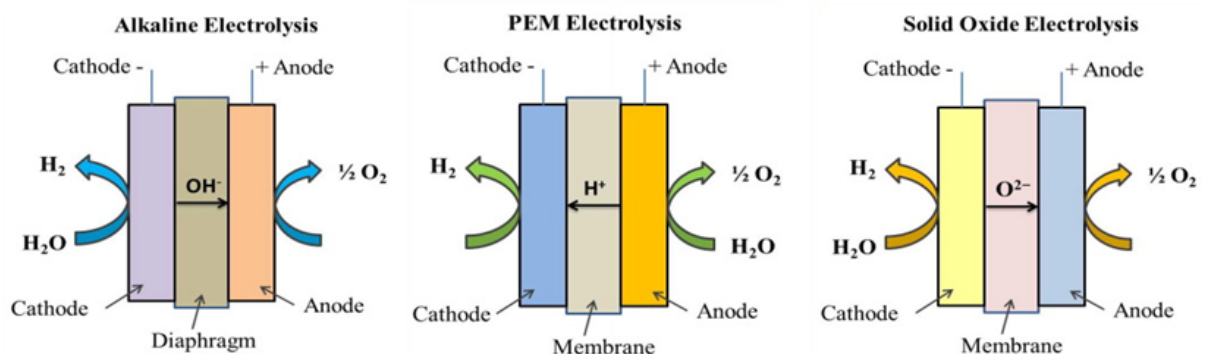


Figura 2-3: Principali tecnologie di elettrolisi

I fornitori di elettrolizzatori (tecnologie AWE e PEM) propongono a catalogo unità fino a 20 MW di capacità, ma le loro referenze per la maggior parte sono al di sotto di questi valori.

### **Tecnologia AWE**

Gli elettrolizzatori alcalini sono i più economici e diffusi; utilizzano una soluzione elettrolitica alcalina (solitamente KOH) con concentrazione tra il 20 ed il 30% e pressioni comprese tra atmosferica e 10 bar (massimo 30 bar). Gli impianti sono di capacità fino a 5 MW realizzati con moduli da 0,5 a 2,5 MW, ma si hanno referenze di impianti che arrivano fino a 30 MW.

I futuri sviluppi prevedono di adottare densità di correnti più elevate, passando da circa 5 kA/m<sup>2</sup> attuali fino a 9÷14 kA/m<sup>2</sup> (con pressioni fino a 60 bar), e realizzare stack di 5 MW ed oltre, permettendo di ridurre il BoP di ogni singola stack, il foot print del modulo e relativi costi associati.

I consumi energetici della cella/stack variano da 4,2 a 4,8 kWh/Nm<sup>3</sup> lato DC a cui si dovranno aggiungere i consumi dei sistemi ausiliari, principalmente per il raffreddamento e la compressione, che rappresentano circa il 5-10% dei consumi totali.

### **Tecnologia PEM**

Gli elettrolizzatori PEM sono più compatti rispetto agli alcalini ed operano con densità di corrente più elevate, possono lavorare a potenza anche rapidamente variabile (come nel caso di alimentazione da fonte rinnovabile non programmabile), impiegano semplice acqua come soluzione elettrolitica, producono idrogeno in pressione ed elevato grado di purezza, ma sono al momento più costosi degli alcalini e poco referenziati con capacità di moduli da qualche centinaio di kW ad 1 MW. I potenziali vantaggi rispetto alla tecnologia alcalina sono maggiore sicurezza ed affidabilità per l'assenza di elettroliti liquidi corrosivi, una notevole compattezza, semplicità progettuale, operativa e di manutenzione, possibilità di lavorare ad elevate densità di corrente. Un problema è rappresentato dai materiali impiegati, che contribuiscono sensibilmente al costo finale del sistema.

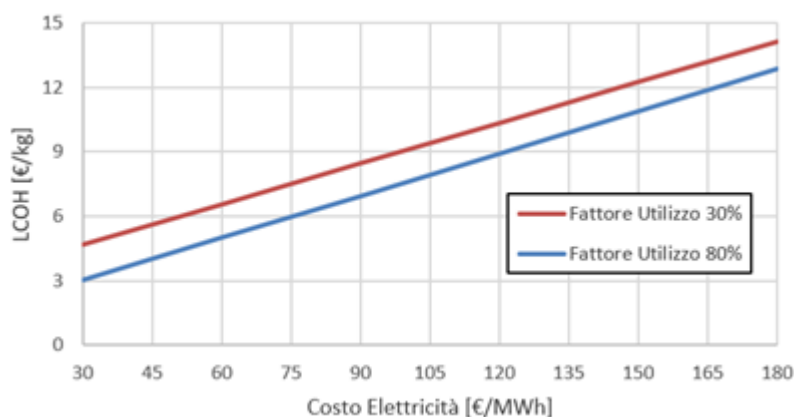
### **Tecnologia SOEC**

Gli elettrolizzatori ad ossidi solidi (SOEC) possono essere alimentati a potenza variabile, e sono anche reversibili, cioè possono funzionare sia da elettrolizzatori che da celle a combustibile, hanno rendimenti più elevati dei PEM ma anche costo ben più alto. Gli elettrolizzatori a ossidi solidi funzionano a temperature molto più elevate (circa 700°C - 800°C). Per il momento è una tecnologia non ancora commerciale allo stato di pilota/dimostrativo. Di seguito si riporta una comparazione tra le diverse tecnologie.

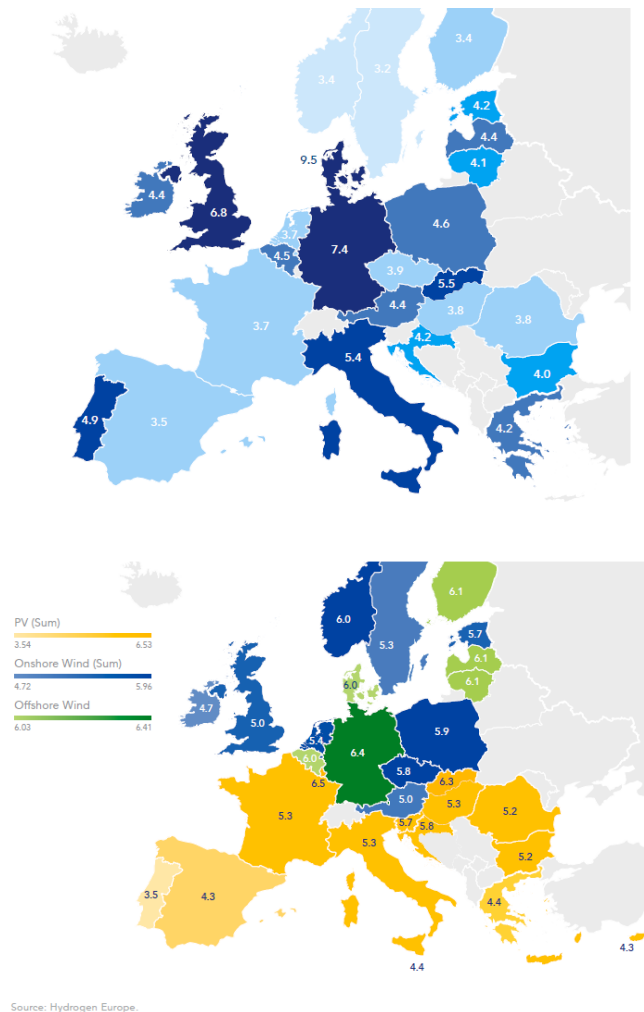
Parametri tecnico/economici	AWE (sviluppo futuro)	PEM	SOEC
Temperatura (°C)	60÷90	50÷80	650÷1000
Pressione (bar)	1÷30 (60)	30÷60	1
Capacità stack (MW)	0.5 (< 5)	0.1	na
Consumo energetico stack (kWh/Nm <sup>3</sup> )	4.2÷4.8	4.0÷5.0	3.2
Current Density (kA/m <sup>2</sup> )	4 (< 15)	< 20	< 10
Max unit capacity (MW)	20	20	0.15
Operating ratio (%)	20÷100	0÷100	100÷100
Foot print (m <sup>2</sup> )	700÷1000	800	na
Electrolyzer capex (M€/MW)	450÷1200 (300÷450)	800÷1600	> 2000
EPC capex (M€/MW)	1000÷1500	1200÷1700	na

**Tabella 2-2 Comparazione tecnologie elettrolisi**

L'idrogeno prodotto via elettrolisi è circa il 2% del totale. I costi di produzione dell'idrogeno via elettrolisi dipendono da vari fattori, tecnici ed economici tra cui: CAPEX, efficienza di conversione, costo dell'elettricità, il numero di ore di effettiva produzione. I CAPEX degli elettrolizzatori variano oggi nel range 500-1400 \$/kWe per quelli alcalini, 1100-1800 \$/kWe per i PEM (Proton Electrolytic Membrane) e 2800-5600 \$/kWe per i SOEC (Solid Oxide Electrolyzer Cell). La riduzione dei costi in prospettiva è associata a innovazione tecnologica (sviluppo di nuovi e più economici materiali per membrane ed elettrodi), economie di scala e automazione nel processo di produzione (-20% dei CAPEX degli elettrolizzatori alcalini passando da 1 a 20 stack; -40% dei CAPEX dei PEM passando da 1 a 6 stack). Aumentando l'operatività dell'elettrolizzatore diminuisce l'impatto dei CAPEX sui costi di produzione e aumenta quello del costo dell'elettricità. Disporre, pertanto, di elettricità a basso costo che garantisca una elevata operatività dell'elettrolizzatore, è fondamentale per produrre idrogeno a basso costo (ad esempio il surplus di elettricità da fonti rinnovabili e la produzione di idrogeno via elettrolisi da stoccare ed impiegare successivamente). La Figura 2-4 mostra la relazione tra costo di produzione dell'idrogeno via elettrolisi, operatività dell'impianto e costo dell'elettricità prelevata dalla rete ed in Figura 2-5 ancora costo di produzione dell'idrogeno con impianto connesso alla rete e direttamente ad impianto rinnovabile (fonte: Energy Europe).



**Figura 2-4 Costo di produzione H2 (LCOH)**



**Figura 2-5 Costo di produzione H2 per energia elettrica da rete e direttamente da impianto rinnovabile (fonte: Hydrogen Europe)**

Quest'ultima è disponibile a costi molto bassi per poche ore in un anno, nel qual caso l'elettrolizzatore risulta poco impiegato e i costi di produzione risultano elevati per l'incidenza dei CAPEX.

Aumentando l'operatività dell'elettrolizzatore, i costi di produzione si abbassano, anche considerando costi elettrici superiori; per livelli di operatività nel range 3000-6000 ore i costi di produzione di idrogeno sono i più bassi (a valori superiori si sconta l'impatto dei costi elettrici più elevati nelle ore di picco).

Con la diminuzione dei costi di generazione elettrica da solare (PV) e/o eolico, realizzare elettrolizzatori in aree con condizioni favorevoli per la fonte rinnovabile, potrebbe divenire in futuro un'opzione importante per disporre di idrogeno a basso costo (occorre comunque tenere conto dell'impatto dei costi di trasmissione e distribuzione dell'idrogeno).

L'elettrolisi per la produzione di idrogeno richiede un consumo netto di circa 9 litri di acqua per kg di idrogeno prodotto (sono prodotti 8 kg di ossigeno come sottoprodotto che può essere impiegato nel settore industriale o sanitario). Se tutta la produzione attuale di idrogeno (ca 70 Mt) fosse ottenuta mediante elettrolisi occorrerebbero più di 600 Mm3/anno di acqua (1,3% del consumo dell'intero settore energetico) rispetto a 345 Mm3 impiegati oggi per la produzione via SMR (circa 6,6 litri per kg idrogeno).

L'accesso all'acqua può rappresentare una criticità nelle aree a carenza idrica. Nelle aree costiere si potrebbe ovviare impiegando acqua di mare, dopo opportuna desalinizzazione (osmosi inversa), con costi aggiuntivi dell'ordine di 0,01-0,02 \$/kg H2.

### Majors Players

I principali fornitori di elettrolisi sono NEL Hydrogen che possiede sia la tecnologia alcalina che quella PEM, McPhy tecnologia alcalina, Thyssenkrupp tecnologia alcalina, Cummins tecnologia PEM, ITM Power tecnologia PEM, Siemens tecnologia PEM, mentre per le tecnologie SOEC si citano Sunfire ed Haldor

Topsoe. NEL Hydrogen detiene una parte importante del mercato attuale, mentre gli altri fornitori quote più piccole del mercato.

### 2.2.3 Idrogeno Blu

La produzione mondiale di idrogeno (ca. 70 Mt all'anno) si ottiene per più del 95% attraverso il syngas, una miscela costituita principalmente da idrogeno e monossido di carbonio.

Da questa miscela, dopo uno stadio di Water Gas Shift (WGS) e di purificazione, tipicamente mediante Pressure Swing Adsorption (PSA) o membrane si ottiene idrogeno di varia purezza usato in un gran numero di applicazioni.



Figura 2.6

Le tecnologie di produzione del gas di sintesi sopra menzionate, sono state continuamente migliorate negli ultimi cento anni da quando vennero utilizzate per la produzione del gas d'acqua negli anni Venti del secolo scorso e poi per la produzione di benzina attraverso in processo di Fischer-Tropsch negli anni Trenta. Le tecnologie di steam reforming (utilizzato soprattutto per trasformare il gas naturale in syngas), quelle dei reattori non catalitici di combustione substechiometrica (utilizzati soprattutto per gasificare il carbone o i residui di lavorazione del petrolio) e quelle dei processi di autothermal reforming proposti inizialmente dalla Società Belge de l'Azote negli anni Sessanta sono stati quindi sviluppati e continuamente migliorati ma si tratta di miglioramenti incrementali. Ad oggi, la quindicina di principali "players" che disegnano e costruiscono impianti syngas per ottenere un gran numero di prodotti chimici ed energetici, si dividono un mercato in continua crescita che vale più di 10 B€ all'anno, ma se lo disputano con chiavi tecnologiche molto simili.

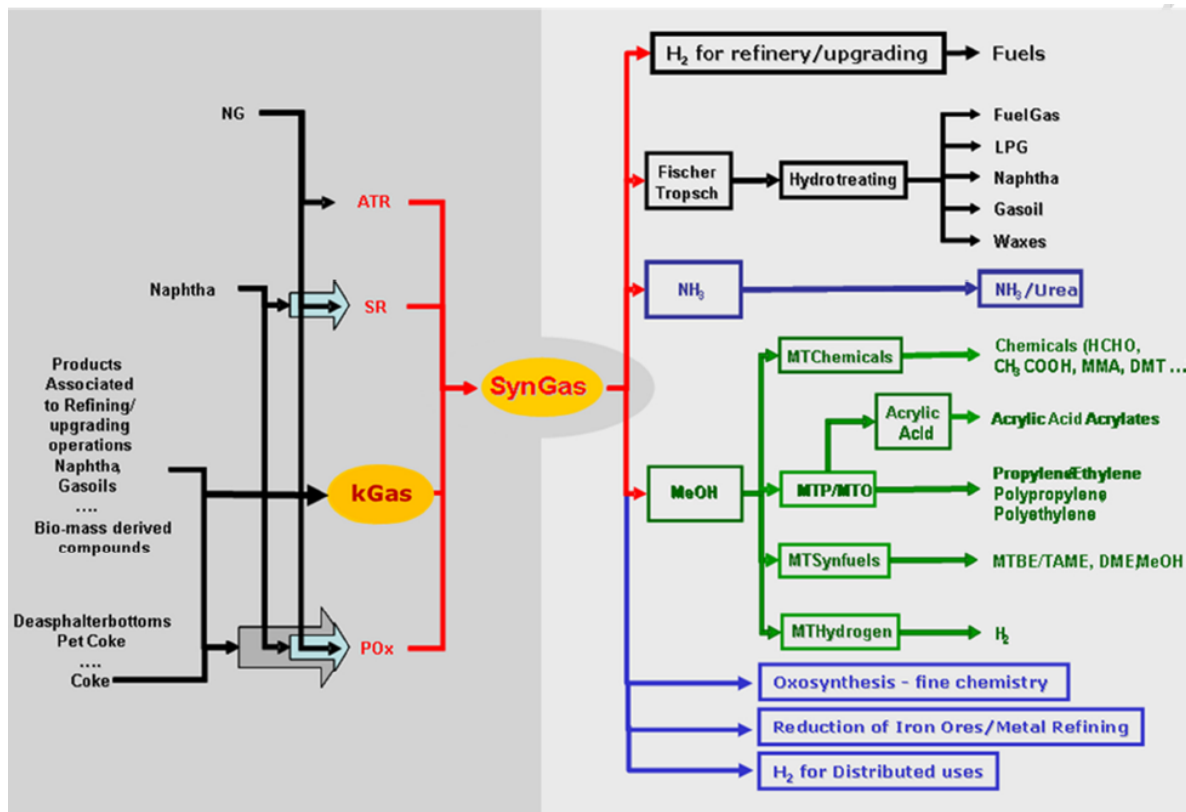


Figure 2-7

### STEAM REFORMING METANO (SMR)

Il processo convenzionale per la produzione di idrogeno è lo SMR che copre circa il 50% del fabbisogno mondiale di H<sub>2</sub>. Tale processo consiste in una reazione catalitica in cui il CH<sub>4</sub> reagisce con il vapore ad alta temperatura (800°C) per generare H<sub>2</sub> e CO (syngas). Questo processo richiede calore esterno, che riduce le efficienze e produce un flusso di CO<sub>2</sub> diluito. Il processo di reforming è seguito da un processo di water gas shift in cui la CO reagisce con l'acqua a temperature più basse per generare più H<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub>. Quindi, la CO<sub>2</sub> può essere catturata ottenendo un flusso di H<sub>2</sub> ad alta purezza. Per questa tecnologia esistono obiettivi di riduzione dei costi.

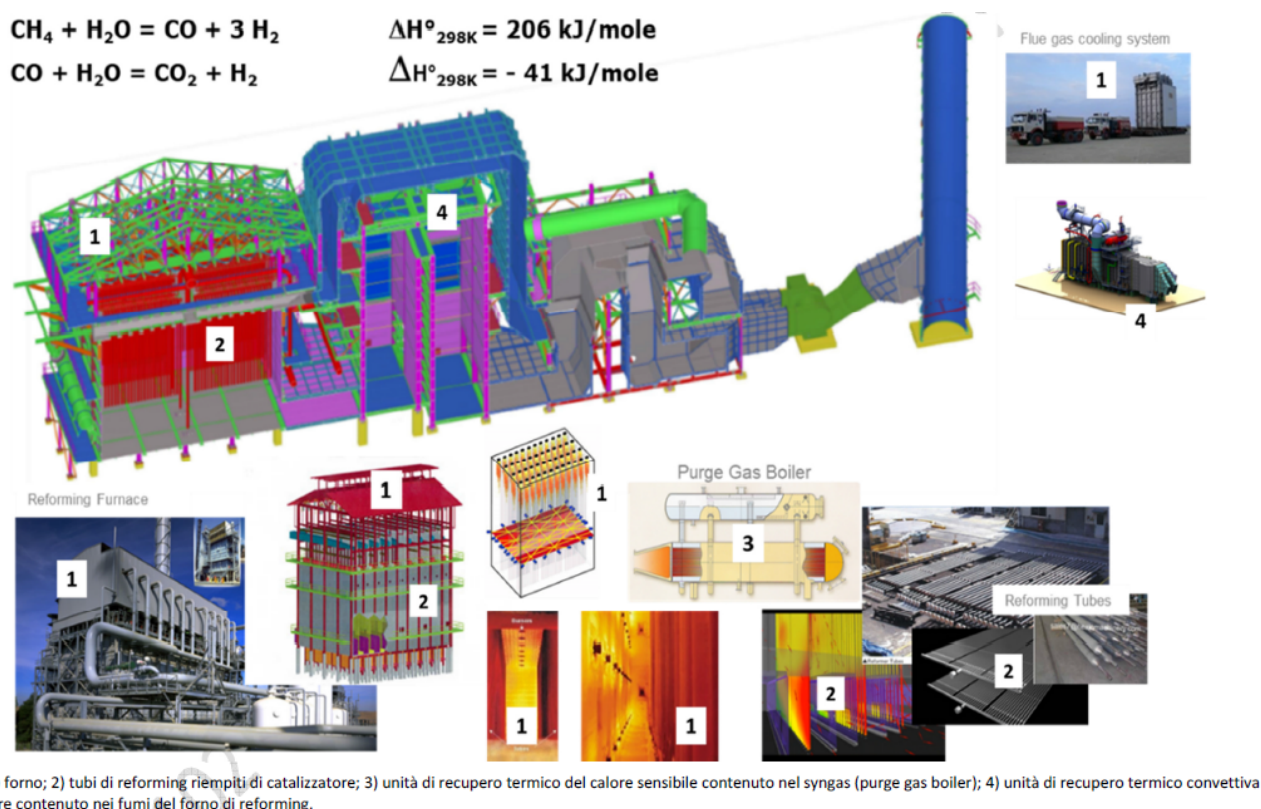


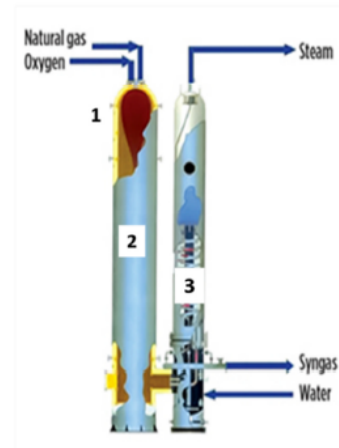
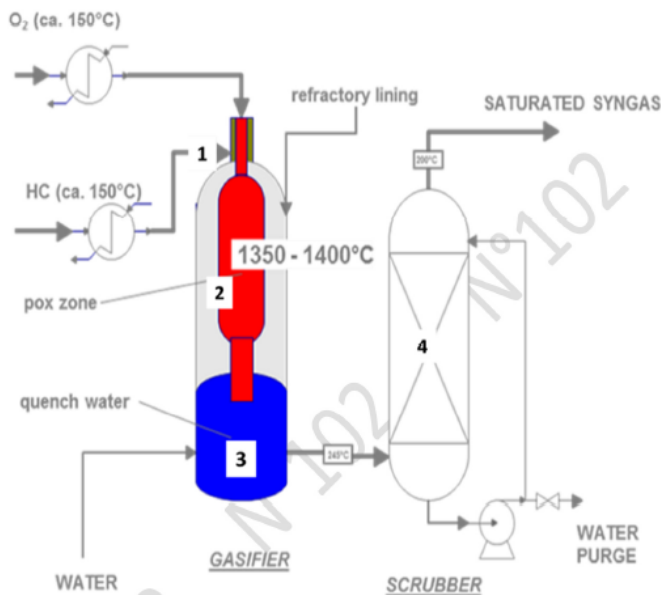
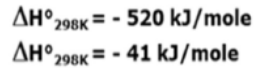
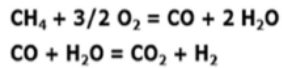
Figura 2-8

### PARTIAL OXIDATION POX

La produzione di gas di sintesi basata unicamente su reazioni omogenee è detta gassificazione od ossidazione parziale (Partial Oxidation, POX). L'agente ossidante e la carica di idrocarburi sono mescolati in un reattore, dove vengono lasciati reagire in fase omogenea ad altissima temperatura, in genere 1.300-1.400°C. Il gas risultante è sottoposto a raffreddamento rapido (quench) o refrigerato con produzione di vapore, mentre i sottoprodotti carboniosi, come la fuliggine, sono rimossi mediante lavaggio. La formazione di questi sottoprodotti influisce sull'efficienza rispetto al carbonio.

La gassificazione è un processo versatile che consente di convertire un'ampia gamma di cariche a gas di sintesi. Le tecnologie di gassificazione a flusso trascinato, in particolare, sono in grado di operare con cariche liquide o gassose. Sia Shell che Texaco producono da decenni tecnologia per la conversione del gas naturale per gassificazione e, recentemente, Lurgi ha proposto un processo di gassificazione multiuso (Multi-Purpose Gasification, MPG), disponibile anche in una versione progettata per operare con cariche di gas naturale.

Quando operano con cariche gassose, i gassificatori sono utilizzati per lo più in modalità con caldaia, in cui il gas prodotto dal gassificatore è raffreddato mediante generazione di vapore in una caldaia progettata per resistere a condizioni di processo aggressive e alla presenza di fuliggine. La temperatura di uscita dal gassificatore è alta, di solito intorno a 1.300-1.400°C, per ridurre al minimo la formazione di fuliggine e garantire la conversione quasi completa della carica.



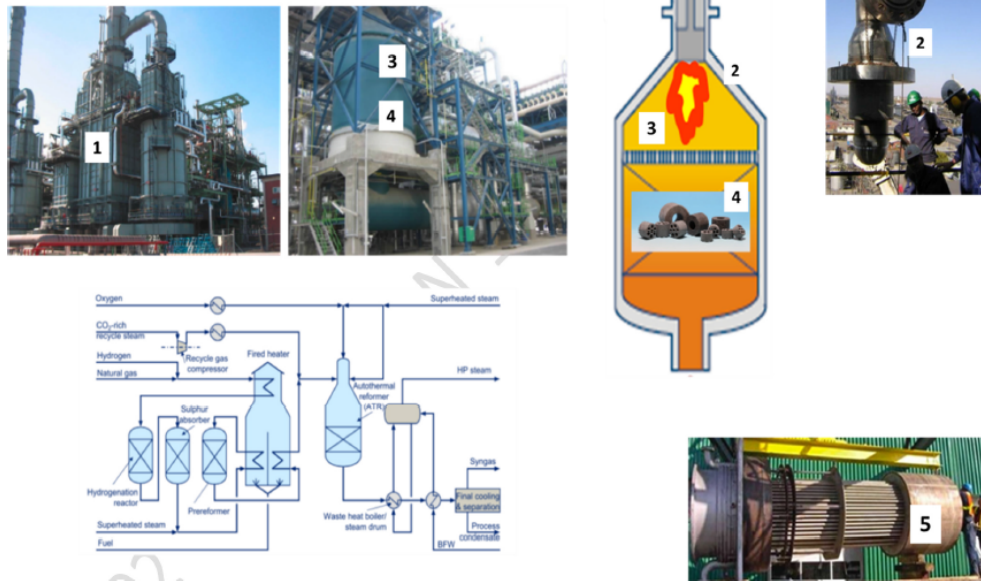
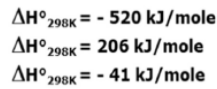
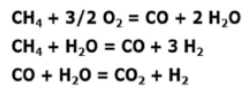
Nota: 1) bruciatore, 2) camera di combustione, 3) sistema di recupero termico del calore sensibile contenuto nel syngas, 4) sistema di lavaggio e rimozione delle sostanze inquinanti

Figura 2-9

### REFORMING AUTOTERMICO (ATR)

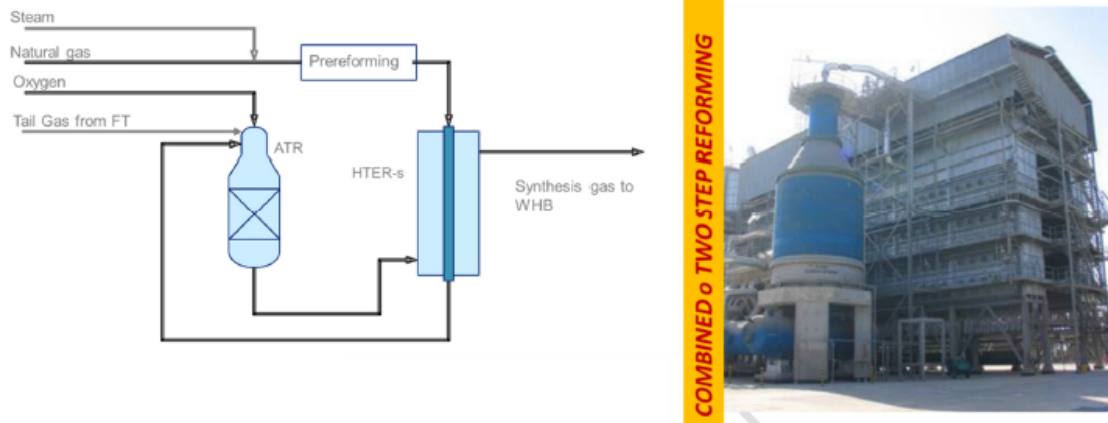
Il reforming autotermico è una variazione dell'SMR in cui, invece di utilizzare vapore ad alta temperatura, il metano reagisce in un'atmosfera con deficit di O<sub>2</sub> evitando la necessità di un apporto esterno di calore. Una volta prodotto il syngas, il resto del processo è simile a SMR con la differenza che i rapporti H<sub>2</sub>/CO sono diversi e le condizioni operative e di progettazione dei processi a valle devono essere adattate. Al contrario dello SMR questo processo richiede apporto di ossigeno.

La combinazione del reforming autotermico (ATR) con un Gas Heated Reformer (GHR) consente di ottenere maggiori efficienze, minore produzione di CO<sub>2</sub> e minore consumo di ossigeno. L'ATR e il GHR sono poste in serie e il GHR funge sia da preriscaldatore sia da raffreddatore dell'ingresso/uscita dell'ATR. Il vantaggio di GHR è che pre-riforma il gas che va all'ATR utilizzando il calore dei gas di scarico dell'ATR ed esegue parte del reforming che altrimenti avrebbe luogo nell'ATR. La principale sfida tecnica per GHR è la deposizione di carbonio, sotto forma di polvere, nelle zone ad alta temperatura (1100°C e 600-800°C) all'uscita dell'ATR. Questo può essere risolto selezionando il materiale in grado di resistere alle condizioni e ai cicli termici oppure diminuendo la pressione di esercizio o aggiungendo più vapore, con penalizzazione dell'efficienza del processo.



Nota:1) forno di pre-riscaldamento, 2) bruciatore, 3) camera di combustione, 4) letto catalitico, 5) waste heat boiler per il recupero termico del calore sensibile contenuto nel syngas prodotto, 6) sezione convettiva di recupero termico dai fumi del forno di preriscaldamento

Figura 2-10



Integrazione di SR e ATR (Combined Reforming-CR) usato soprattutto per la sintesi del metanolo e ammoniacale

Figura 2-11

### CATALYTIC PARTIAL OXIDATION (CPO)

Eni sta proponendo una sua tecnologia detta "Short Contact Time Catalytic Partial Oxidation" SCT-CPO per la produzione di idrogeno. Un impianto pilota (5000 Nm<sup>3</sup>/h of H<sub>2</sub>) partirà nella raffineria di Taranto nel 2021. Vantaggi e svantaggi sono gli stessi dell'ATR con in più la possibilità di trattare cariche di diversa composizione evitando la sezione di pre-reforming ed una più limitata impronta emissiva in termini di CO<sub>2</sub> sia diretta che indiretta. Le aspettative sono di una riduzione dell'unità di generazione syngas e conseguentemente dei relativi CAPEX. Lo scale-up per un reattore su scala commerciale non è stato ancora realizzato.

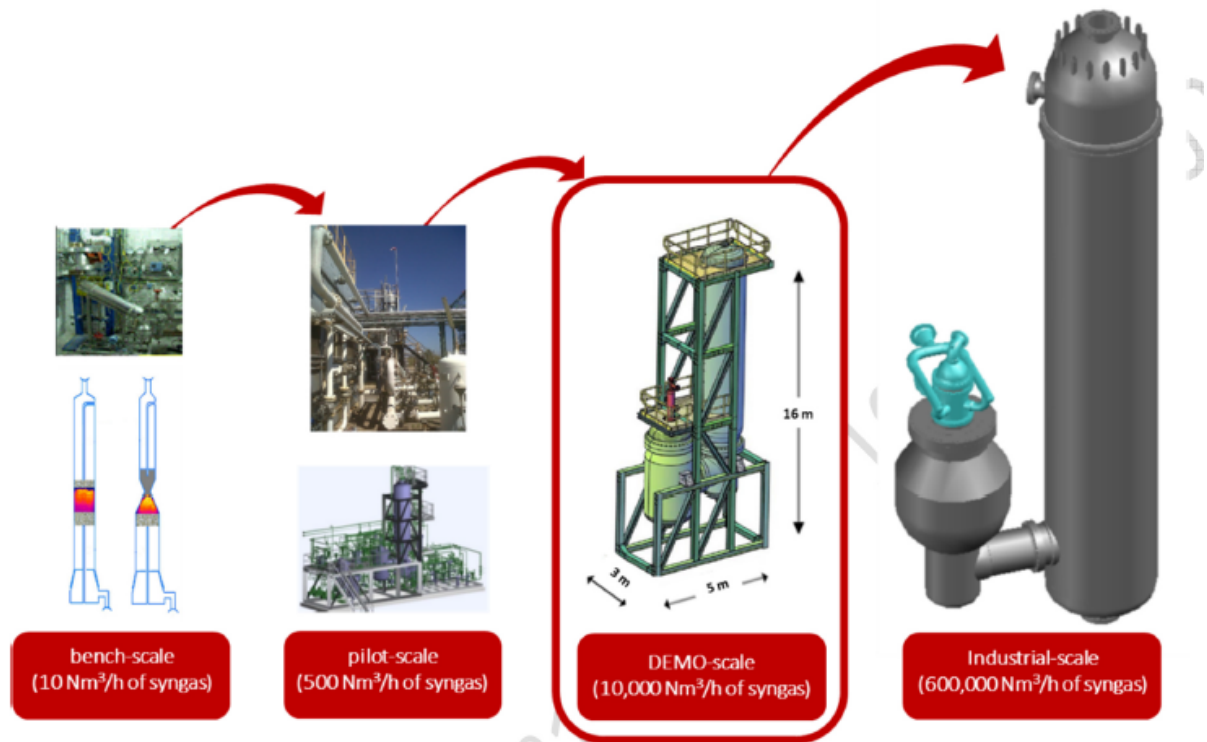


Figura 2-12

### Waste to H<sub>2</sub> (WTH<sub>2</sub>)

L'idrogeno può essere prodotto attraverso gassificazione di rifiuto non riciclabile (residuo del trattamento frazione plastica riciclata e frazione indifferenziata del rifiuto). L'intera tecnologia, da rifiuto ad H<sub>2</sub>, è licenziata da MyRechemical s.r.l. Le singole sezioni di cui è composto il processo sono tecnologie mature. La sezione più importante è la gassificazione del rifiuto che avviene in un reattore ad elevata temperatura, garantendo un'elevata conversione del rifiuto e la fusione e seguente vetrificazione della frazione inerte. In particolare, il reattore può essere suddiviso in 3 zone. La zona di melting dove grazie all'esotermicità delle reazioni di ossidazione si raggiungono temperature molto elevate, tra 1600 e 2000°C, temperature che permettono la fusione del materiale intero del rifiuto. Tali temperature vengono raggiunte proprio grazie all'introduzione di ossigeno puro come agente ossidante e non aria che altrimenti diluirebbe il calore prodotto. La scoria fusa viene poi raffreddata recuperando così un materiale vetrificato inerte. Nella zona centrale, detta di gassificazione, avvengono principalmente le reazioni di ossidazione parziale, essendo in questa zona la quantità di ossigeno substechiometrica, che contribuiscono alla formazione del syngas. Infine, nella zona di stabilizzazione, nella sezione alta del reattore, un'ulteriore introduzione di ossigeno, comporta di nuovo l'aumento delle temperature che fino a circa 1000-1100°C, garantendo l'eliminazione di composti pesanti (TAR).

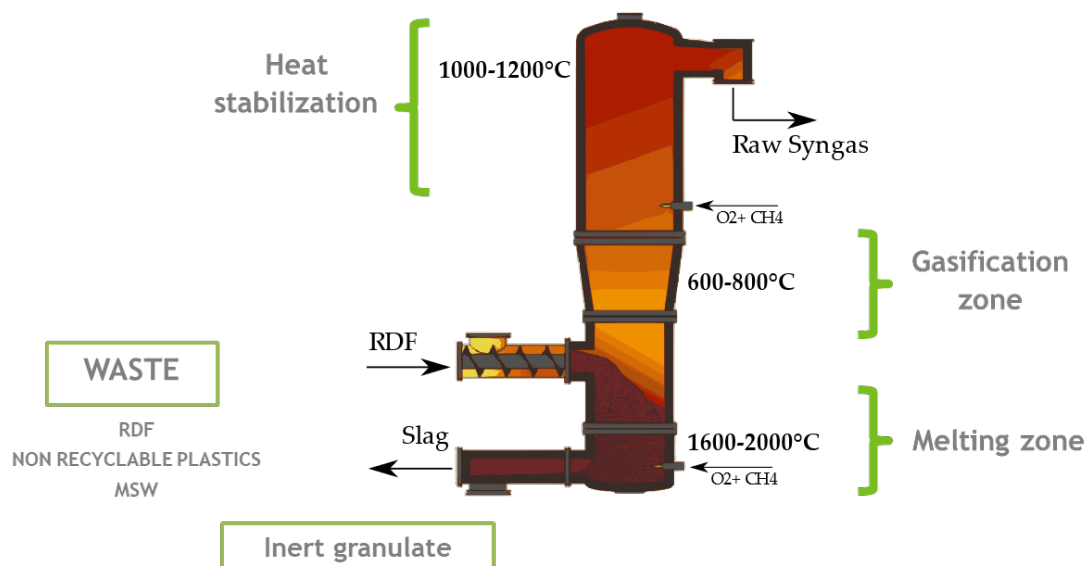


Figura 2-13

A questo punto il syngas è rapidamente raffreddato, in modo da congelarne la composizione, e non permettere la formazione di composti non desiderati, tramite un raffreddamento evaporativo.

Successivamente il syngas subisce una serie di lavaggi, in modo da eliminare i principali contaminanti che potrebbe trasportare con sé.

In media il syngas direttamente uscente dalla gassificazione rispetta un rapporto H<sub>2</sub>/CO di circa 1. Per aumentare la resa in idrogeno lo schema di processo prevede l'aumento della quantità di H<sub>2</sub> tramite la reazione di water gas shift. A tal fine, il syngas deve rispettare dei criteri stringenti di purificazione relativo all'applicazione di catalizzatori.

Per quanto descritto sopra, a valle della sezione di lavaggio troviamo una sezione di purificazione, che permette di eliminare le possibili residue tracce di contaminanti quali H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub>, metalli pesanti, HCl, HF.

Infine, il syngas subisce il processo di condizionamento, cioè viene mescolato con vapore e mandato allo step di reazione di WGS. Una volta aumentata la resa di H<sub>2</sub>, il syngas uscente dallo step reattivo viene mandato a separazione, usualmente tramite PSA, per ottenere idrogeno come prodotto finale.

Il costo finale di produzione dell'idrogeno mediante gassificazione varia a seconda della materia prima utilizzata, ma oscilla comunque attorno a 1,6-2,2 \$/kgH<sub>2</sub>. Per quanto riguarda l'applicazione del rifiuto, la gate fee ad esso associata permette di avere costi di produzione competitivi che oscillano tra 1,2-1,6 €/kgH<sub>2</sub>.

Una taglia tipica di un impianto waste to H<sub>2</sub> permette la conversione di circa 200'000 t/anno di rifiuti e la produzione di 18'000 t/anno di H<sub>2</sub>.

Una taglia tipica di un impianto convenzionale di gassificazione è 500 t H<sub>2</sub>/giorno, mentre le efficienze (in termini di LHV) oscillano tra il 70-80%.

Come evidenziato già, questa tecnologia ha proprio il vantaggio di poter trattare in alimentazione diverse feedstock, come idrocarburi, biomasse o rifiuti. In quest'ultimo caso, la gassificazione svolge un ruolo importante, offrendo il duplice beneficio di produrre idrogeno dando inoltre nuova vita a un rifiuto, che verrebbe altrimenti inviato a smaltimento in discarica.

### STEAM METHANE REFORMING ELETTRICO (E-SMR)

L'elettificazione del SMR permette di eliminare le emissioni di CO<sub>2</sub> relative alla produzione del calore di reazione, che rappresentano circa la metà delle emissioni totali. Il calore di reazione è fornito elettricamente e non tramite la combustione di una parte della carica di metano. La produzione di CO<sub>2</sub> è così legata soltanto alla stechiometrica della reazione di SMR. In questo modo si può produrre idrogeno con soltanto circa 0,5 ton di CO<sub>2</sub> per Nm<sup>3</sup>.

Inoltre, il gas di scarico prodotto al camino è più concentrato in CO<sub>2</sub>, rispetto a quella prodotto da SMR convenzionale semplificando così notevolmente l'applicazione di tecnologie CCS. Il costo di separazione della CO<sub>2</sub> varia infatti tra 30-70 €/ton nel caso provenga da SMR convenzionale. Nel caso, dell'E-SMR è prevista all'interno del processo la purificazione per la produzione di CO<sub>2</sub> ad elevata purezza, maggiore del 99%. L'aspetto critico è raggiungere tramite un forno elettrico temperature elevate (800-1000°C).

Il processo di E-SMR può essere accoppiato al processo di mineralizzazione. In tal modo, le emissioni di CO2 dirette complessive possono diventare pari a zero. Ovviamente vanno tenute in conto anche le emissioni indirette associate all'energia elettrica applicata per il riscaldamento del forno e per i processi connessi alla mineralizzazione, e.g. la macinazione del minerale. Il consumo di energia elettrica per la produzione di H2 da E-SMR accoppiato con mineralizzazione è pari a circa 1.75-2 kWh/Nm3 di H2. Questo lo rende quindi competitivo con l'idrogeno verde da elettrolisi anche nel caso di una alta % di rinnovabili a disposizione.

Se viene implementata la cattura della CO2 (CCS), le tecnologie più mature per la produzione di idrogeno blue sono SMR, ATR e potenzialmente il processo di ossidazione parziale CPO.

Considerando cariche pesanti o carbone, H2 si ottiene tradizionalmente tramite gassificazione con efficienze di conversione su base LHV di circa il 55-60% e co-produzione di energia elettrica. Per la cattura della CO2 la tecnologia più utilizzata è l'assorbimento con solventi: miscele di ammine sono lo standard ma notevole interesse si sta concentrando anche su e-sweet (liquidi ionici). Possibili alternative di processo per la produzione di idrogeno (TRL più bassi) sono il Chemical looping reforming (TRL 3-5), che utilizza l'ossidazione indiretta di un combustibile fossile con aria mediante carriers metallici; il Reforming con reattori a membrana (TRL 3-5) e la Pirolisi del metano (TRL 3-4) che, diversamente dalle tecnologie sopra menzionate, permette la produzione diretta di carbonio solido come coprodotto.

Idrogeno si ottiene inoltre, a partire da Biomassa solida, mediante gassificazione con o senza CCS; da Biogas, attraverso reforming con o senza CCS oppure reattori a membrana.

Di seguito il livello di maturità delle diverse tecnologie di produzione:

	SMR	ATR	CPO	WtoH2	e-SMR
<b>Livello di maturità tecnologica (TRL)</b>	9	9	7	8	4/5

**Tabella 2.3**

### 2.3 Principali Indicatori Tecnico/Economici

Considerando un costo del gas naturale nell'intervallo 3-11 \$ per MBtu a seconda delle aree geografiche di produzione, ipotizzando di utilizzare la tecnologia SMR senza la cattura della CO2, il "Levelised Cost of H2 (LCOH2)" nelle diverse aree geografiche è indicato nella seguente tabella:

Country /Region	LCOH2 (\$/kg)
Europe	1,7
USA	1
Russia	1,1
China	1,8
Middle East	0,9

Fonte: "Hydrogen production costs by production source. IAE 2018"

**Tabella 2-4**

Nella tabella seguente è confrontato il costo di produzione dell'idrogeno con SMR senza e con CCS nelle diverse aree geografiche e nelle sue principali componenti:

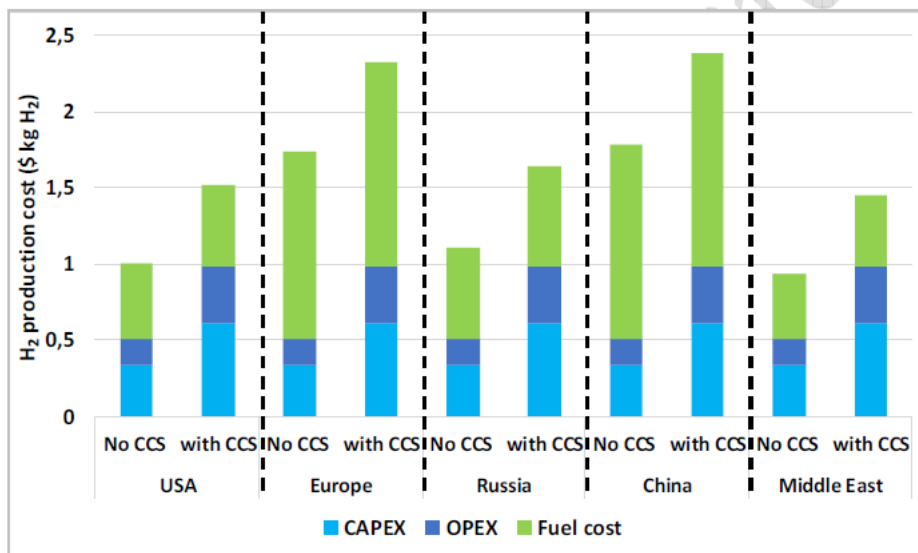


Tabella 2-5

Considerando un costo per la cattura della CO<sub>2</sub> (CCS) pari a 100 \$/Ton, il costo di produzione dell'idrogeno grigio e blu a secondo della tecnologia di produzione è indicato nella seguente tabella:

COSTI DI PRODUZIONE PER TECNOLOGIA		
	Idrogeno grigio	idrogeno blu
<b>SMR</b>	1.2/1.6 €/kg	2.1/2.6 €/kg
<b>ATR</b>	1.6/2.1 €/kg	2.6/3.6 €/kg
<b>WtH<sub>2</sub></b>	1.2/1.5 €/kg	
<b>e-SMR</b>	1.6/1.9 €/kg	2.1/2.8 €/kg

Tabella 2-6

Il costo di investimento di un impianto per la produzione di idrogeno blu per diverse tecnologie e capacità è indicato nella tabella seguente:

CAPEX IMPIANTI PRODUZIONE IDROGENO BLU			
	CAPACITA' (Nm3/h)	CAPEX (M€)	INCIDENZA CC (%)
IDROGENO BLU (SMR+CCS) (*)	100.000	420	44%
IDROGENO BLU (SMR+CCS) (**)	50.000	234	38%
IDROGENO BLU (ATR+CCS) (**)	50.000	261	28%
IDROGENO DA WTOH2	25.000	225	50%***
IDROGENO BLU (e-SMR+CCS)	50.000	120	15%

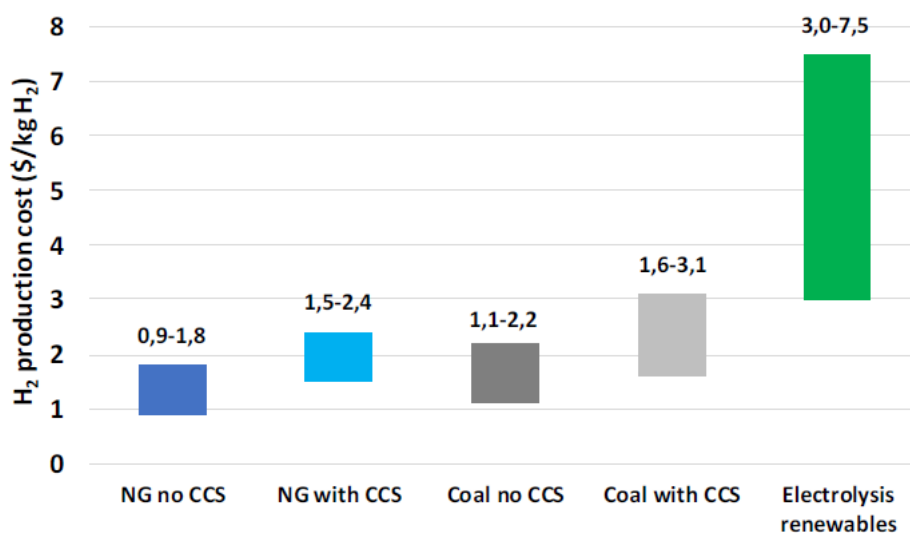
**Tabella 2-7**

[\*] EniProgetti Feasibility Study for a plant 100.000 Nm3/h H2 - Oct 2020

[\*\*] EniProgetti Feasibility Study for a plant 50.000 Nm3/h H2 - Blue Hydrogen Venezia – 2020

[\*\*\*] Il ricavo relativo al waste è incluso e detratto dal valore finale del COP dell'H2. L'incidenza del 50 % è calcolata sul totale dei costi (senza detrazione del ricavo dal waste)

Nella figura seguente sono riportati per comparazione i costi di produzione attuali dell'idrogeno da diverse fonti (media per diverse localizzazioni). Il grafico mostra che produrre idrogeno da fonti fossili anche in presenza della CCS è oggi più conveniente rispetto all'elettrolisi con elettricità prodotta da rinnovabili.



**Figura 2-14**

Nel breve termine (2030), la IEA valuta che la produzione di idrogeno da fonti fossili continuerà ad essere competitiva nel medio termine (Figura 2.15), con l'idrogeno prodotto da gas naturale e da carbone (senza e con CCS) più economico rispetto a quello ottenuto da elettrolisi e nel range 1,2-2,4 \$/kg H<sub>2</sub>, in funzione del costo del fuel, rispetto a valori nel range 2,3-6,1 \$/kg H<sub>2</sub> per l'idrogeno ottenuto da elettrolisi con rinnovabili.

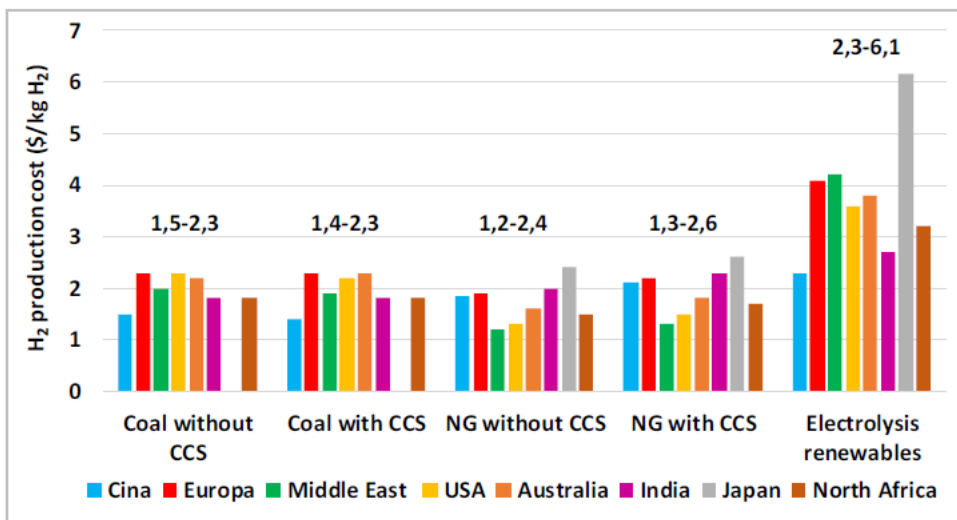


Figura 2-15

Nel lungo termine (2050) l'elettrolisi via rinnovabili diventerà competitiva con l'idrogeno prodotto da gas naturale con CCS (eccetto per alcune realtà come il Giappone con risorse rinnovabili insufficienti), mentre le opzioni di produzione da gas naturale senza CCS e soprattutto da carbone senza CCS saranno penalizzate dagli elevati costi associati alla CO2 emessa (Figura 2-16). La produzione da gas naturale con CCS potrebbe essere l'opzione migliore in regioni con disponibilità di gas a basso prezzo e di siti di stoccaggio di CO2 che potrebbe invece essere un vincolo per altre regioni che non dispongono di tali risorse.

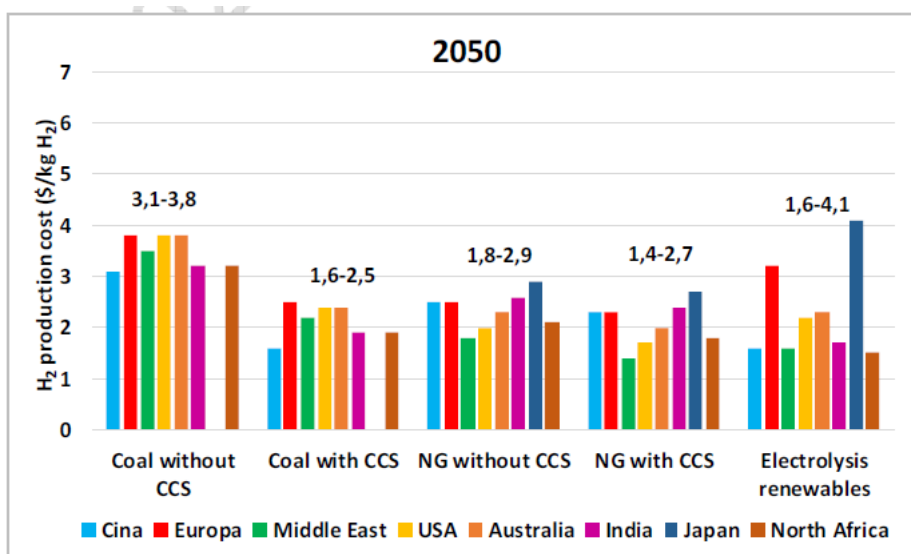


Figura 2-16

## 2.4 CO2 “Intensity” dei Processi di Produzione Idrogeno

Le emissioni di anidride carbonica delle filiere dell'idrogeno sono misurate nel ciclo di vita del combustibile, includendo non solo quelle del processo produttivo, ma anche quelle generate dalla produzione di energia consumata da quest'ultimo.

Su questa base, la produzione di idrogeno da fonti fossili comporta l'emissione di quantità elevate di CO2 e genera oggi a livello globale 830 Mt CO2/anno, di cui 130 Mt CO2/anno catturate per la produzione di urea e il resto emesso in atmosfera.

Come evidenziato in Figura 2-17, l'intensità carbonica dell'idrogeno prodotto da gassificazione del carbone senza CCS (20,2 kg CO2/kg H2) è più che doppia di quella dell'idrogeno prodotto via SMR senza CCS (8,9 kg CO2/kg H2), mentre per la produzione via elettrolisi l'intensità carbonica dipende dalla fonte elettrica impiegata. Le perdite di conversione del processo di generazione elettrica comportano, infatti, che impiegare elettricità prodotta da gas naturale o da carbone per l'elettrolisi dell'acqua produce più emissioni che produrre idrogeno direttamente da GN o carbone. L'intensità carbonica dell'idrogeno prodotto via elettrolisi con elettricità prelevata dalla rete (world average energy mix) è pari a 25,6 kg CO2 per kg di idrogeno prodotto, superiore a quella dell'idrogeno ottenuto via SMR (8,9 kg CO2/kg H2) o via gassificazione del carbone (20,2 kg CO2/kg H2).

L'intensità carbonica dell'idrogeno prodotto da elettrolisi sarà inferiore rispetto a quella dell'idrogeno ottenuto da GN o carbone senza CCS solo se l'elettricità impiegata avrà una intensità carbonica < di 0,02 kg CO2/kWh. Ad esempio, le previsioni relative alla rete elettrica UK stimano che le emissioni associate alla produzione elettrica nel 2050 siano dell'ordine di 0,01 kg CO2/kWh; impiegando questa elettricità, l'intensità carbonica dell'idrogeno prodotto sarebbe di 0,66 kg CO2/kg H2, un valore inferiore della produzione da NG con CCS.

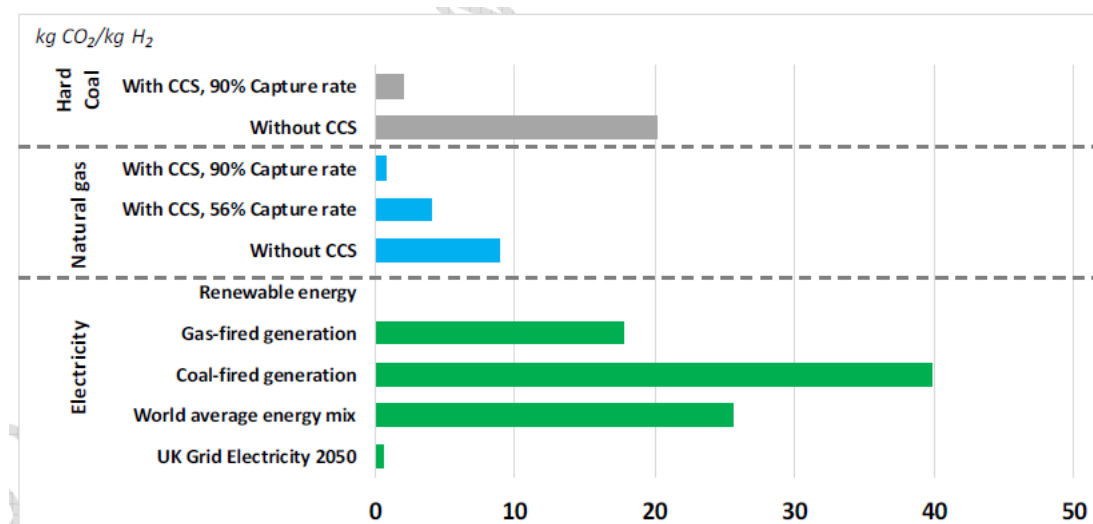


Figura 2-17

Le emissioni su base LCA sono indicate nella tabella allegata:

EMISSIONI CO2 (LCA)					
	SMR	ATR	CPO	WTH2	eSMR
LCA (kg CO2/kgH2)	10/14		11/15	0 or sink (*)	11/13**

[\*] facendo valutazione LCA e considerando la mancata emissione per la conversione del rifiuto

[\*\*] considerate anche le emissioni indirette relative all'uso di energia elettrica, tenuto conto di una rete elettrica di riferimenti media europea attuale – 32% di rinnovabile. Nella previsione di aumento di tale % le emissioni crollano drasticamente fino 5-6 kg Co2/ kg H2. Se associato a mineralizzazione diventano 0.

Tabella 2-8

## 2.5 Evoluzione Tecnologica

### IDROGENO BLU

Possibili alternative di processo per la produzione di idrogeno (TRL più bassi) sono il Chemical looping reforming (TRL 3-5), che utilizza l'ossidazione indiretta di un fossil fuel con aria mediante carriers metallici; il Reforming membrane reactors (TRL 3-5) e la Piroli del metano (TRL 3-4) che, diversamente dalle tecnologie sopra menzionate, permette la produzione diretta di carbonio solido come coprodotto.

### IDROGENO VERDE

Guardando a tecnologie meno mature, l'idrogeno verde può essere prodotto anche con i Solar Thermochemical Cycle (STC) che utilizzano la radiazione solare per la termolisi dell'acqua. Se il direct water splitting richiede  $T > 2500\text{K}$  per ottenere rese accettabili di  $\text{H}_2$ , i STC sono processi nei quali la decomposizione della molecola di  $\text{H}_2\text{O}$  avviene attraverso reazioni chimiche intermedie e dove altri prodotti sono continuamente riciclati, riducendo così le temperature di esercizio ( $>700^\circ\text{C}$ ) con efficienza solar-to- $\text{H}_2$  del 18%, assumendo efficienze del 45% solar to thermal. Le Solar towers e i Solar dish sono le tecnologie utilizzate per raggiungere tali valori di T nei reattori solari mentre i cicli termodinamici più studiati e impiegati sono quelli basati sullo zolfo o su cicli di ossido-riduzione di ossidi metallici (TRL 5). È possibile utilizzare la radiazione solare anche nelle photo-electrochemical cells (PEC) che combinano in una sola unità le funzioni delle celle PV e degli elettrolizzatori (TRL 3-4) con efficienza solar-to- $\text{H}_2$  del 12%. In aggiunta,  $\text{H}_2$  si ottiene mediante elettrolisi. Esistono diverse tipologie di elettrolizzatori commerciali a bassa temperatura, più diffusi (alcalini TRL 9 e polimerici TRL 7), e ad alta temperatura, ovvero Solid Oxide Electrolyte (SOEC TRL 5+6) and Proton Conducting Ceramic (PCCC TRL 2+3).

Negli ultimi anni molti sforzi sono stati dedicati allo sviluppo e al testing di fuel cell per la produzione di  $\text{H}_2$  con CCS partendo da gas naturale. Questo concetto si applica con MCFCs e SOFCs; l'idea è di utilizzare condizioni favorevoli alla produzione combinata di  $\text{H}_2$  ed elettricità sfruttando le reazioni di reforming interne alla cella (TRL 4-6).

## 2.6 Major Players Progetti in Corso

Soprattutto in ambito idrogeno verde sono in corso alcune iniziative su grande scala. In Francia la H2V ha annunciato due grandi progetti (H2V Normandie e H2V59) per installare elettrolizzatori alcalini da 100 MW e generare  $\text{H}_2$  dall'elettricità di rete (operativo a metà del 2020), in Danimarca, Shell ed Everfuel hanno stabilito una partnership per costruire un elettrolizzatore da 20 MW in una raffineria a Fredericia, Danimarca. Nei Paesi Bassi, Gasunie e Nouryon si sono assicurati il finanziamento di un elettrolizzatore da 20 MW a Delfzijl per l'uso nei prodotti chimici.

Gli obiettivi di riduzione dei costi annunciati sono della FCH JU (Europa) di giungere a CAPEX 400€/kW ed OPEX di 16/(kg/d) /yr nel 2020.

# TRASPORTO, STOCCAGGIO E DISTRIBUZIONE

Nella presente sezione si descrivono i principali metodi di trasporto, stoccaggio e distribuzione dell'idrogeno partendo dal mercato di riferimento, stato delle tecnologie e sviluppi futuri fino al confronto in termini di prestazioni, costi e applicazioni. Con riferimento al trasporto dell'idrogeno il focus è sulla miscelazione dell'idrogeno nelle reti esistenti, successivamente verranno analizzati i sistemi di stoccaggio e distribuzione dell'idrogeno che possono essere presi in considerazione ad esempio:

- quando l'infrastruttura esistente non è adatta per accogliere la miscelazione dell'idrogeno;
- quando il trasporto attraverso un nuovo gasdotto non è conveniente a causa della lunga distanza;
- dove la domanda è piccola (nessuna pipeline di distribuzione);
- regioni in cui la produzione interna non è redditizia a causa della mancanza di risorse interne (ad esempio Giappone);
- peculiarità dell'applicazione.

## 3 TRASPORTO, STOCCAGGIO E DISTRIBUZIONE DELL'IDROGENO

### 3.1 Mercato Attuale ed Evoluzione

La strategia a lungo termine dell'Unione Europea riconosce l'idrogeno come grande protagonista della transizione energetica con un ruolo significativo nello sviluppo di sistemi energetici puliti e flessibili, grazie alla potenzialità di immagazzinare e trasportare energia in grandi quantità e per lunghi periodi. Il costo delle infrastrutture per il trasporto e lo stoccaggio ha quindi un ruolo fondamentale nello sviluppo delle filiere dell'idrogeno.

Oggi l'idrogeno viene solitamente immagazzinato e consegnato sotto forma di gas compresso o liquido. La maggior parte dell'idrogeno viene prodotto e consumato in loco (circa l'85%) o trasportato tramite camion o condutture (circa il 15%). In futuro l'equilibrio tra queste opzioni potrebbe cambiare e potrebbero emergere nuove alternative per il trasporto. La competitività delle diverse opzioni dipenderà dalla distanza su cui viene trasportato l'idrogeno, dalla scala e dagli usi finali. Il trasporto a lunga distanza consentirebbe l'esportazione di idrogeno dalle regioni di produzione a basso costo a quelle ad alto costo. Per i paesi che dipendono dalle importazioni di energia, potrebbe anche migliorare la diversificazione di fonti energetiche ed aumentarne la sicurezza energetica.

#### 3.1.1 Trasmissione e Distribuzione dell'Idrogeno

La bassa densità di energia dell'idrogeno comporta elevati costi per il trasporto per lunghe distanze. Sono allo studio numerose opzioni per individuare metodologie di trasporto a basso costo, tra le quali la compressione, la liquefazione o l'incorporazione dell'idrogeno in molecole più grandi, ad esempio liquidi facilitandone il trasporto. In molti paesi esiste una vasta rete di gasdotti che potrebbe essere utilizzata per il trasporto e la distribuzione dell'idrogeno. Potrebbe anche essere sviluppata un'infrastruttura completamente nuova, con condutture e reti dedicate consentendo il trasporto di idrogeno all'estero su larga scala. Ogni possibile opzione ha una varietà di vantaggi e svantaggi e la scelta più economica dipenderà dall'area geografica, la distanza, la scala e l'uso finale al quale l'idrogeno sarà dedicato.

#### 3.1.2 Lo Stato della Rete Italiana

Attualmente in Italia il valore accettabile di idrogeno nelle reti di gas naturale è lo 0.5% in volume (codice di rete SNAM). L'idrogeno potrebbe essere miscelato con il gas naturale in modo da utilizzare l'infrastruttura di trasporto del gas esistente fino al 10% (o 20% in futuro) per volume. Dalle prime valutazioni effettuate da SNAM, almeno il 70% dei gasdotti esistenti risulta compatibile al trasporto di idrogeno puro, mentre gli impianti di compressione dovrebbero essere compatibili per percentuali di idrogeno dell'ordine del 10% (oltre sono necessarie modifiche o sostituzioni di macchine). Sono inoltre in corso studi di dettaglio e test per verificare la compatibilità dei singoli campi di applicazione a varie concentrazioni di idrogeno. Un aggiornamento sarà necessario per adeguare anche le reti di distribuzione, dove saranno centrali gli aspetti della misura per la corretta fatturazione e sono in corso analisi per l'odorizzazione dell'idrogeno per abilitarne gli usi finali. Il vantaggio dell'idrogeno in miscelamento con il gas naturale è che non necessita di sostanziali modifiche nelle abitudini di consumo e nelle strutture impiantistiche presso i clienti finali per valori di blending fino al 10%, salvo adattamenti di minore relativa portata, permettendo una rapida affermazione della domanda.

I livelli di composizione per l'iniezione di gas per le reti TSO (Transmission System Operators) e DSO (Distribution System Operators) sono inoltre fissati da limiti obbligatori all'interno di quadri normativi per il funzionamento, la sicurezza o altre convenzioni e il 100% di idrogeno non è ammesso in nessun caso. Inoltre, i regolamenti italiani non hanno ancora definito alcun limite. L'unico regolamento è il Gas Grid Code di Snam Rete Gas, in cui le disposizioni relative alle caratteristiche qualitative del gas che può essere immesso nella rete sono riferite al bio-metano. In questo caso la concentrazione massima consentita di idrogeno è dello 0,5% in volume, ed è in discussione la possibilità di aumentare la concentrazione fino all'1%. Non esiste una regolamentazione sulla fatturazione relativa all'iniezione di idrogeno nella rete del gas, come ad esempio i costi di connessione, le tariffe di immissione o le remunerazioni.

### 3.2 Miscelazione dell'Idrogeno nelle Reti Esistenti di Gas Naturale

Lo sviluppo di una economia dell'idrogeno è subordinato alla creazione di una rete di collegamenti tra i diversi segmenti della value chain dell'idrogeno: produzione, trasmissione, distribuzione, stoccaggio e uso finale. Questa evoluzione richiederebbe investimenti armonizzati e contemporanei con riferimento ai diversi attori all'interno del mercato, il che potrebbe essere di difficile attuazione. Miscelare l'idrogeno nell'infrastrutture esistenti di gas naturale è un metodo per poter dare il via ad un primo sviluppo del settore dell'idrogeno permettendo di evitare i notevoli costi e rischi associati alla creazione di una infrastruttura di trasporto e distribuzione completamente nuova. Inoltre, la miscelazione effettuata per basse percentuali di idrogeno, mentre da una parte potrebbe comportare un aumento del costo della fornitura di gas naturale ai consumatori, dall'altra consentirebbe una riduzione delle emissioni di anidride carbonica. La miscelazione dell'idrogeno nel gas naturale richiede però un aggiornamento delle normative esistenti e una armonizzazione dei regolamenti a livello continentale.

Ci sono quasi 3 milioni di chilometri di gasdotti per il trasporto di gas naturale intorno al mondo e quasi 400 miliardi di metri cubi di capacità di stoccaggio sotterraneo; c'è anche un'infrastruttura consolidata per il trasporto internazionale di gas naturale liquefatto (Snam, IGU e BCG, 2018; Speirs et al., 2017). Se alcune di queste infrastrutture fossero dedicate al trasporto dell'idrogeno, potrebbero fornire una spinta importante al suo sviluppo. Ad esempio, a una miscela di idrogeno al 3% nella domanda di gas naturale a livello globale (circa 3900 miliardi di metri cubi nel 2018) corrisponderebbero circa 10 milioni di tonnellate immesse nella rete. Se la maggior parte di questo idrogeno provenisse da elettrolizzatori, allora sarebbero necessari circa 100 gigawatt (GW) di capacità di elettrolizzatori installati (assumendo un fattore di carico del 50%), un livello tale che potrebbe consentire uno scale up ed una riduzione del costo del capitale degli elettrolizzatori.

Tuttavia, la miscelazione dell'idrogeno deve affrontare una serie di sfide.

La densità energetica dell'idrogeno è circa un terzo di quella del gas naturale e quindi una miscela ridurrebbe il contenuto energetico del gas erogato: una miscela di idrogeno al 3% in un gasdotto contenente gas naturale ridurrebbe l'energia che il gasdotto trasporta di circa il 2% (Haeseldonckx e D'haeseleer, 2007). Gli utenti finali dovrebbero utilizzare maggiori volumi di gas per soddisfare un determinato fabbisogno energetico. Allo stesso modo, i settori industriali che fanno affidamento sul carbonio contenuto nel gas naturale (ad esempio per il trattamento del metallo) dovrebbero utilizzare maggiori volumi di gas.

L'idrogeno brucia molto più velocemente del metano. Ciò aumenta il rischio di propagazione delle fiamme. Inoltre, la fiamma dell'idrogeno non è molto luminosa quando brucia e probabilmente saranno necessari nuovi rilevatori di fiamma per rapporti di miscelazione elevati.

La variabilità del volume di idrogeno miscelato nel flusso di gas naturale avrebbe un impatto negativo sul funzionamento delle apparecchiature progettate per elaborare solo una ristretta gamma di miscele di gas (Abbott, Bowers e James, 2013).

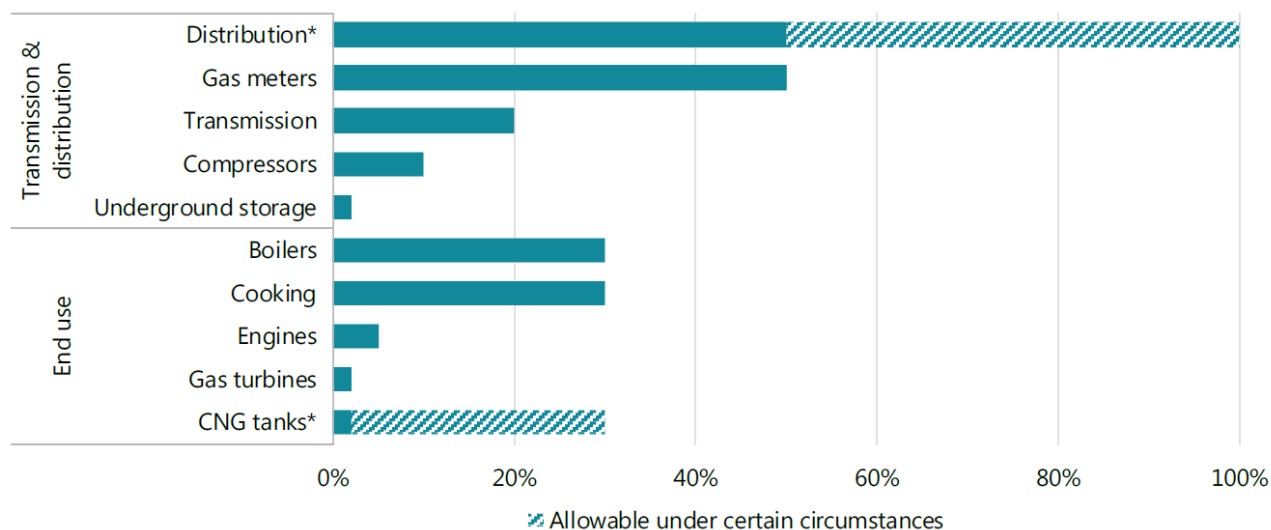
Il limite superiore per la miscelazione dell'idrogeno nella rete dipende dall'attrezzatura collegata ad essa e questo dovrebbe essere valutato caso per caso. L'elemento con la tolleranza all'idrogeno più bassa definirà la tolleranza dell'intera rete.

Alcuni componenti esistenti lungo la catena del valore del gas naturale hanno un'elevata tolleranza per la miscelazione dell'idrogeno (Figura 3-1). Ad esempio, le condutture di distribuzione in polietilene possono gestire fino al 100% di idrogeno ed il progetto H21 Leeds City Gate nel Regno Unito mira a dimostrare la fattibilità di alimentare idrogeno attraverso la rete di distribuzione del gas per fornire calore a famiglie e aziende. Allo stesso modo, le caverne saline possono immagazzinare idrogeno puro invece del gas naturale senza necessità di ulteriori infrastrutture. Molti apparecchi per il riscaldamento e la cucina a gas in Europa sono certificati fino al 23% di idrogeno, sebbene gli effetti di tali livelli su molti anni di utilizzo non siano ancora chiari (Altfeld e Pinchbeck, 2013).

Tuttavia, ci sono altre parti della catena del valore del gas naturale esistente che non possono tollerare livelli elevati di idrogeno miscelato. Il più grande vincolo sarà probabilmente il settore industriale, dove molte applicazioni industriali non sono state certificate o valutate in dettaglio per la miscelazione dell'idrogeno.

Ad esempio, i produttori di sostanze chimiche che utilizzano gas naturale come materia prima potrebbero dover adeguare processi e contratti con i fornitori di gas naturale che prevedono specifiche stringenti sul contenuto di gas. I sistemi di controllo e le guarnizioni delle turbine a gas esistenti non sono progettati per

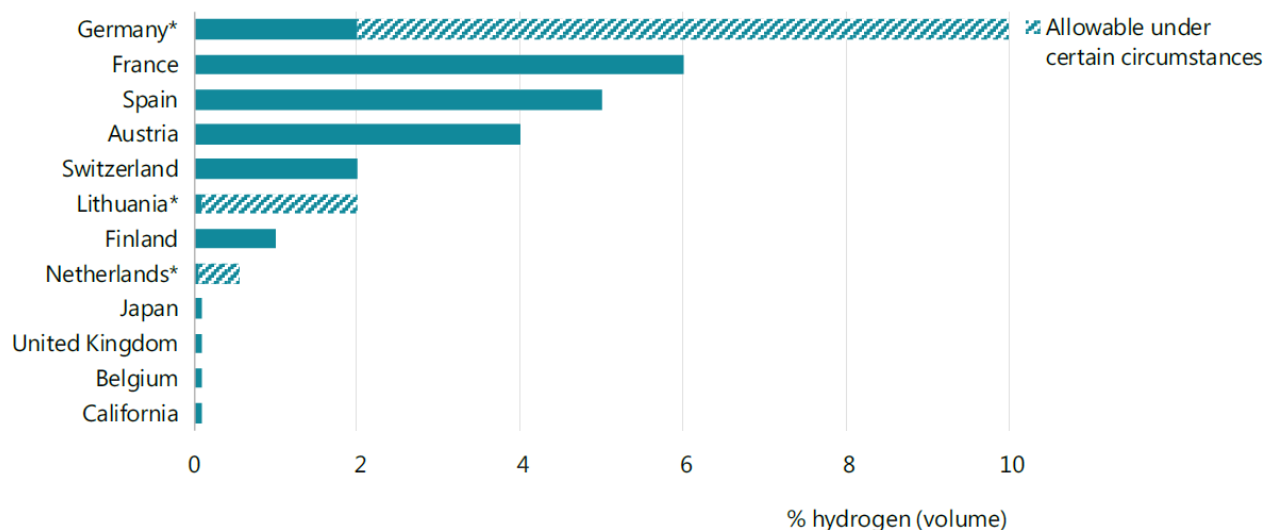
idrogeno e possono tollerare meno del 5% di idrogeno miscelato (ECS, 2015). Un problema simile si verifica per molti motori a gas installati, dove il livello massimo consigliato di idrogeno miscelato è del 2%. Piccole modifiche alle turbine e ai motori esistenti potrebbero consentire loro di gestire livelli di miscelazione di idrogeno più elevati e nuove apparecchiature potrebbero essere progettate specificamente per far fronte a livelli più elevati di idrogeno.



**Figura 3-1: Tolleranza degli elementi esistenti selezionati della rete del gas naturale per diverse percentuali in volume di idrogeno (fonte: IEA, 2020)**

Le normative nazionali esistenti per la qualità del gas sono definite dagli elementi collegati al sistema di distribuzione che hanno la tolleranza più bassa. Molte nazioni specificano un massimo del 2% di miscelazione, con alcune eccezioni che arrivano al 6% e la Germania al 10%, ma che torna inferiore al 2% se le stazioni di rifornimento CNG sono collegate alla rete (Figura 3-2). Nel caso di specifiche apparecchiature collegate, i limiti sono ancora più restrittivi: ad esempio, le norme europee prevedono che il contenuto di idrogeno nelle reti di gas naturale deve essere inferiore all'1% se l'utilizzo finale è la generazione di energia tramite turbine a gas.

Poiché il gas naturale è commercializzato a livello internazionale, l'armonizzazione dei limiti di miscela oltre confine è un passaggio fondamentale per supportare lo sviluppo del trasporto. Gli standard dovrebbero anche tenere conto della possibile variabilità delle percentuali di miscelazione nel tempo. Sono attualmente in corso numerosi tavoli di lavoro sull'argomento ed in particolare in Europa stanno lavorando numerosi comitati tecnici e industrie groups (e.g. HyReady e HIPS-Net), esaminando gli standard per la miscelazione dell'idrogeno, mentre la Commissione Europea sta anche esaminando gli standard e il ruolo dei gas rinnovabili e dell'idrogeno nella rete del gas naturale (Eurogas, 2018).



**Figura 3-2: Limiti attuali alla miscelazione dell'idrogeno nelle reti di gas naturale (fonte: IEA, 2020)**

Un altro aspetto importante è la capacità di tenere traccia di quanto idrogeno è stato iniettato nella rete e di come sia stato prodotto. Tale metodo contabile - a volte chiamato "garanzia di origine" - è essenziale se gli operatori devono ricevere agevolazione per la fornitura di gas a basse emissioni di carbonio. Un esempio è il sistema in atto in California in base al quale alcuni clienti possono acquistare certificati per l'iniezione di metano prodotto da fonti rinnovabili, nonostante le stesse molecole di gas non siano più rintracciabili una volta miscelate nella rete. In Europa il progetto CertifHy ha progettato un quadro operativo per le garanzie di origine e ha rilasciato più di 75000 certificati digitali.

Oltre alle questioni relative alla capacità della rete stessa, sono necessarie iniziative per sostituire le apparecchiature nelle case, negli uffici e nelle fabbriche e abilitare percentuali di idrogeno sempre maggiore, con una conversione che potrebbe avvenire progressivamente regione per regione. Attuazione di politiche di questo tipo richiederebbe molto tempo e denaro, ma non sono senza precedenti: Regno Unito, Austria, Germania e Stati Uniti sono passati dal gas illuminante (con il 50% di idrogeno) al gas naturale negli anni '60 e '70. Il Regno Unito ha sostituito 40 milioni di elettrodomestici al costo di 12 miliardi di dollari in 10 anni (Dodds ed Ekins, 2013). Attualmente ci sono 37 progetti dimostrativi che esaminano la miscelazione dell'idrogeno nella rete del gas. Il progetto Ameland nei Paesi Bassi non ha riscontrato impedimenti nella miscelazione di idrogeno fino al 30% per i dispositivi domestici, comprese caldaie, fornelli a gas e apparecchi di cottura (Kippers, De Laat e Hermkens, 2011). Altri progetti europei stanno esplorando lo stoccaggio di idrogeno sotterraneo (Hypos, 2017).

La miscelazione nelle reti di gas naturale potrebbe essere utilizzata per trasportare l'idrogeno e separarlo tramite infrastrutture dedicate, garantendo applicazioni 100% idrogeno ed eliminando le emissioni di CO<sub>2</sub>. Ci sono diverse opzioni allo studio per separare l'idrogeno dal gas naturale, ma il costo di queste tecnologie e la necessità di ricomprimere il gas naturale una volta che l'idrogeno è separato rende attualmente questo processo relativamente costoso. La metodologia più matura, Pressure Swing Adsorption (PSA), può aumentare il costo dell'idrogeno di circa tra 3÷6 \$/kg a seconda del livello di miscelazione e tipologia di uso finale (Melaina, Antonia e Penev, 2013). Nel complesso, è probabile che la miscelazione dell'idrogeno aumenti leggermente i costi di circa 0,3÷0,4\$/kg, oltre ai costi di produzione dell'idrogeno stesso. Questo aumento nasce dalla necessità di stazioni di iniezione sulle reti di trasmissione e distribuzione, oltre che spese operative e di manutenzione superiori (Roland Berger, 2017).

### 3.2.1 Normativa di Riferimento

La normativa di riferimento per quanto riguarda le tubazioni contenenti idrogeno è l'ASME B31.12, che definisce i criteri per la compatibilità di tubazioni in acciaio nuove ed esistenti per il trasporto di idrogeno.

La sezione dei requisiti generali riguarda i materiali, la brasatura, la saldatura, il trattamento termico, la formatura, le prove, l'ispezione, l'esame, il funzionamento e la manutenzione. La sezione delle tubazioni industriali copre i requisiti per i componenti, la progettazione, la fabbricazione, l'assemblaggio, l'erezione, l'ispezione, l'esame e il collaudo delle tubazioni.

Questo codice è applicabile alle tubazioni nel servizio dell'idrogeno gassoso e liquido, fino ai giunti che collegano le tubazioni ai recipienti in pressione e alle apparecchiature associate, ma non ai recipienti e alle apparecchiature stesse. È applicabile anche alla disposizione e al tipo di elementi di supporto, ma non alla struttura a cui sono fissati gli elementi di supporto.

La Normativa ASME B31.12 è strutturata nelle seguenti parti:

(a) Parte GR (General Requirements) - Requisiti generali. Questa parte contiene definizioni e requisiti per materiali, saldatura, brasatura, trattamento termico, formatura, test, ispezione, esame, funzionamento e manutenzione.

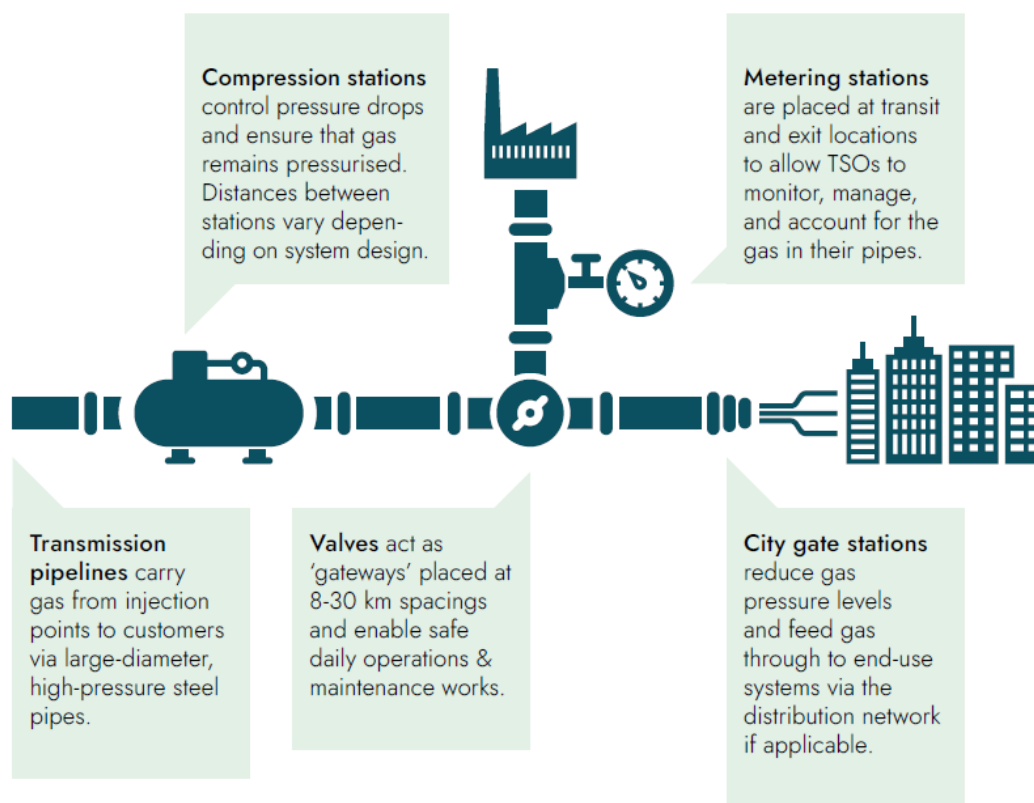
(b) Parte IP (Industrial Piping) - Tubazioni industriali. Questa parte include i requisiti per i componenti, la progettazione, la fabbricazione, l'assemblaggio, l'erezione, l'ispezione, l'esame e il collaudo delle tubazioni.

(c) Parte PL (Pipelines) - Condotte. Questa parte stabilisce i requisiti per i componenti, la progettazione, l'installazione e il collaudo delle condutture dell'idrogeno.

### 3.2.2 Gasdotti di Idrogeno

Oggi ci sono quasi 5000 chilometri di condotte per l'idrogeno in tutto il mondo, rispetto a circa 3 milioni di km di gasdotti per il trasporto di gas naturale. Queste condutture dell'idrogeno esistenti sono gestite dai produttori industriali di idrogeno e vengono utilizzate principalmente per fornire idrogeno ad impianti chimici e di raffinaria. Gli Stati Uniti hanno 2600 chilometri, il Belgio 600 chilometri e la Germania appena sotto 400 chilometri (Shell, 2017).

Le condutture hanno costi operativi bassi e una durata compresa tra 40 e 80 anni. I loro due principali svantaggi sono gli elevati costi iniziali di sviluppo e la necessità di acquisire diritti di passaggio. Questo significa che per poter sviluppare una nuova infrastruttura dedicata al 100% di idrogeno, la certezza della futura domanda di idrogeno e il sostegno dei governi saranno essenziali se si vogliono costruire nuovi gasdotti. Reti esistenti di gas naturale potrebbero essere convertite per fornire idrogeno in futuro, qualora non vengano più utilizzate per lo scopo originario, ma la fattibilità dovrà essere valutata caso per caso e dipenderà dal tipo di acciaio utilizzato nel gasdotto e dalla purezza dell'idrogeno trasportato (NREL, 2013). Recenti studi condotti nei Paesi Bassi hanno suggerito che si potrebbe utilizzare la rete di gas naturale esistente per trasportare idrogeno con piccole modifiche (Netbeheer Nederland, 2018; DNV GL, 2017). La limitazione principale è che è necessario un volume tre volte maggiore per fornire la stessa quantità di energia come gas naturale; potrebbero essere necessarie capacità di trasmissione e stoccaggio aggiuntive sulla rete.



**Figura 3-3: Schema degli elementi fisici delle infrastrutture del gas naturale**

### 3.2.2.1 Proprietà Fisiche delle Condotte di Trasmissione

Le condutture di trasmissione costituiscono la maggior parte dell'infrastruttura e servono per il trasporto gas dai punti di produzione ai clienti industriali e reti di distribuzione via tubi in acciaio ad alta pressione di grande diametro. I gasdotti di trasmissione europei hanno solitamente un diametro compreso tra 16 e 56 pollici (400 e 1400 mm) e funzionano a pressioni comprese tra 16 e 100 bar.

Le esperienze maturate nei primi progetti sull'idrogeno dagli operatori europei del gas mostrano che i gasdotti dedicati al 100% idrogeno non differiscono in modo significativo da quelli di gas naturale. I costi di una nuova infrastruttura dedicata al solo idrogeno sono stimati essere tra il 10% e il 50% più alti rispetto a quelli per gasdotti tradizionali, sebbene ci siano fattori regionali specifici come il dimensionamento tipico di tubi che possono influire su questo valore. Allo stesso modo, i gasdotti esistenti per il gas naturale necessitano di poche modifiche per essere idonei al trasporto di idrogeno al 100%. Stime iniziali suggeriscono che il costo per aggiornare le strutture esistenti per poter lavorare con idrogeno sia compreso tra il 10% e il 25% rispetto a quello di nuove strutture dedicate. I costi più rilevanti sono dovuti al sistema di purga con azoto per rimuovere componenti indesiderati, al monitoraggio della tubazione per identificare potenziali crepe e sostituire le valvole danneggiate. La relativa facilità di conversione dal punto di vista tecnico ed i modesti costi di riconversione sono due fattori chiave che spiegano il grande interesse degli operatori verso il riuso delle reti esistenti.

Le reti di trasmissione includono un numero considerevole di valvole, poste a distanze che dipendono da diversi fattori, ma in genere vanno da 8 a 30 chilometri. La funzione delle valvole è quella di isolare porzioni di gasdotto in caso di necessità, ad esempio per sostituzione o manutenzione di tratti di tubazioni. Le valvole sono necessarie anche per separare le sezioni del tubo e ridurre al minimo le perdite di gas in caso di guasti o malfunzionamenti. Attività di ricerca relative alla progettazione e al funzionamento delle valvole in presenza di idrogeno sono in corso; i risultati iniziali dimostrano che non ci sono sostanziali differenze tra i requisiti tecnici in presenza di idrogeno e quelli delle valvole comunemente usate per il gas naturale. A seconda delle condizioni di miscelazione dell'idrogeno, la sua percentuale e la regolamentazione esistente, la sostituzione parziale di valvole e guarnizioni sarà sufficiente in alcune nazioni, mentre altre regioni avranno bisogno della sostituzione completa delle apparecchiature per evitare perdite.

### Qualità dell'idrogeno e integrità strutturale

Altri fattori da considerare quando si passa dal gas naturale all'idrogeno includono la composizione chimica e la purezza del gas, nonché l'impatto che queste hanno sull'integrità strutturale della rete. La purezza dell'idrogeno utilizzato nella rete dipenderà dal processo con il quale verrà prodotto e dal tipo di utilizzo finale al quale è destinato. Nel caso delle celle a combustibile, la maggior parte delle tipologie attualmente in commercio ha rigorosi standard di purezza dell'idrogeno, con un grado richiesto superiore al 99.999%. I gasdotti esistenti non riescono a garantire tale purezza e sarà quindi necessario un sistema di purificazione locale prima di indirizzare l'idrogeno verso gli utenti finali.

Infine, è necessario definire una specifica comune per l'idrogeno trasportato in Europa, altrimenti le condutture non saranno interoperabili. In termini di impatto sull'integrità strutturale, uno degli effetti dell'idrogeno è l'accelerazione della degradazione della tubazione, attraverso un processo noto come infragilimento da idrogeno, per cui l'idrogeno provoca crepe nell'acciaio. Esiste una serie di soluzioni per risolvere questo problema, tra le quali:

- (a) applicare chimicamente un rivestimento interno per proteggere lo strato di acciaio;
- (b) pigging (monitoraggio) dei tubi per controllare regolarmente la formazione e la larghezza di eventuali crepe;
- (c) strategie operative come mantenere le pressioni costanti per prevenire l'iniziale formazione di crepe;
- (d) utilizzare acciaio di qualità superiore e più duttile.

La soluzione ottimale varia da caso a caso, in quanto dipende dai requisiti di capacità di trasporto, dallo stato esistente dei gasdotti ed è il risultato del compromesso tra spese di costruzione e spese operative. Per esempio, mentre i progetti iniziali di conversione verso l'idrogeno in Germania e nei Paesi Bassi hanno dimostrato che le condutture esistenti in quelle regioni non richiedono rivestimenti interni, studi effettuati sulle reti francesi hanno evidenziato che la protezione interna può avere un ruolo importante nella riduzione dei costi e garantire il funzionamento del sistema a pressioni prossime a quelle del gas naturale.

### Il ruolo delle stazioni di compressione nella progettazione della rete ottimale

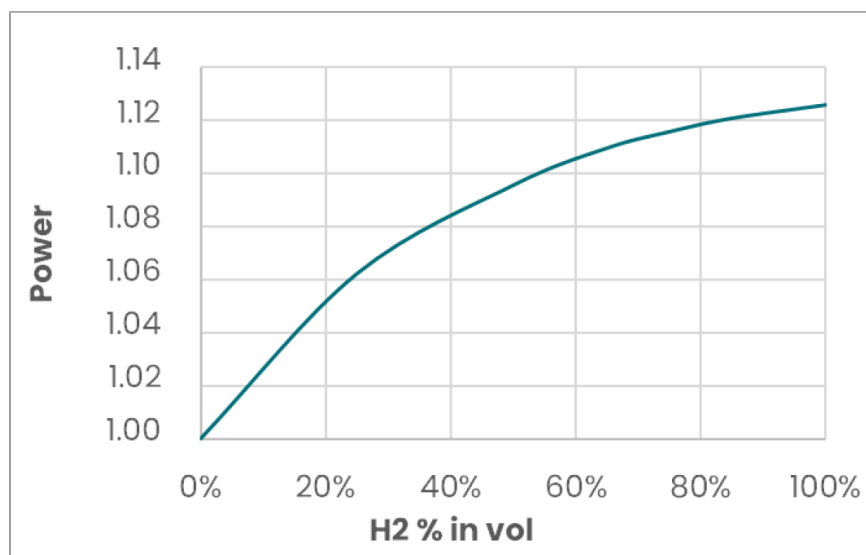
L'idrogeno viene spinto attraverso le tubazioni tramite differenza di pressione. La pressione di esercizio richiesta per trasportare un volume specificato dal punto A al punto B è governata dalla meccanica dei fluidi e dipende dalle perdite per attrito lungo la tubazione, dall'elevazione, dalla portata delle condutture, dalla pressione finale e dalle proprietà del gas. Per controllare le cadute di pressione e garantire che l'idrogeno rimanga sufficientemente pressurizzato, sono necessarie stazioni di compressione lungo il gasdotto. Parametri come la capacità di compressione e la distanza tra le stazioni dipendono dalle caratteristiche della rete gas e dal mezzo trasportato.

L'attuale rete del gas utilizza due tipi di compressori:

- I compressori alternativi, macchine volumetriche a pistoni, dove il gas iniettato all'interno del cilindro viene compresso quando i pistoni riducono il volume nel cilindro.
- I compressori centrifughi convertono l'energia cinetica delle pale radiali in pressione, energizzando il gas.

La densità energetica (potere calorifico) dell'idrogeno è un parametro tre volte inferiore rispetto a quella del gas naturale. Per fornire lo stesso contenuto energetico, il volume di idrogeno trasportato deve essere tre volte maggiore che nel caso del gas naturale.

Inoltre, a causa delle sue proprietà fisiche e chimiche (massa molare bassa, grande portata volumetrica) la compressione di idrogeno richiede potenze maggiori a parità di massa elaborata e di rapporto di compressione (Figura 3-4). Per questo motivo, per percentuali di idrogeno superiori al 10% in volume, sarà necessario sostituire il sistema di compressione.



**Figura 3-4: Variazione della potenza richiesta al compressore a parità di massa e rapporto di compressione**

Il costo di una stazione di compressione dipende dalla portata e dal rapporto di compressione. Inoltre, il rapporto tra costo e rapporto di compressione non è lineare e l'ottimizzazione consiste nel trovare il giusto compromesso tra numero di stazioni lungo il gasdotto e rapporto di compressione necessario tra una stazione e l'altra. Questa ottimizzazione è ancora più importante nel caso dell'idrogeno, dove le potenze e i costi (sia di investimento che di esercizio) sono più elevati rispetto al caso con gas naturale.

Quindi, anche se la rete fisica può essere la stessa, la soluzione che ottimizza i costi della compressione potrebbe non essere la stessa a causa delle differenze descritte sopra. A differenziare ulteriormente i due scenari, si aggiungono complicazioni relative a dinamiche regionali, distribuzione geografica dei punti di iniezione, tipologia di tubazioni ed eventuali rivestimenti, regolamentazioni.

### 3.2.2.2 Stazioni di Misurazione e Porte Cittadine come il Collegamento ai Consumatori Finali

Le stazioni di misurazione sono collocate all'ingresso, all'uscita e alle posizioni transfrontaliere delle tubazioni per consentire agli operatori di monitorare, gestire e quantificare le portate di gas. Anche un piccolo errore nella misurazione del flusso all'interno di condutture di grande capacità può comportare enormi perdite finanziarie per l'operatore o l'utilizzatore del gas. Quindi, è facile intuire l'importanza di standard e procedure comuni, nonché di apparecchiature di misurazione accurate.

A causa della diversa composizione chimica dell'idrogeno rispetto al gas metano, sarà necessario sostituire la strumentazione di misurazione; tuttavia, tali apparecchiature in genere rappresentano una piccola parte dei costi totali dell'infrastruttura.

Escludendo quello destinato ad usi industriali, il gas è convogliato verso gli utilizzatori finali tramite stazioni di distribuzione. La funzione principale di tali stazioni è misurare il gas e ridurre la pressione fino a quella tollerata dal sistema di distribuzione. Ciò è ottenuto tipicamente tramite laminazione e, per effetto Joule-Thompson, ad una diminuzione di pressione corrisponde una diminuzione di temperatura del gas naturale pari a circa  $0,5^{\circ}\text{C}/\text{bar}$ . L'idrogeno mostra un effetto opposto, con coefficiente Joule-Thompson negativo pari a  $0,035^{\circ}\text{C}/\text{bar}$ . Ciò significa che una riduzione della pressione da 80 a 20 bar porta ad un aumento della temperatura di circa  $2,1^{\circ}\text{C}$ , rispetto ad una riduzione della temperatura di circa  $30^{\circ}\text{C}$  per il gas naturale.

Così come le stazioni di misurazione, le stazioni di distribuzione rappresentano una piccola parte dei costi totali dell'infrastruttura e la conversione per il trasporto dell'idrogeno richiederebbe investimenti minimi. Ciò nonostante, dato il ruolo strategico che queste stazioni ricoprono nel coordinamento tra i gestori del sistema di distribuzione (DSO), il loro adeguamento sarà di fondamentale importanza.

### 3.2.3 Distribuzione Locale

Una volta che l'idrogeno ha raggiunto il terminal di importazione o hub di trasmissione, la distribuzione locale è l'ultimo passo prima della consegna del gas agli utenti finali. Come per la trasmissione, le metodologie più adatte dipenderanno dal volume, dalla distanza e dalle esigenze dell'utente finale.

#### 3.2.3.1 Gasdotti

Molti moderni tubi di distribuzione del gas a bassa pressione sono realizzati in polietilene o rinforzati con fibre a base di polimeri, e sarebbero generalmente adatti a trasportare idrogeno con alcune modifiche marginali. Nel Regno Unito quasi l'intera rete di condutture di distribuzione, che è circa 14 volte la lunghezza della rete di trasmissione del gas del paese, viene sostituita con tubi di plastica come parte di un programma di aggiornamento dell'infrastruttura. Le condutture di distribuzione del gas naturale sono estese nelle aree con un'elevata domanda di riscaldamento, come il Nord Europa, la Repubblica Popolare Cinese e Nord America, raggiungendo aree urbane e distretti industriali. Nuove condutture di distribuzione dell'idrogeno dedicate rappresenterebbero un costo di capitale più significativo, specialmente considerando la scala richiesta per fornire idrogeno per riscaldare gli edifici.

### 3.2.4 Costi del Trasporto dell'Idrogeno

#### 3.2.4.1 Costi di Trasmissione a Lunga Distanza

Tenendo conto di tutti i costi di capitale e operativi, l'IEA stima che trasportare idrogeno tramite un gasdotto di 1500 km costerebbe circa 1\$/kgH<sub>2</sub>. Il costo di conversione dell'idrogeno in ammoniaca è di circa 1\$/kgH<sub>2</sub> (con qualche variazione tra diverse regioni), al quale va sommato il costo del trasporto. Considerando 1500 km, il costo totale del trasporto di idrogeno tramite ammoniaca è pari a 1.5\$/kgH<sub>2</sub>, meno conveniente rispetto al gasdotto di idrogeno puro.

Poiché è più economico trasportare l'ammoniaca tramite condotte rispetto all'idrogeno, all'aumentare della distanza di trasmissione, il costo del trasporto dell'idrogeno tramite gasdotto aumenta maggiormente rispetto al costo del trasporto tramite l'ammoniaca, poiché è necessario un numero maggiore di stazioni di compressione. Se la distanza di trasmissione è di 2500 km, il costo del trasporto dell'ammoniaca tramite condutture, compreso il costo di conversione, diventa sostanzialmente simile al costo del trasporto di idrogeno come gas (circa 2 \$/ kgH<sub>2</sub>).

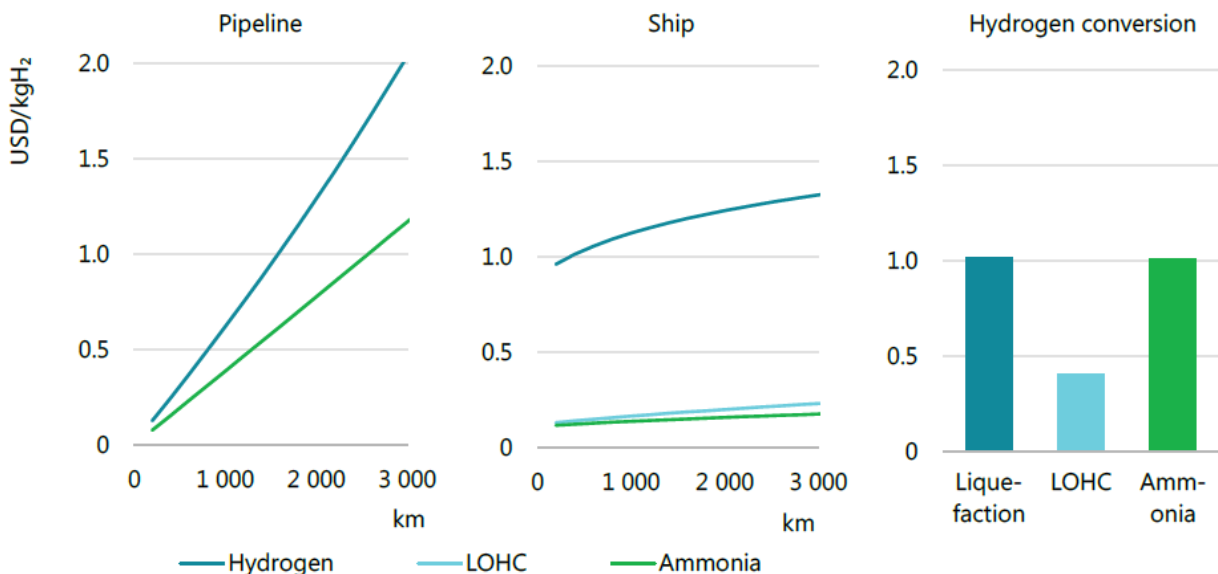


Figura 3-5: Costo dello stoccaggio e della trasmissione dell'idrogeno tramite gasdotti, navi e costo di liquefazione e conversione (fonte: IEA, 2020)

Per il trasporto via nave, l'idrogeno deve essere prima liquefatto o convertito. Ciò comporta un costo aggiuntivo da aggiungere al costo di movimentazione e stoccaggio dell'idrogeno, stessa cosa per LOHC o ammoniacca. Per l'idrogeno liquido, anche lo stoccaggio nei terminali di importazione ed esportazione è relativamente costoso. Il costo di conversione e spostamento dell'idrogeno per 1500 km via nave sotto forma di LOHC è pari a 0,6 \$/kgH<sub>2</sub>, come ammoniacca è di 1,2 \$/kgH<sub>2</sub> e come idrogeno liquido è di 2 \$/kgH<sub>2</sub>. Il costo del trasporto aumenta all'aumentare della distanza data la necessità di un numero maggiore di navi, distanze di viaggio più lunghe e stoccaggio aggiuntivo, ma non in misura significativa rispetto ai costi di trasformazione. Inoltre, la variazione dei costi con la distanza è notevolmente inferiore rispetto al caso di trasporto tramite gasdotti.

Questi costi si riferiscono esclusivamente alla trasmissione dell'idrogeno; un confronto completo dei costi nelle diverse modalità di trasporto deve tener conto dei costi di distribuzione locale e riconversione in idrogeno.

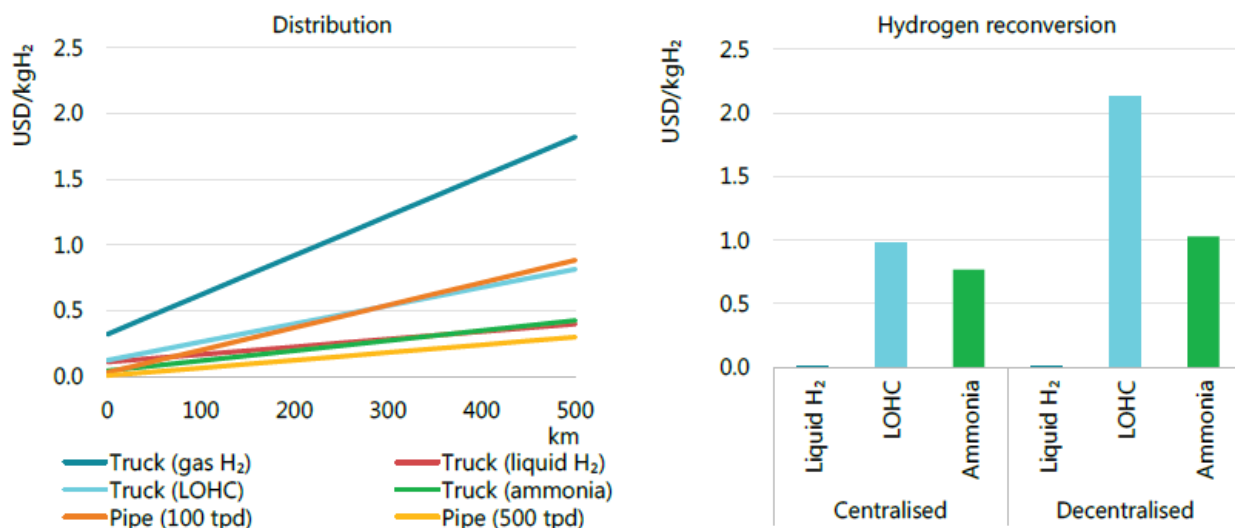
#### 3.2.4.2 Costi della Distribuzione Locale

Nonostante la maggior parte dell'idrogeno trasportato sia attualmente movimentato in forma gassosa tramite camion, questo metodo è una opzione costosa (Figura 3-6). Con l'aumentare della distanza di distribuzione, le condutture diventano sempre più competitive in termini di costi rispetto ai camion.

La quantità di idrogeno trasportato è un parametro importante che impatta notevolmente il costo del trasporto. Un alto volume comporta l'utilizzo di tubazioni di maggiori dimensioni, riducendo il costo del trasporto per unità di idrogeno movimentato. Ad esempio, se si considerano 100 tonnellate al giorno, approssimativamente l'importo di idrogeno che sarebbe richiesto da una singola centrale elettrica da 200 MW, ed una distanza di 500 km di distanza dal punto di distribuzione, l'utilizzo di camion risulterebbe più economico rispetto alla costruzione di un gasdotto dedicato; se si considerano invece 500 tonnellate al giorno, il gasdotto sarebbe in questo caso più economico.

Tuttavia, è ragionevole aspettarsi che, nel prossimo decennio, carri bombolai con idrogeno compresso e camion con serbatoi di idrogeno liquido rimarranno le principali modalità di distribuzione, proprio come attualmente avviene per la distribuzione di benzina e diesel, nel caso di stazioni di rifornimento geograficamente disperse dove il trasporto è per lo più effettuato utilizzando camion. I costi dipendono anche fortemente dalla qualità richiesta dall'utilizzatore finale: in caso di idrogeno puro deve essere sommato il costo per l'estrazione di idrogeno dall'ammoniaca o da LOHC ed il costo di questa riconversione dipende dalla purezza dell'idrogeno richiesto, pertanto la riconversione sarà più costosa se l'idrogeno deve essere utilizzato nelle celle a combustibile rispetto all'utilizzo in turbine a gas. Inoltre, i costi di riconversione in un sistema distribution saranno sicuramente maggiori rispetto alla riconversione in un sistema centralizzato.

L'IEA stima che il costo di distribuzione di LOHC su camion per una distanza di 500 km sia pari a 0,8 \$ kgH<sub>2</sub>, al quale va sommato il costo di estrazione e purificazione dell'idrogeno al punto di utilizzo finale, circa 2,1\$/kgH<sub>2</sub>. Il costo totale della distribuzione locale sarebbe quindi pari a 2,9 \$/kgH<sub>2</sub>. Per l'ammoniaca il costo equivalente sarebbe di 1,5 \$/kgH<sub>2</sub>; tuttavia, se l'ammoniaca potesse essere utilizzata direttamente dal cliente finale senza necessità di riconversione, il costo di distribuzione si ridurre a 0,4 \$/kgH<sub>2</sub>.

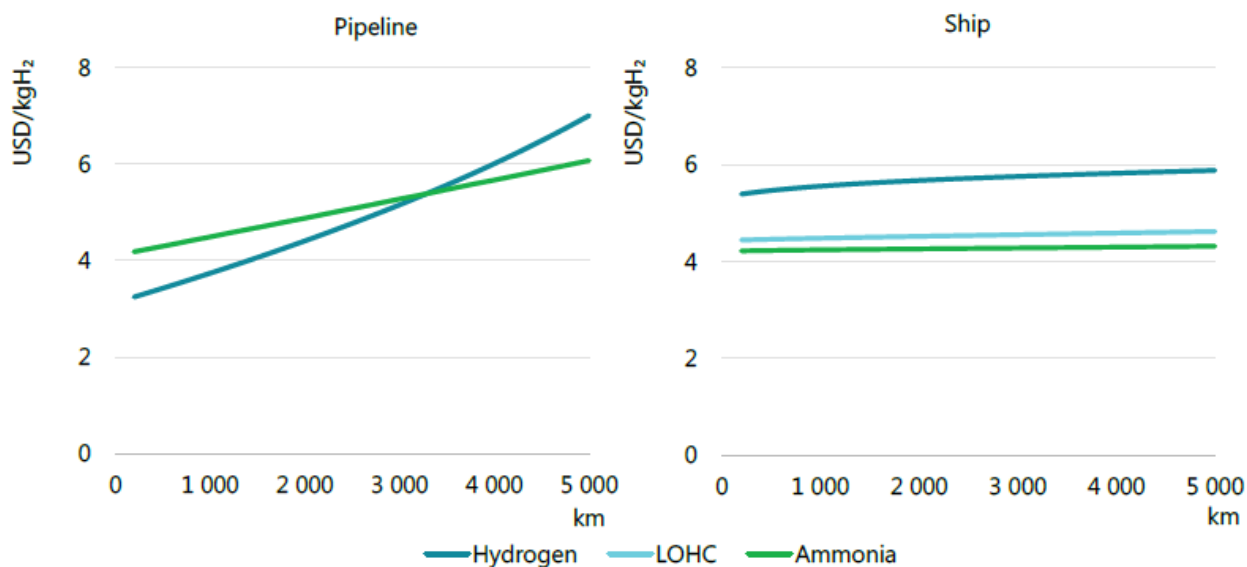


**Figura 3-6: Costo della distribuzione dell'idrogeno a un grande impianto centralizzato e costo della riconversione a idrogeno gassoso (fonte: IEA, 2020)**

### 3.2.4.3 Costo Totale di Consegna e Stoccaggio dell'Idrogeno

Il costo totale della fornitura di idrogeno agli utenti finali deve tenere conto di tutte le possibili fasi della catena del trasporto. Le diverse modalità mostrano notevoli differenze nei costi di conversione, trasmissione, distribuzione, immagazzinamento e riconversione. Mentre un'opzione può essere più conveniente per una parte specifica della catena del valore, ciò può essere compensato da costi più elevati in un'altra parte della catena. Anche le varie tecnologie coinvolte hanno diversi gradi di maturità e quindi hanno potenzialità di riduzione dei costi futuri molto diversi.

Il costo complessivo della fornitura di idrogeno varierà a seconda dell'infrastruttura disponibile in paesi esportatori e importatori, distanze di trasmissione e distribuzione, metodo di trasporto e tipologia di utilizzo finale. Nonostante le molte incertezze, l'analisi della IEA suggerisce che per la trasmissione e la distribuzione interna, l'idrogeno gassoso è l'opzione più economica per distanze inferiori a circa 3500 km (Figura 3-7). Al di sopra di questa distanza, il trasporto in forma di ammoniaca è l'opzione più economica. Confrontando il trasporto tramite gasdotti e navi, la trasmissione e la distribuzione di gas idrogeno tramite gasdotti è più conveniente per le distanze inferiori a circa 1500 km. Al di sopra di questa distanza, LOHC e ammoniaca via nave, diventano le opzioni di consegna più economiche. Il trasporto e l'utilizzo di ammoniaca o di alcuni LOHC possono, tuttavia, dar luogo a potenziali problemi di sicurezza e accettazione da parte del pubblico, che potrebbero limitare la loro applicabilità in alcune situazioni.



**Figura 3-7: Costo totale della fornitura di Idrogeno al settore industriale tramite gasdotto o nave nel 2030 per diverse distanze di trasporto (fonte: IEA, 2020)**

### 3.2.5 Progetti

Secondo l'IEA, attualmente ci sono 73 progetti annunciati nel mondo relativi all'iniezione di idrogeno nelle reti di gas naturale, per un quantitativo totale di idrogeno pari a circa 6 MTPA.

#### 3.2.5.1 European Hydrogen Backbone

Il consumo di idrogeno su larga scala richiederà lo sviluppo di una rete di trasporto di idrogeno transnazionale. Il 13 Aprile 2021 gli operatori delle reti del gas di 11 paesi europei hanno aderito all'iniziativa "European Hydrogen Backbone", presentando una strategia per una rete di idrogeno puro di 39700 chilometri entro il 2040, collegando 21 paesi europei, compresa l'Europa centrale e orientale, il Regno Unito, l'Irlanda, la Grecia e i paesi nordici.

L'attuale infrastruttura per il trasporto del gas naturale offrirebbe il modo tecnicamente ed economicamente più conveniente per costruire una rete di idrogeno puro. In effetti, il 69% della spina dorsale dell'idrogeno proposta potrebbe essere costituita da reti di gas naturale esistenti, mantenendo il costo complessivo dell'infrastruttura ad un livello relativamente modesto. In totale, l'investimento è stimato tra i 43 e gli 81 miliardi di euro entro il 2040. L'opportunità per l'Europa è creare un mercato per l'idrogeno verde proveniente da fonti rinnovabili a basse emissioni di carbonio che può essere utilizzato per decarbonizzare i settori hard to abate come il settore chimico e dell'acciaio.

In paesi come la Polonia, la Repubblica Ceca e la Slovacchia, l'idrogeno è visto come un motore chiave dei piani per la decarbonizzazione delle regioni attualmente fortemente dipendenti dal carbone ed entro il 2040 la Repubblica Ceca e la Slovacchia potrebbero diventare importanti hub di utilizzo di idrogeno. In tutta Europa, i terminali GNL possono essere adattati per importare idrogeno verde prodotto da abbondanti risorse di energia solare in Nord Africa, Medio Oriente o Australia. Altrove, nei Paesi Baltici e in Scandinavia, l'infrastruttura del gas offre opportunità per immagazzinare grandi quantità di idrogeno verde prodotto dall'eolico offshore.

FIGURE 1

Mature European Hydrogen Backbone can be created by 2040

- H<sub>2</sub> pipelines by conversion of existing natural gas pipelines (repurposed)
- Newly constructed H<sub>2</sub> pipelines
- Export/Import H<sub>2</sub> pipelines (repurposed)
- Subsea H<sub>2</sub> pipelines (repurposed or new)
- Countries within scope of study
- Countries beyond scope of study
- ▲ Potential H<sub>2</sub> storage: Salt cavern
- Potential H<sub>2</sub> storage: Aquifer
- ◆ Potential H<sub>2</sub> storage: Depleted field
- Energy island for offshore H<sub>2</sub> production
- ★ City, for orientation purposes

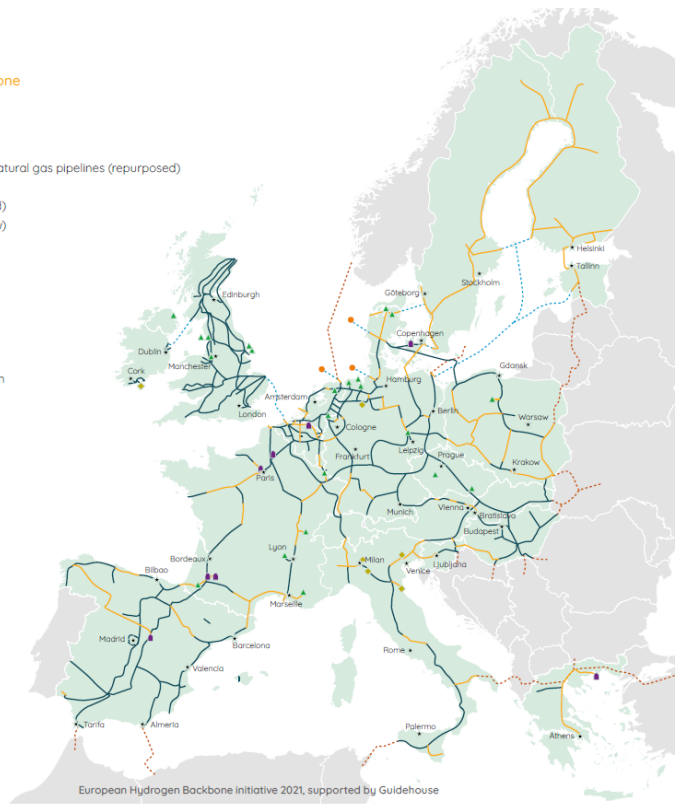
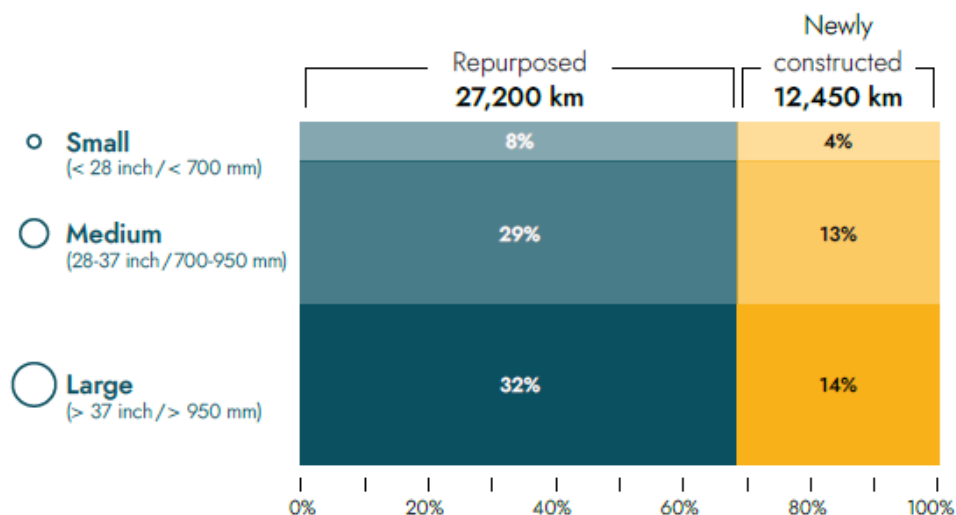


Figura 3-8 European Hydrogen Backbone (fonte: European Hydrogen Backbone)

		Low	Medium	High
Pipeline cost	€ billion	33	41	51
Compression cost	€ billion	10	15	30
<b>Total investment cost</b>	<b>€ billion</b>	<b>43</b>	<b>56</b>	<b>81</b>
OPEX (excluding electricity)	€ billion/year	0.8	1.1	1.8
Electricity costs	€ billion/year	0.9	1.1	2.0
<b>Total OPEX</b>	<b>€ billion/year</b>	<b>1.7</b>	<b>2.2</b>	<b>3.8</b>

Figura 3-9: Investimenti stimati per lo sviluppo della European Hydrogen Backbone (fonte: European Hydrogen Backbone)



**Figura 3-10: Ripartizione della *European Hydrogen Backbone* in termini di tipologia di tubazioni e dimensioni (fonte: *European Hydrogen Backbone*)**

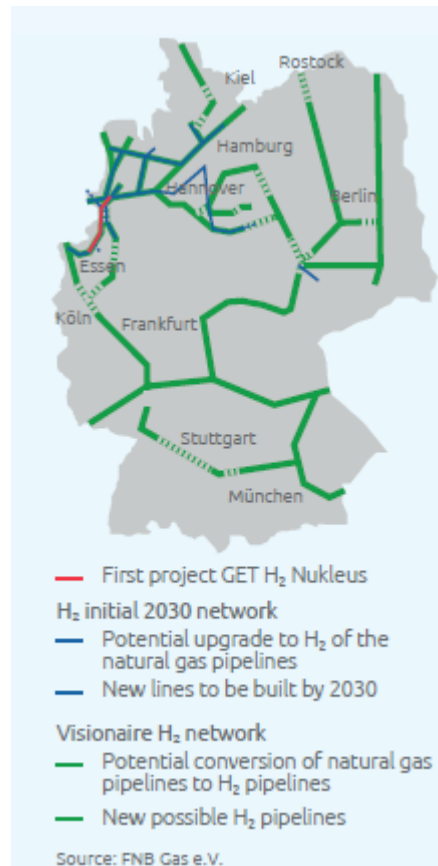
### 3.2.5.2 GET H2

L'iniziativa Get H2 mira a creare un'infrastruttura per l'idrogeno a livello nazionale in Germania, supportato da oltre 30 aziende e istituzioni legate all'idrogeno. La visione è per una rete di idrogeno di 5900 km (Figura 3-11), che comprende sia idrogeno prodotto localmente che idrogeno proveniente da altri paesi europei e non, con utilizzo in impianti di produzione di acciaio, petrolio e prodotti chimici di base.

Il piano è creare il 90% della rete convertendo l'infrastruttura del gas esistente in idrogeno. Si stima che la conversione dei gasdotti per poter trasportare anche idrogeno comporti una spesa totale equivalente al 10÷20% del costo di costruzione di una pipeline dedicata da zero.

Il primo progetto, Get H2 Nukleus, è stato annunciato a Marzo 2020. Si propone di commissionare un gasdotto per il trasporto dell'idrogeno di 130 chilometri e un elettrolizzatore da 100 MW alla fine del 2022. BP, Evonik, Nowega, OGE e RWE sono coinvolti con ruoli diversi: BP ed Evonik saranno gli utilizzatori finali (raffinazione del petrolio e fabbriche chimiche); RWE fornirà l'idrogeno prodotto da elettrolizzatori; Nowega e OGE si occuperanno del sistema di trasmissione che deve essere convertito.

Questo progetto ha una importanza notevole per lo sviluppo della filiera dell'idrogeno e dovrebbe favorire l'accelerazione dell'aggiornamento del quadro giuridico e regolamentare per lo sviluppo di condotte a idrogeno.



**Figura 3-11: L'iniziativa GET H2 tedesca**

### 3.2.5.3 Test di Iniezione di Idrogeno da parte di Snam

Ad Aprile 2019, per prima in Europa, Snam ha sperimentato l'immissione di un mix di idrogeno e gas naturale al 5% in volume nella propria rete di trasmissione. La sperimentazione, che ha avuto luogo con successo a Contursi Terme, in provincia di Salerno, ha comportato la fornitura, per circa un mese, di H<sub>2</sub>NG (miscela idrogeno-gas) a due imprese industriali della zona, un pastificio e un'azienda di imbottigliamento di acque minerali. La sperimentazione di Contursi è stata replicata a Dicembre 2019, raddoppiando la percentuale di idrogeno in volume al 10%.

Nel 2020, inoltre, Snam ha testato la prima turbina "ibrida" a idrogeno al mondo progettata per un'infrastruttura di trasporto del gas naturale. La turbina, prodotta da Baker Hughes in Italia e alimentata fino al 10% a idrogeno, sarà installata entro il 2021 nell'impianto di spinta di Snam a Istrana, in provincia di Treviso.

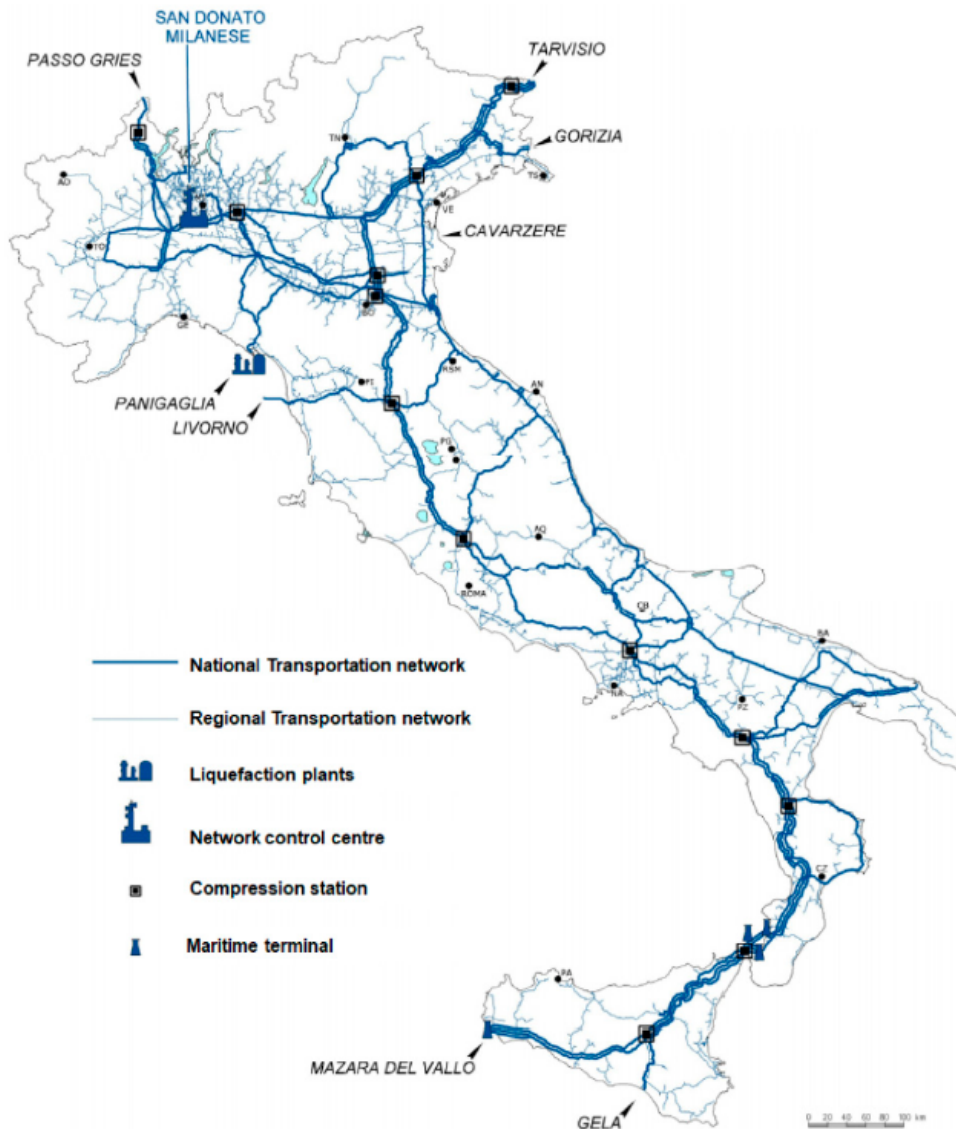
Snam è oggi impegnata nella verifica della piena compatibilità delle sue infrastrutture con crescenti quantitativi di idrogeno miscelato con gas naturale, nonché nel supporto allo sviluppo della filiera italiana, per favorire l'utilizzo di idrogeno in molteplici settori, dall'industria ai trasporti. Attualmente circa il 70% dei tubi dei metanodotti di Snam sono compatibili con l'idrogeno.

### 3.2.5.4 Iniettare 10% di Idrogeno nelle Reti Italiane

In Italia operano due diversi tipi di reti: la rete di trasporto e la rete di distribuzione. Oltre il 90% del gas naturale è importato da paesi esteri. La rete italiana del gas naturale è caratterizzata dalla presenza di sette "Import Point", collegati al sistema di trasporto italiano per l'approvvigionamento di gas naturale:

- Cinque punti di importazione collegati a condotte estere situati a Mazara del Vallo (Trapani – Sicilia), Gela (Caltanissetta – Sicilia), Passo Gries (Verbano Cusio Ossola – Piemonte), Tarvisio (Udine – Friuli Venezia Giulia) e Gorizia (Friuli Venezia Giulia);
- Tre punti di importazione collegati a impianti di gassificazione di gas naturale liquefatto (GNL) situati a Panigaglia (La Spezia – Liguria), Porto Viro (Rovigo – Veneto) e Livorno (Toscana).

Dal punto di vista operativo, il sistema di trasporto italiano opera ad una pressione compresa tra 24 e 75 barg, anche se le condotte sottomarine funzionano ad una pressione fino a 115 barg.



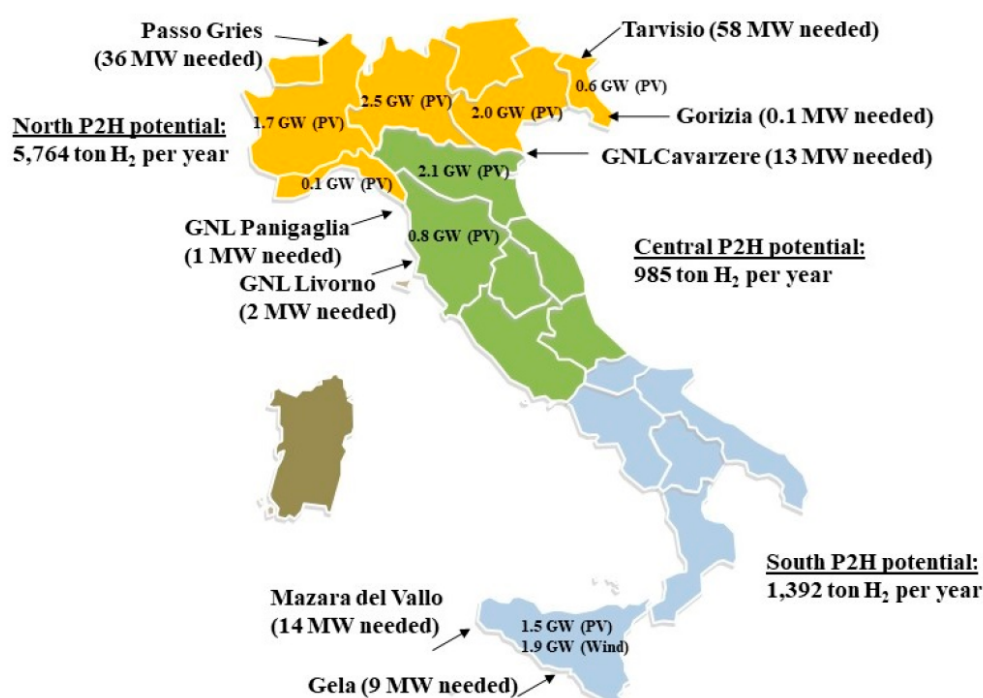
**Figura 3-12: Sistema italiano di trasporto del gas naturale**  
(fonte: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/21/5570>)

Le reti italiane sono così divise:

- trasporti nazionali: 10.272 km con 13 stazioni di compressione
- trasporti regionali: 24.700 km
- Sistema di distribuzione: 260.000 km

Come riportato precedentemente la normativa italiana consente la concentrazione di idrogeno per la miscelazione solo fino allo 0,5%, ma sono già state svolte attività sperimentali in Italia per valutare l'impatto di concentrazioni più elevate nelle reti esistenti: il 5% di miscelazione è già stato testato in un piccolo rete chiusa nei pressi della città meridionale di Salerno, mentre sono previsti nuovi test con l'obiettivo di testare l'iniezione di idrogeno al 10%.

Pellegrini, Guzzini e Sacconi nell'articolo "Preliminary Assessment of the Potential of Low Percentage Green Hydrogen Blending in the Italian Natural Gas Network" (Energies 2020, 13, 5570) hanno calcolato che la rete di gas naturale potrebbe ricevere fino 2310 kg/h di idrogeno (Figura 3-12) senza impatti sulle strutture esistenti e richiedendo la sola installazione di specifici cromatografi per la misurazione della portata di idrogeno. Considerando un utilizzo tipico di 3500 h / anno, tipico di un impianto P2H per il servizio di stabilità della rete elettrica, è possibile stimare una produzione totale di idrogeno fino a 8141 ton / anno. Ipotizzando una dimensione media dell'impianto di 134 MW (elettrolizzatori + compressione), ciò comporterebbe un consumo elettrico annuo di 467,6 GWh / anno, con un costo totale di circa 487,5 M €.



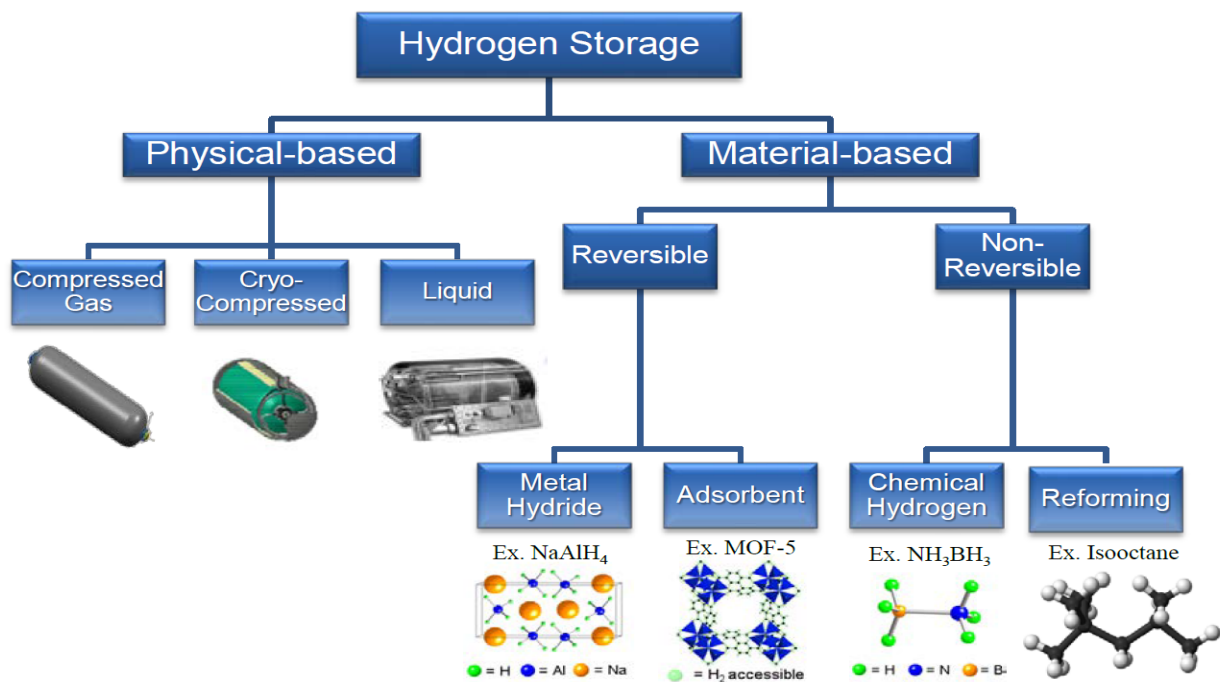
**Figura 3-13: Punti di iniezione di idrogeno e portate nel caso di quasi-zero investimenti (fonte: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/21/5570>)**

Considerando invece di arrivare al 10% di idrogeno in tutta la attuale rete di gas naturale italiano, l'idrogeno necessario sarebbe circa 61000 kg/h, richiedendo circa 3500MW di elettrolizzatori + compressori.

### 3.3 Stoccaggio dell'Idrogeno

Lo stoccaggio dell'idrogeno può avvenire per compressione, liquefazione o per assorbimento su matrici solide.

Le diverse tecnologie si distinguono per prestazioni, stato dell'arte ed applicazione preferenziale.



**Figura 3-14: Classificazione tecnologie di stoccaggio Idrogeno**  
 (fonte: U.S. DOE <http://energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>)

### 3.3.1 Compressione

Tradizionalmente il processo di accumulo di idrogeno sotto forma di gas compresso può essere effettuato per immagazzinare lo stesso con soluzioni all'aperto, sottoterra o a bordo di veicoli per facilitarne il trasporto. Inoltre, la tecnologia si applica alle stazioni di rifornimento dei veicoli a idrogeno e ai serbatoi delle stesse autovetture.

A livello tecnologico le attrezzature necessarie per effettuare il processo sono un compressore ed un contenitore pressurizzato.

### 3.3.2 Compressori

Tradizionalmente i compressori utilizzabili per questo scopo sono generalmente a pistoni assiali, radiali o alternati. Questi ultimi sono già ampiamente presenti ed utilizzati nel settore petrolifero nella raffinazione del greggio e sono comunemente disponibili con o senza lubrificazione a olio con potenza dai 2 ai 15 MW. Per l'applicazione nel settore della compressione idrogeno, per evitare eventuali contaminazioni del gas con l'olio, si preferisce comunque optare per i modelli non lubrificati.

Altri tipi di compressori possono essere utilizzati nel processo di compressione dell'idrogeno, di seguito elenchiamo i principali:

- Compressore a pistone con liquidi ionici, capace di comprimere il gas fino a 1000 bar sfruttando il fenomeno della bassissima solubilità dei gas all'interno dei liquidi ionici in combinazione con la larghissima finestra di temperatura dello stato liquido di questi ultimi.
- Compressore elettrochimico per l'idrogeno multistadio che incorpora una serie di gruppi membrana-elettrodo simili a quelli utilizzati nelle celle a combustibile a membrana a scambio protonico. Il funzionamento è molto simile a quello di una cella a combustibile e in particolare una tensione viene applicata alla membrana e nel contempo la corrente elettrica risultante permette all'idrogeno di essere spinto attraverso la membrana. Anche in questo caso si ottengono pressioni fino a 1000 bar.

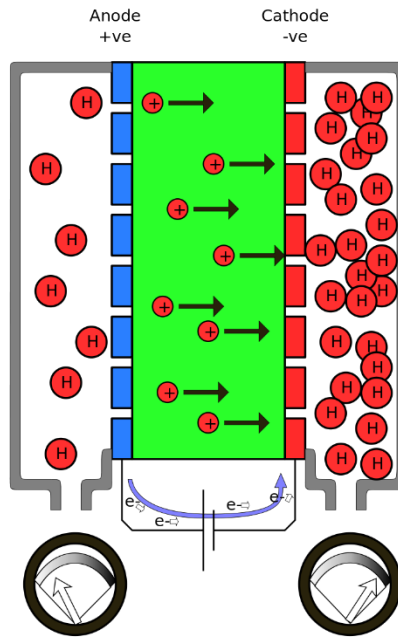


Figura 3-15

- Compressori a idruri, che sfruttano le proprietà termiche e di pressione di alcune specie di idruri di metalli, capaci di assorbire idrogeno a bassa pressione e temperatura ambiente e di rilasciarlo a pressioni e temperature più alte (vedere capitolo 3 per approfondimento).
- Compressori a pistone-membrana in metallo.

Il processo di compressione può coinvolgere una serie di fasi, ciascuna delle quali può prevedere differenti valori di pressioni e può essere effettuata anche come anticipato con l'utilizzo di idruri di metallo allo scopo di sfruttare le diverse pressioni operative nelle fasi di idrogenazione e deidrogenazione degli stessi. Nei sistemi di compressione può inoltre essere previsto un sistema di espansione allo scopo di recuperare una parte dell'energia impiegata nella fase di compressione e gli stessi meccanismi possono essere utilizzati per modificare la pressione dell'idrogeno sulla base della tecnologia di accumulo oppure sulla destinazione finale del prodotto.

### 3.3.3 Stoccaggio

Per quanto riguarda l'accumulo e il deposito dell'idrogeno, come anticipato vengono utilizzati contenitori pressurizzati. Dal punto di vista del materiale possono essere utilizzati acciai ad alta resistenza per garantire l'affidabilità del contenitore, ma sono sconsigliati per l'installazione su veicoli in quanto provocano un problema di aumento di peso. Nel settore *automotive* infatti si preferisce l'utilizzo di bombole di materiale composito costituite ad esempio da un corpo in ferro, alluminio o polimero, rivestito a sua volta da fibre di carbonio avvolte e saldate con della resina polimerica capace di lavorare a pressioni comprese fra i 350 e i 700 bar.

Esistono recipienti di idrogeno compresso anch'essi utilizzabili a una pressione compresa fra i 5000 e i 10000 psi che sono concepiti con uno strato interno di polimero ad alta densità per prevenire la diffusione del gas. Uno strato intermedio di fibre di carbonio fissate con resina epossidica ad alta resistenza è rivestito infine da un guscio esterno resistente per evitare danni da impatti e abrasioni.



Anche gli acciai austenitici possono essere considerati un materiale adeguato alla costruzione di bombole per idrogeno compresso, ancora una volta però sconsigliati per una questione di peso nel mercato del settore automotive.

Uno dei principali svantaggi dello stoccaggio di idrogeno compresso per applicazioni portatili è la piccola quantità di idrogeno che può essere immagazzinata in serbatoi di volume commerciale, presentando bassa capacità volumetrica. Anche ad alte pressioni l'idrogeno compresso presenta una bassa densità volumetrica. Il contenuto energetico dell'idrogeno compresso è inoltre inferiore rispetto al contenuto energetico della benzina che occupa lo stesso volume. Un altro problema critico è direttamente correlato alla sicurezza dello stoccaggio dell'idrogeno a pressioni così elevate. La possibilità di grandi cadute di pressione all'interno della bombola del gas quando è necessario il rilascio di idrogeno (ad esempio, durante il caricamento di un serbatoio) è un altro fattore che deve essere considerato, oltre a l'alto costo per la compressione.

### **3.3.4 Progetti EU**

#### **3.3.4.1 Progetto COSMHYC**

Recentemente è stato chiuso il progetto europeo COSMHYC focalizzato essenzialmente sulla tecnologia delle HRS (Hydrogen Refuelling Station) stazioni di rifornimento dell'idrogeno, dove come anticipato l'idrogeno deve essere compresso a pressioni molto elevate (fino a 950/1000 bar). Il sistema è essenzialmente composto dall'accoppiamento di due tecnologie e consiste nel trasportare l'idrogeno dalla sorgente a un compressore a idruri metallici dove viene stoccato. Il carburante viene quindi processato in un compressore meccanico alla pressione richiesta nei sistemi di alimentazione.



#### **3.3.4.2 Phaedrus**

L'obiettivo principale del progetto PHAEDRUS era quello di ricercare e sviluppare la fattibilità di una stazione di rifornimento di idrogeno scalabile facendo convergere componenti basati su nuove tecnologie. All'interno del progetto veniva utilizzata la compressione elettrochimica dell'idrogeno, un principio di compressione isotermica con assenza di parti in movimento, funzionamento silenzioso e capacità dinamica simile all'elettrolizzatore.

#### **3.3.4.3 H2REF**

Il progetto H2REF affronta il tema della compressione per il rifornimento di veicoli passeggeri da 70 MPa e comprende tutte le attività necessarie per far avanzare un nuovo processo di compressione. Questo si basa sull'uso di accumulatori idropneumatici, che forniscono una soluzione più affidabile ed economica pur fornendo prestazioni altamente migliorate.

### **3.3.5 Sviluppo Futuri**

Ad oggi la compressione dell'idrogeno resta uno dei temi caldi dello sviluppo della filiera, oltre che essere il principale collo di bottiglia nello sviluppo dell'infrastruttura di rifornimento per la mobilità all'idrogeno. La necessità di soluzioni di compressione affidabili e a basso costo è considerata quindi strategicamente importante alla luce dell'attuale attenzione internazionale verso l'idrogeno.

In questi termini, come già emerso vengono generalmente utilizzate due modalità (compressori meccanici e non meccanici) utilizzate appunto per aumentare la densità di volume del gas attraverso compressione. La prima tipologia di strumenti produce molto spesso rumorosità e vibrazioni significative e i metodi ad essi correlati sono ad oggi spesso costosi e non molto efficienti oltre a richiedere elevata manutenzione e ingombro e avere sostanziali tempi di inattività. In alternativa, i compressori non meccanici devono affrontare problemi che coinvolgono requisiti di grandi volumi, cinetica di reazione lenta e la necessità di speciali sistemi

di controllo termico, tutti fattori che limitano lo sviluppo su larga scala. Di conseguenza, sono urgentemente necessari metodi modulari, sicuri, economici ed efficienti per lo stoccaggio in pressione dell'idrogeno.

In questo contesto, l'attenzione per lo sviluppo di nuove tecnologie di compressione di idrogeno che possano da un lato aumentare l'efficienza e dall'altro diminuire i costi sono forti e attuali. Come evidenziato dalla call del Programma Horizon 2020: "Scale-up and demonstration of innovative hydrogen compressor technology for full-scale hydrogen refuelling station". I programmi europei tra i quali quelli elencati nel precedente paragrafo sono arrivati a un TRL 5. Tutto questo rende necessario un upgrade tecnologico in questo senso.

Contestualmente alla compressione anche lo stoccaggio di gas compresso rappresenta un argomento importante in termini di nuovi sviluppi. Come già emerso una delle principali problematiche che si incontrano nello stoccaggio di idrogeno compresso è la bassa capacità volumetrica. Stoccaggi ad alte pressioni, anche più alte di 70 MPa, corrispondono a densità volumetriche basse (inferiori a 40 kg H<sub>2</sub> m<sup>3</sup>).

A tal proposito sono state sviluppate nuove bombole in materiali compositi leggeri in grado di resistere a pressioni fino a 80 MPa (800 bar). In tali condizioni l'idrogeno gassoso può raggiungere una densità volumetrica di 36 kg/m<sup>3</sup>, corrispondente alla metà circa del valore allo stato liquido.

In questo contesto, lo sviluppo di nuovi contenitori realizzati in materiali tecnologici, sempre più resistenti e adeguati allo stoccaggio sicuro di idrogeno compresso è centrale nel dialogo sui futuri sviluppi della compressione dell'idrogeno.

### 3.3.6 Liquefazione

#### 3.3.6.1 Mercato Liquefazione

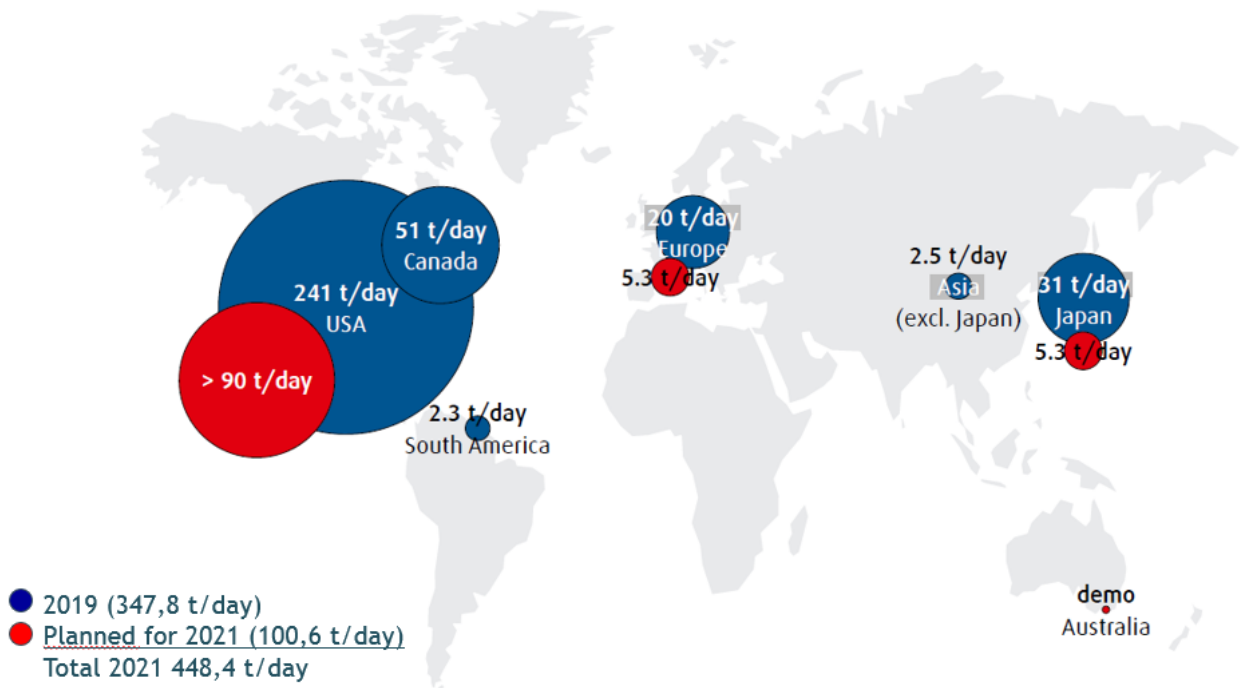
La capacità di liquefazione globale è di circa 350 tonnellate/giorno (Figura 3-16). Gli attuali consumatori su larga scala di idrogeno liquefatto sono l'industria aerospaziale, industria chimica, industria elettronica/dei semiconduttori e industria metallurgica.

La maggior parte della produzione attuale è concentrata nel continente americano, con una capacità produttiva di circa di 241 ton/giorno negli USA e di 51 ton/giorno in Canada. Dietro gli Stati Uniti e il Canada, il Giappone è il terzo produttore di idrogeno liquido con una capacità produttiva stimata di 31 ton/giorno.

Attualmente ci sono tre impianti di produzione di idrogeno liquido attualmente in funzione in Europa, con una produzione giornaliera complessiva di circa 20 tonnellate al giorno (Tabella 3-1). In ottobre 2018 Linde ha annunciato l'intenzione di raddoppiare la capacità produttiva nel proprio stabilimento di Leuna, la Germania a 10 tonnellate al giorno dal 2021, aumentando la produzione europea totale a 25 tonnellate al giorno. Tutti e tre gli impianti di produzione in Europa producono idrogeno liquido dal gas naturale di reforming con metano a vapore, attualmente senza CCS.

Technology Provider	Nazione	Città	Processo	Capacità	Anno
Air Liquide	Francia	Waziers	SMR	10	1987
Air Products	Olanda	Rotterdam	SMR	5	1990
Linde	Germania	Leuna	SMR	5	2007

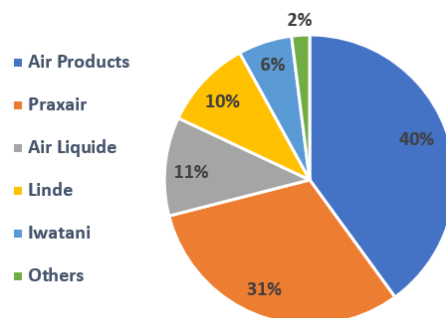
Tabella 3-1: Impianti di liquefazione Idrogeno in Europa



**Figura 3-16: Mercato liquefazione Idrogeno**

(fonte: Latest global trend in liquid hydrogen production, Linde, December 2019)

Il mercato degli impianti di liquefazione su scala commerciale è dominato da Air Products, Praxair Air Liquide e Linde (Fig. 3-17).



**Figura 3-17: Mercato liquefazione Idrogeno**

(fonte: Latest global trend in liquid hydrogen production, Linde, December 2019)

### 3.3.6.2 Tecnologie di Liquefazione

Esistono due metodi o cicli primari per liquefare l'idrogeno: il *Reversed Helium Brayton Cycle* ed il *Calud Cycle*.

#### **Reversed Brayton Cycle**

Il *Reversed Helium Brayton Cycle* (Fig. 3-18) è un processo di piccola taglia (fino a 3 TPD) dove i costi di investimento tendono ad essere inferiori rispetto a quelli operativi. Il ciclo inizia con la compressione dell'idrogeno fino a 10÷15 bar, preraffreddamento con azoto liquido fino a circa -193°C, raffreddamento con un ciclo inverso ad elio e raffreddamento finale attraverso una valvola Joule Thomson. Nel ciclo per la compressione dell'elio si utilizzano compressori a vite ad iniezione di olio che hanno costi relativamente bassi, inoltre l'impianto è in grado di evitare i requisiti tipici delle aree classificate e quindi di ridurre ulteriormente i costi di investimento associati. L'utilizzo di compressori economici poco efficienti comporta però un maggiore utilizzo di energia e quindi costi energetici più elevati. L'attuale consumo di energia di questo processo varia tra 12,3 e 13,4 kWh/kg.

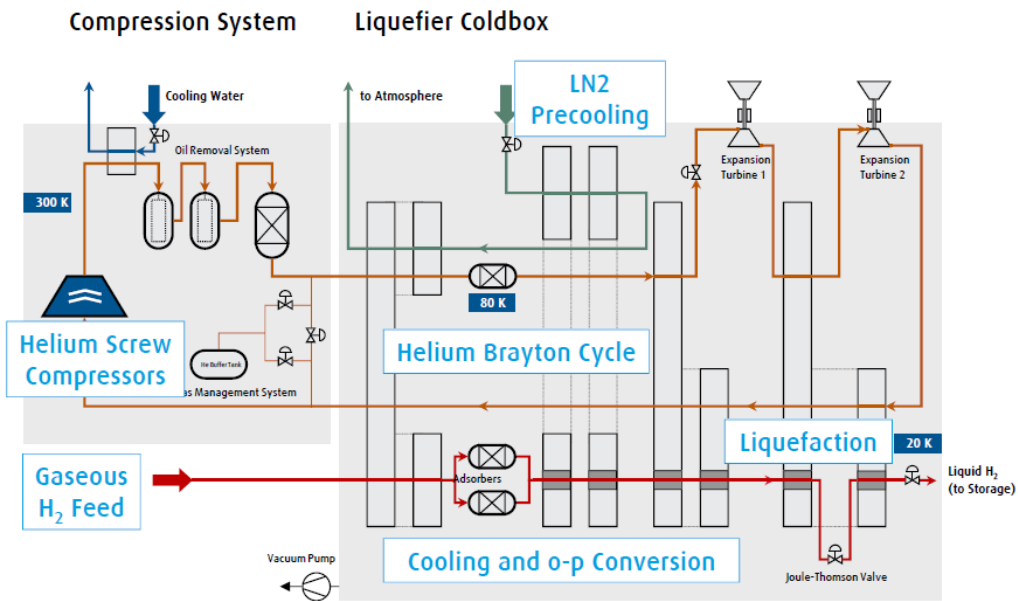


Figura 3-18: Schema *Reversed Helium Brayton Cycle*

### Claud Cycle

Gli impianti di grandi dimensioni si affidano al *Claud Cycle* (Fig. 3-19), hanno un costo di investimento più alto e minori costi operativi rispetto al *Reversed Helium Brayton Cycle*. Il ciclo inizia con la compressione dell'idrogeno fino a 15÷25 bar, pre-raffreddamento con azoto liquido fino a circa -193°C. Dopo il ciclo di preraffreddamento il processo è diverso da quello del ciclo ad elio, utilizzando prima compressori di riciclo per raffreddare l'idrogeno e infine una valvola Joule-Thomson che raffredda l'idrogeno fino a 30K÷20K durante l'espansione. Il consumo energetico attuale di questo processo varia da 10,8 a 12,7 kWh/kg.

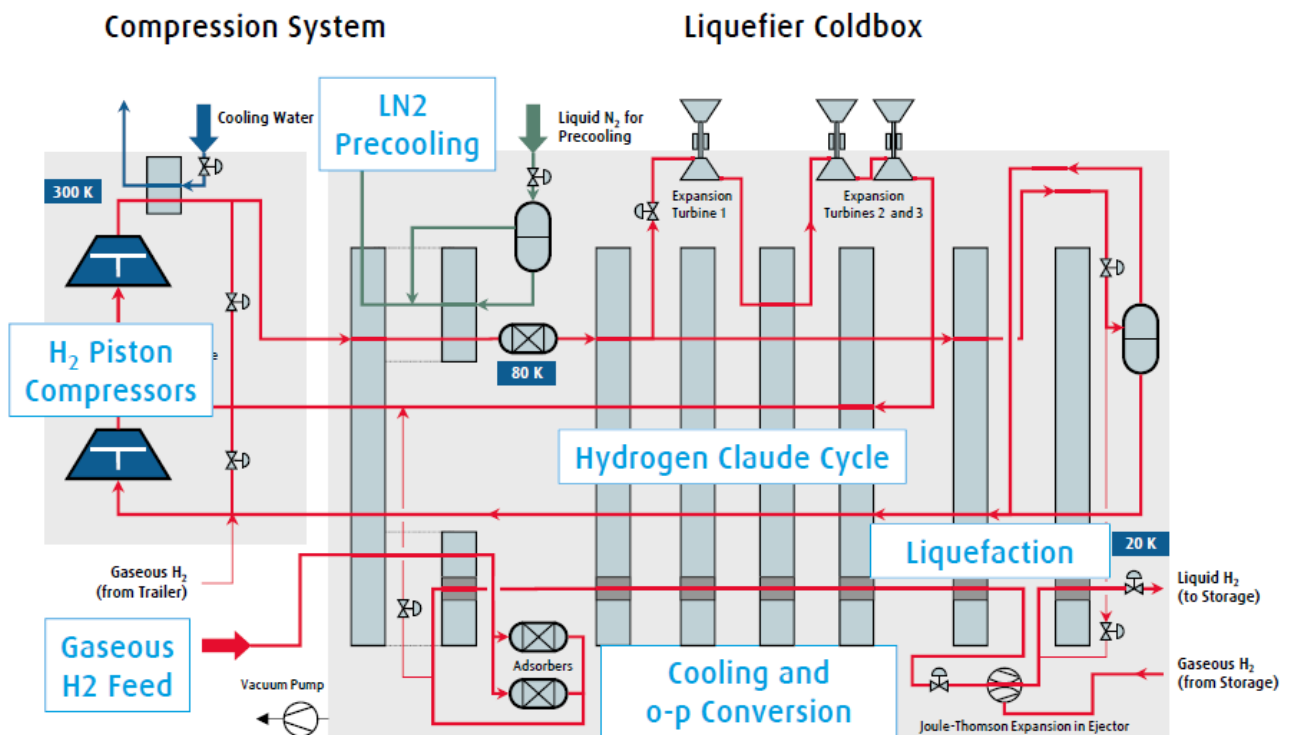


Figura 3-19: Schema *Claud Cycle*

### Sviluppi Futuri

Le tecnologie di liquefazione dell'idrogeno non sono cambiate in modo significativo negli ultimi 50 anni, esistono diversi approcci e piani di sviluppo per ridurre i costi e aumentare l'efficienza, come ad esempio il progetto *IDEHALY*.

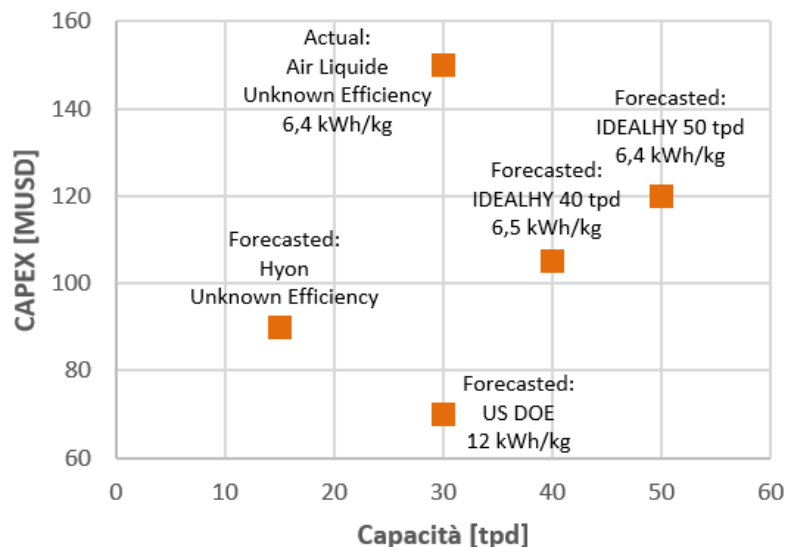
Il progetto *IDEALHY*, finanziato dall'Unione Europea, ha riunito esperti mondiali per progettare un processo di liquefazione dell'idrogeno più efficiente ed a costi inferiori con la seguente strategia:

- Aumentare la scala dell'impianto
- Progettare un processo più efficiente
- Utilizzo di componenti più efficienti.

I risultati dello studio hanno mostrato che è possibile ottenere consumi energetici di 6,4 kWh/kg, con una capacità stimata perché sia tecnicamente e commercialmente fattibile di almeno 40÷50 tpd. Le implementazioni riguardano attuali tecniche di liquefazione, come ad esempio i circuiti chiusi di refrigerazione per il preraffreddamento, un ciclo Brayton inverso con design della turbina migliorato e refrigerante misto costituito da elio e neon80.

Oltre al progetto *IDEALHY*, Linde stima che potrebbero sviluppare una versione migliorata ed amplificata dell'impianto di Leuna per costi specifici complessivi inferiori di circa il 50% ma con maggiori consumi energetici.

In Fig. 3-20 è riportata una selezione di impianti esistenti ed in corso di sviluppo, con indicate capacità, consumi energetici e costi di investimento.



**Figura 3-20: Costi di investimento, capacità e consumi energetici per impianti esistenti ed in corso di sviluppo**

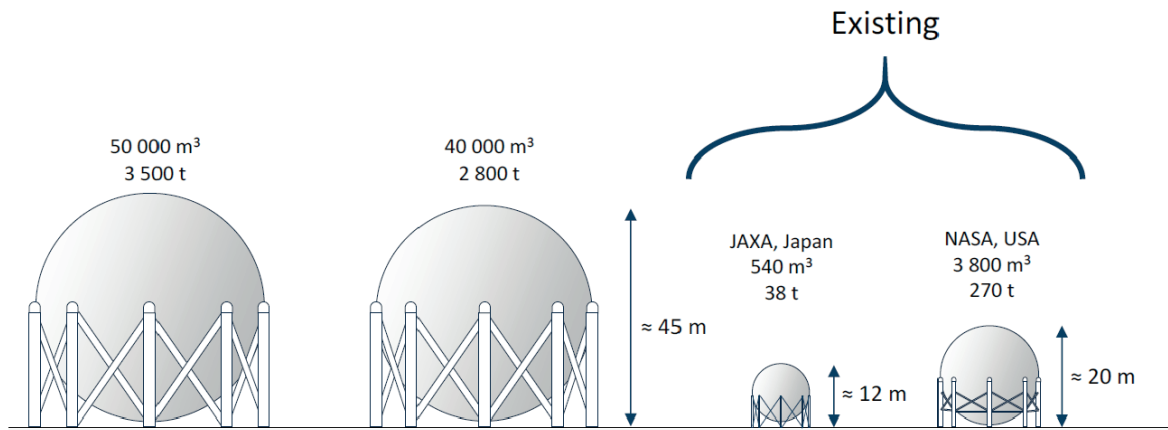
#### 3.3.6.3 Stoccaggi Idrogeno Liquido

I serbatoi di idrogeno liquido sono forse la parte della catena del valore con la tecnologia più avanzata, poiché diversi fornitori offrono soluzioni per una vasta gamma di volumi.

Ad esempio, Linde fornisce serbatoi di stoccaggio LH2 fino a 300 m<sup>3</sup>, ed il più grande serbatoio di stoccaggio criogenico al mondo appartiene alla NASA in Florida (USA) avente capacità di 3800 m<sup>3</sup> corrispondenti a 270 tonnellate di idrogeno liquido. In Giappone l'agenzia spaziale JAXA ha un serbatoio di 540 m<sup>3</sup> paria a 38 tonnellate di idrogeno liquido.

Un nuovo serbatoio di stoccaggio LH2 sta per essere costruito dalla NASA, con una capacità di 375 tonnellate di idrogeno liquido.

La dimensione futura dei serbatoi di stoccaggio dell'idrogeno liquido può essere circa 13 volte più grande della NASA con una capacità massima di 5000 m<sup>3</sup> (Fig. 3-21).



**Figura 3-21: Capacità di stoccaggio serbatoi di idrogeno liquido**

#### 3.3.6.4 Distribuzione e *Bunkering*

Per la distribuzione su camion si utilizzano autocisterne munite di serbatoi criogenici con capacità da 140 fino a 4000 kg, costituiti essenzialmente da un contenitore interno generalmente in acciaio inossidabile, uno esterno in acciaio al carbonio (o acciaio inossidabile) e tra i due contenitori è alloggiato un materiale isolante. Alcuni fornitori e distributori di idrogeno liquido sono Linde, Praxair e Air Liquide.

Per il trasporto su nave Kawasaki Heavy Industry ha sviluppato la prima nave per il trasporto di idrogeno liquido chiamata *Suiso Frontier* (Suiso: idrogeno in giapponese), con un serbatoio criogenico di circa 1250 m<sup>3</sup> di idrogeno alla temperatura di -253 °C, la nave verrà utilizzata per il trasporto di idrogeno liquido prodotto in Australia (Fig. 3-22).



**Figura 3-22: *Suiso Frontier* prima nave ad idrogeno prodotta dalla Kawasaki Heavy Industry**  
(fonte Kawasaki website)

Moss Maritime, una compagnia 100% Saipem, ha sviluppato assieme a Equinor, Wilhelmsen, Viking Cruises and DNV-GL il design di navi per il trasporto e *bunkering* di idrogeno liquido, prevedendo due serbatoi criogenici cilindrici di capacità pari a 4500 m<sup>3</sup> per *short/medium ship transport* con bracci di rifornimento a bordo (Fig. 3-23) e soluzioni con serbatoi criogenici sferici per *deep ship transport* fino a 140000 m<sup>3</sup> sono in corso di sviluppo.



**Figura 3-23: Nave per short/medium ship LH2 transport con serbatoi criogenici cilindrici (9000 m<sup>3</sup>)**  
(fonte [www.ship-technology.com](http://www.ship-technology.com)).

Mentre per il trasporto marittimo le soluzioni di *bunkering* sono in corso di sviluppo, per il trasporto su terra esistono già stazioni di rifornimento, dove i sistemi principali sono essenzialmente: serbatoio criogenico (fisso o montato su rimorchio), pompa criogenica alimentazione di gas inerte per il pre-raffreddamento, rimozione aria e umidità, e tubo flessibile di rifornimento.

### 3.3.7 Sistemi Alternative di Stoccaggio

L'idrogeno ha le caratteristiche del vettore energetico ottimale. Densità energetica in peso elevatissima (LHV 142 kJ/mol), grande disponibilità (è l'elemento più abbondante dell'universo) e vapore acqueo come unico prodotto di scarto sono alcuni dei suoi punti di forza. Tuttavia due importanti problematiche ne ostacolano la diffusione: la prima è di tipo tecnologico, ed è dovuta all'elevato dispendio energetico necessario per ottenere idrogeno verde (ad esempio tramite elettrolisi). La seconda è strettamente legata alla sua natura chimica: l'idrogeno è l'elemento con la più bassa densità relativa, così bassa che un solo grammo di idrogeno occupa ben 10 litri di volume (in STP). Ciò si traduce nel fatto che lo stoccaggio in forma gassosa all'interno di bombole, è estremamente inefficiente perché per immagazzinarne quantità significative è necessario raggiungere pressioni molto elevate (nell'ordine di centinaia di bar) con tutte le conseguenze tecnologiche, di sicurezza ed economiche che ne derivano.

Il superamento di questo ostacolo può perciò venire solo da un ripensamento del processo chimico-fisico di stoccaggio. Per questo fin dagli anni '70 sono allo studio dei sistemi alternativi di immagazzinamento a base di matrici solide che mirano ad aumentare la densità relativa di idrogeno fino a un valore superiore a quello del gas compresso (praticamente a contenere una quantità di idrogeno maggiore a quella contenuta in una bombola di pari volume).

I sistemi per lo stoccaggio alternativo di idrogeno si dividono in due grandi categorie: quelli di tipo "chimico" (come gli *idruri metallici* e i *Liquid Organic Hydrogen Carrier*) in cui la molecola di idrogeno si scinde per legarsi alla matrice attraverso una vera e propria reazione, e quelli di tipo "fisico", in cui la molecola di idrogeno si "aggancia" in maniera temporanea e reversibile alla matrice (come i *composti carboniosi* e i *clatrati idrati*). Questo differente meccanismo di azione si riflette nelle loro prestazioni e condizioni operative: quelli di tipo chimico richiedono elevate temperature (centinaia di gradi) e tempi di assorbimento/rilascio lunghi ma assicurano capacità di stoccaggio maggiori (fino al 18% in peso); al contrario, quelli di tipo fisico sono generalmente più versatili e veloci ma raggiungono prestazioni inferiori (tra il 2 e il 5% in peso).

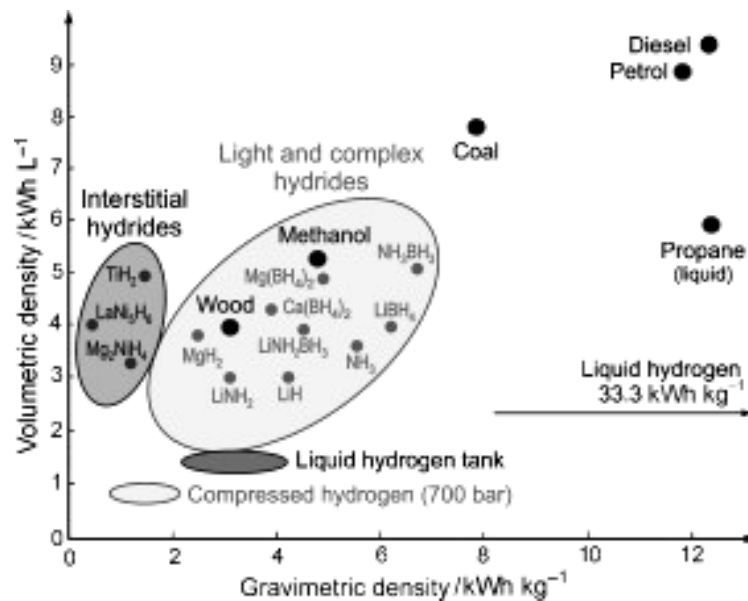


Figura 3-24

Nel presente paragrafo verrà data una descrizione dei sistemi di stoccaggio alternativi a compressione e criocompressione, con particolare riferimento a:

- Idruri di Metalli
- Gas Idrati
- Composti Carboniosi
- Liquid Organic Hydrogen Carrier.

### 3.3.8 Idruri di Metalli

#### 3.3.8.1 Informazioni Generali

Gli idruri metallici sono dei composti formati da un metallo (come il Magnesio) o una lega di metalli (come Litio, Alluminio e Boro) capaci di immagazzinare l'idrogeno attraverso la formazione di un legame chimico di tipo covalente. In essi l'idrogeno perde quindi la sua identità di gas per legarsi intimamente ad una matrice metallica attraverso una reazione (sono quindi un sistema di tipo chimico).

Sono relativamente stabili a temperatura ambiente, possono essere modellati nelle forme più convenienti e non richiedono pressioni di stoccaggio elevate, ciò rende la loro manipolazione semplice e intrinsecamente sicura. Tuttavia i processi di caricamento e rilascio dell'idrogeno sono delle vere e proprie reazioni chimiche che avvengono piuttosto lentamente ed a temperature comprese tra i 200 e 500°C: questo pone problematiche tecnologiche, specie in relazione alla gestione dei flussi termici, e determina un notevole consumo energetico, tant'è che tra il 20% ed il 60% dell'energia contenuta nell'idrogeno immagazzinato, viene consumata per realizzare il processo di stoccaggio e rilascio. Inoltre l'elevato peso dei composti metallici porta la *densità gravimetrica* (la massa di idrogeno immagazzinata per ogni unità di massa di matrice di stoccaggio) a valori compresi tra il 2% e il 10% (per confronto l'idrogeno compresso in bombole ha una densità gravimetrica attorno al 13%). Infine alcune tipologie di idruri sono soggette ad effetto memoria, cioè a una progressiva perdita delle capacità di stoccaggio, a causa della formazione dei così detti *idruri irreversibili*.

#### 3.3.8.2 Campi di Applicazione

Gli idruri metallici sono stati storicamente il primo sistema di stoccaggio alternativo per l'idrogeno ad essere ideato, tant'è che ad oggi ne esistono numerose applicazioni sperimentali e commerciali. A livello di sviluppo tecnologico, si posizionano al secondo posto dopo l'idrogeno compresso e crio-compresso.

Sono utilizzati quando è necessaria una grande capacità di stoccaggio ma non è richiesta una elevata velocità di caricamento, per questo le applicazioni preferenziali sono quelle stazionarie (specie quando associate a fonti energetiche rinnovabili) oppure in grandi mezzi di trasporto (come treni o piccole imbarcazioni).

### 3.3.8.3 Progetti USA

- **U.S. DRIVE: Hydrogen Storage**

E' una iniziativa del *Energy Efficiency & Renewable Energy Office* del Dipartimento Energia USA (DOE) che ha lo scopo di valutare e proporre sistemi innovativi per lo stoccaggio di idrogeno da applicare a veicoli leggeri alimentati da *fuel cells*; si occupa poi di stabilire i target e gli standard dei test di efficienza, nonché coordinare i rapporti tra centri ricerca ed investitori.

PARAMETRI	UNITÀ	2020	2025	OBIETTIVO
<b>Densità gravimetrica di stoccaggio</b>				
Energia (o massa) di idrogeno immagazzinata in una unità di massa di matrice di stoccaggio	kWh/kg (kg H <sub>2</sub> /kg sistema)	1.5 (0.045)	1.8 (0.055)	2.2 (0.065)
<b>Densità volumetrica di stoccaggio</b>				
Energia (o massa) di idrogeno immagazzinata in una unità di volume di matrice di stoccaggio	kWh/L (kg H <sub>2</sub> /L sistema)	1.0 (0.030)	1.3 (0.040)	1.7 (0.050)
<b>Costo di stoccaggio</b>				
Costo (\$) per lo stoccaggio di una unità di energia (o massa) di Idrogeno	\$/kWh net (\$/kg H <sub>2</sub> )	10 (333)	9 (300)	8 (266)
Costo di rifornimento alla pompa	\$/gallone equivalente di carburante	4	4	4
<b>Parametri Operativi</b>				
Temperatura operativa	°C	-40/60	-40/60	-40/60
Numero di cicli di rifornimento (da 1/4 della capienza a pieno)	Cicli	1,500	1,500	1,500
Efficienza di conversione a bordo	%	90	90	90
Efficienza complessiva, dalla produzione di idrogeno alla conversione in celle a combustibile	%	60	60	60
Tempo di ricarica	min	3–5	3–5	3–5

**Tabella 3-2: Alcuni Target di efficienza stabiliti dal DOE per i sistemi di accumulo di Idrogeno per veicoli leggeri**

I target tecnologici stabiliti per il 2020 sono:

- 1.5 kWh/kg di densità gravimetrica di energia (a cui corrisponde il 4.5 wt.% di densità gravimetrica rispetto alla matrice);
- 1 kWh/L di densità volumetrica di energia (a cui corrisponde lo 0.030 kg idrogeno /L di densità volumetrica rispetto alla matrice);
- \$10/kWh come costo di stoccaggio (\$333/kg di idrogeno stoccato).

### 3.3.8.4 Progetti EU

A livello europeo, sono stati finanziati diversi progetti per lo sviluppo di sistemi di accumulo di idrogeno a base di idruri metallici, sia per applicazioni stazionarie che mobili:

- **ATLAS-H2** (*Advanced metal hydride tanks for integrated hydrogen applications*)  
E' una partnership tra industria ed accademia volta a sviluppare e portare sul mercato un sistema ad alta efficienza a base di idruri metallici a bassa pressione, per lo stoccaggio dell'idrogeno prodotto attraverso fonti rinnovabili.

Il prototipo è caratterizzato da dei dischi di idruro compattato (tale geometria permette di gestire al meglio i flussi termici) e un materiale a cambiamento di fase capace di accumulare il calore rilasciato durante l'assorbimento dell'idrogeno, in modo da riutilizzarlo durante la fase di desorbimento. Al sistema è associato un compressore multistadio a base di idruri metallici ed alimentato ad acqua calda e fredda, in grado di erogare fino a 2000 L/h ad una pressione di 200 bar.

- **HYSTORY** (*Hydrogen Storage in Hydrides for Safe Energy Systems*)

E' un progetto di collaborazione tra centri ricerca, università e soggetti industriali per lo sviluppo di sistemi a base di idruri metallici ad alte prestazioni, costi contenuti e basso impatto ambientale da applicare al settore nautico (come imbarcazioni alimentate ad idrogeno) e dello stoccaggio stazionario (integrazione nelle smart-grid della rete elettrica).

- **REMOTE PROJECT**

E' un progetto europeo volto all'installazione di sistemi di stoccaggio a base di idruri metallici da utilizzarsi per la produzione di energia elettrica attraverso *fuel-cells* in località remote e disconnesse dalla rete elettrica locale. L'approvvigionamento di idrogeno avviene attraverso elettrolizzatori alimentati da fonti discontinue, come quelle rinnovabili.

### 3.3.8.5 Progetti Italia

#### REMOTE PROJECT – GINOSTRA

La località di Ginostra, sull'isola di Stromboli (Me), non è connessa alla rete elettrica locale e la fornitura di energia era precedentemente assicurata da generatori alimentati a gasolio, trasportato sul luogo tramite elicotteri.

Informazioni relative al progetto

**ATLAS-H2**  
ID dell'accordo di sovvenzione: 251562

**Stato**  
Progetto concluso


**Data di avvio** 1 Luglio 2010      **Data di completamento** 30 Giugno 2014

**Finanziato da**  
FP7-PEOPLE

**Bilancio complessivo**  
€ 2 268 340

**Contributo UE**  
€ 2 268 340

**Coordinato da**  
"NATIONAL CENTER FOR SCIENTIFIC RESEARCH  
"DEMOKRITOS"  
Grecia



Project Information

**HYSTORY**  
Grant agreement ID: ENK6-CT-2002-00600


**Start date** 1 November 2002      **End date** 31 October 2005

**Funded under**  
FP5-EESD

**Overall budget**  
€ 4 245 918

**EU contribution**  
€ 2 370 789

**Coordinated by**  
INSTITUTE FOR ENERGY TECHNOLOGY  
Norway



Nell'ambito del *Remote Project*, è stato installato un impianto fotovoltaico (da 170 kWh) in grado di soddisfare il fabbisogno energetico domestico e alimentare o un accumulatore agli ioni Litio da 600 kWh (per coprire nell'immediato i picchi di richiesta di energia elettrica) o un elettrolizzatore. L'idrogeno prodotto da quest'ultimo viene immagazzinato in un accumulatore ad idruri metallici (da 1,64 MWh) e riconvertito in energia elettrica al bisogno. Ciò avviene prevalentemente a livello stagionale, in particolare durante l'Estate (quando la popolazione dell'isola aumenta per il turismo) ed in Inverno (quando l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico non è in grado di soddisfare il fabbisogno elettrico).

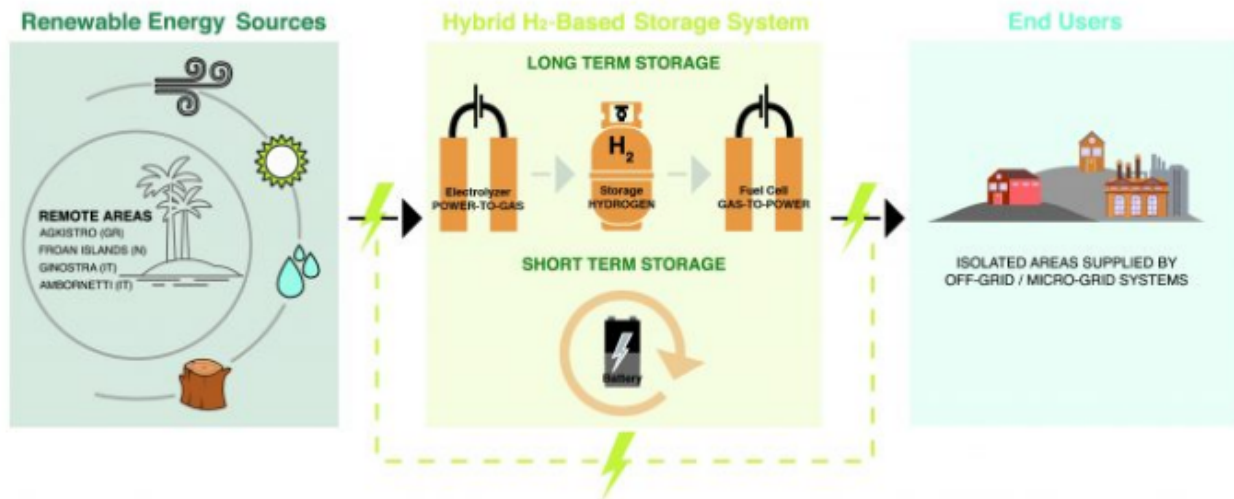


Figura 3-25

### PROGETTO HYDROSTORE

Il Progetto HYDROSTORE ha l'obiettivo di sviluppare sistemi innovativi d'accumulo dell'idrogeno organizzando sinergicamente un insieme qualificato di aziende e di organismi di ricerca da anni impegnati nel settore. I sistemi considerati, basati sull'utilizzo di idruri metallici, mirano a conseguire "vantaggi sostanziali in termini di riduzione dei costi (applicazioni stazionarie) e/o di pesi e ingombri (applicazioni di trasporto), rispetto ai sistemi di accumulo in serbatoi ad alta e altissima pressione".

Attualmente in Italia non sono presenti produttori di idruri metallici, che invece sono già commercializzati in altri paesi: il progetto intende quindi, attraverso la collaborazione di aziende, Enti di Ricerca e Università, realizzare la prima filiera di produzione nazionale di idruri metallici per lo stoccaggio di idrogeno, che partendo dalla ricerca arrivi sino a impianti pilota e alla dimostrazione preindustriale.

Gli obiettivi del Programma sono tutti concretamente perseguibili, integrati, estremamente innovativi ed utili allo sviluppo del settore nel sistema Paese e consistono in:

- realizzare la prima filiera di produzione nazionale di idruri metallici preferenzialmente del tipo "AB5", "AB2" ed a base Magnesio, operativa dalla ricerca sino alla scala pilota e preindustriale;
  - verificare l'applicabilità di tali idruri chimici e dei relativi sistemi pilota stazionari;
- realizzare, su scala pilota e preindustriale, prototipi funzionanti di serbatoi per gli idruri per applicazioni specifiche, come l'accumulo stazionario e il trasporto su imbarcazioni per acque interne;
- studiare l'integrazione e l'ottimizzazione dei prototipi sviluppati con sistemi di produzione dell'idrogeno mediante elettrolisi dell'acqua (realizzando a questo scopo un dispositivo innovativo) da fonti rinnovabili (fotovoltaico ed eolico) e del suo utilizzo in sistemi di generazione cogenerativi.

**PROGETTO HEPIC**

Nella laguna di Venezia sono operative delle imbarcazioni per trasporto passeggeri alimentate con idrogeno stoccato in serbatoi ad idruri metallici operanti a temperatura ambiente. Questi prototipi sono in grado di garantire ai traghetti un'autonomia di diverse ore di navigazione nelle condizioni di temperatura della laguna di Venezia (5-25 °C).

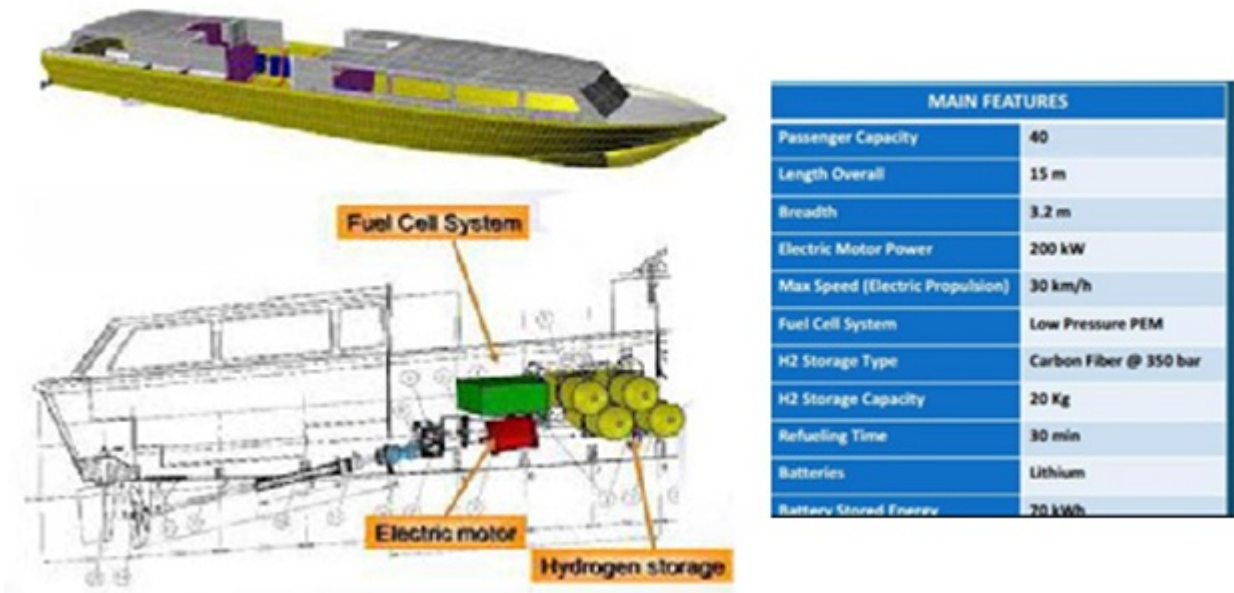


Figura 3-26

3.3.8.6 Applicazioni Commerciali

Negli ultimi anni sono apparse sul mercato diverse soluzioni commerciali, anche in scala ridotta, per lo stoccaggio di idrogeno in idruri metallici.

- **FUEL CELLS STORE (USA)**

Vende nel proprio store online tutti gli elementi per creare un impianto in scala domestica per la produzione, l'accumulo e la conversione in energia elettrica dell'idrogeno.

## BL-20 Metal Hydride

Brand: Hydrogen Components, Inc.  
Product Code: 560818

---

Price: From \$844.00

Figura 3-27

- **H2Planet (Italia)**

Propone una gamma di cartucce ultracompatte a idruri metallici, elettrolizzatori e fuel-cells per produrre e accumulare idrogeno da utilizzare in impianti pilota, laboratori e piccole applicazioni industriali.



Figura 3-28

### 3.3.9 Clatrati Idrati

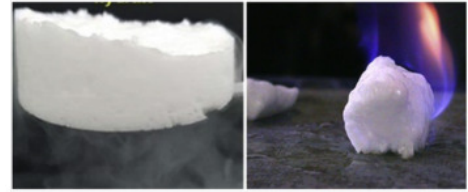
#### 3.3.9.1 Informazioni Generali

I Clatrati Idrati sono tra i materiali più promettenti per lo stoccaggio dell'idrogeno grazie alla bassissima energia richiesta per l'accumulo ed il rilascio, il basso costo, l'eccezionale profilo di sicurezza e il basso impatto ambientale. Sono infatti costituiti da una particolare forma del ghiaccio che si crea quando acqua, idrogeno in pressione e piccole quantità di additivi (come il THF, necessari a velocizzare il processo) vengono portati a  $-10^{\circ}\text{C}$ : in queste condizioni si ha la formazione di un solido poroso in cui l'idrogeno gassoso rimane intrappolato in delle cavità microscopiche. Una volta generato, l'idrato può essere conservato per lunghi periodi a pressione atmosferica e temperature intorno ai  $-20^{\circ}\text{C}$ . Il rilascio invece avviene semplicemente alzando la temperatura del sistema al di sopra degli  $0^{\circ}\text{C}$ , differenziandosi quindi dagli idruri per la velocità del processo e per non richiedere il riscaldamento a centinaia di gradi.

Gli idrati non sono corrosivi, non pongono problemi ambientali e pur contenendo un elevato volume di idrogeno gassoso, resistono all'esplosione e alla fiamma. I principali limiti di questa tecnologia risiedono però nella bassa densità gravimetrica (pari al 5 wt% per i sistemi costituiti da sola acqua e intorno all'1 wt% per quelli contenenti gli additivi), la lentezza del processo di formazione degli idrati (quelli contenenti additivi possono richiedere fino a qualche ora), nelle elevate pressioni di idrogeno richieste (tra le 90 e le 200 atm) e la necessità di mantenere il sistema a temperature non superiori ai  $-20^{\circ}\text{C}$ .

### 3.3.9.2 Campi di applicazione

I clatrati idrati di idrogeno sono una tecnologia di stoccaggio piuttosto recente e gli studi per determinare le migliori condizioni operative e gli additivi ottimali sono ancora in corso. A causa di ciò, non sono stati sviluppati sistemi o prototipi per lo stoccaggio a base di questi materiali. Sono stati tuttavia individuati alcuni potenziali campi di applicazione:



- **Settore aerospaziale:** i clatrati idrati di idrogeno potrebbero essere utilizzati per fornire energia elettrica alle sonde spaziali quando questa non può essere prodotta dai pannelli fotovoltaici, come ad esempio quando le sonde attraversano zone d'ombra. In questo senso, funzionerebbero come una batteria che durante la fase di "giorno" accumula energia sotto forma di idrogeno prodotto da un elettrolizzatore alimentato dalle celle fotovoltaiche, che poi viene utilizzato per produrre energia elettrica mediante una cella a combustibile durante la fase di "buio". Sono in corso studi presso alcune università italiane (come il Politecnico di Bari e l'Università di Chieti), in collaborazione con agenzie spaziali come l'ESA, per valutare tale tecnologia di stoccaggio per i programmi di colonizzazione della Luna e Marte.
- **Accumulo stazionario:** utilizzando su scala maggiore la tecnologia sopra esposta, si è ipotizzato di immagazzinare l'energia elettrica prodotta durante la notte in modo da poter essere utilizzata durante il giorno quando la richiesta di energia è maggiore. L'applicazione più promettente sembra essere nei campi eolici *off-shore*, in quanto le temperature e le pressioni presenti nel fondale marino favoriscono la formazione dei clatrati.

## 3.3.10 Composti Carboniosi

### 3.3.10.1 Informazioni Generali

Per "Composti carboniosi" si intendono tutti quei materiali costituiti da una delle forme del carbonio elementare (nano tubi, grafene, fullereni, nano fibre) che hanno la capacità di assorbire idrogeno gassoso attraverso un meccanismo di tipo fisico. Questi sistemi hanno il vantaggio di poter operare anche a temperatura ambiente e a basse pressioni (tra i 50 e i 100 bar); il rilascio di idrogeno avviene a seguito di un lieve riscaldamento o, in alcuni casi, di impulsi elettrici. Tuttavia, hanno capacità di stoccaggio molto più basse rispetto agli altri materiali, generalmente non superiori all'1 wt%. Prestazioni maggiori possono essere raggiunte operando a temperature molto basse (intorno a 70 K) con notevole aumento dei costi e della complessità dei sistemi, oppure modificando chimicamente questi materiali (tuttavia gli studi in questo senso sono ancora in corso).

### 3.3.10.2 Campi di Applicazione

I composti carboniosi, pur possedendo caratteristiche promettenti, non hanno ancora raggiunto un grado di sviluppo tecnologico sufficiente a consentirne l'applicazione in prototipi o progetti industriali. Attualmente sono stati per lo più valutati come "additivi" in grado di ottimizzare le prestazioni di altri materiali piuttosto che come veri e propri composti per lo stoccaggio.

## 3.3.11 Liquid Organic Hydrogen Carrier

### 3.3.11.1 Informazioni Generali

I Liquid Organic Hydrogen Carrier sono dei composti appartenenti per lo più alla classe degli idrocarburi capaci di immagazzinare idrogeno attraverso un meccanismo di tipo "chimico" e che si presentano allo stato liquido a temperatura e pressione ambiente. Mostrano mediamente capacità di stoccaggio solo leggermente inferiori a quelle degli idruri metallici (densità gravimetrica di 5-10 wt% e volumetrica di 50-100 g/L) ma rispetto a questi hanno il grande vantaggio di essere liquidi assimilabili ad idrocarburi (trasportabili e stoccabili con tecnologie e infrastrutture già esistenti) e di richiedere condizioni operative di pressione e temperatura blande. Inoltre, grazie alle caratteristiche delle reazioni di idrogenazione e deidrogenazione, gli impianti sono

tecnologicamente semplici e permettono, ad esempio, di essere associati direttamente agli elettrolizzatori senza l'ausilio di sistemi di compressione.

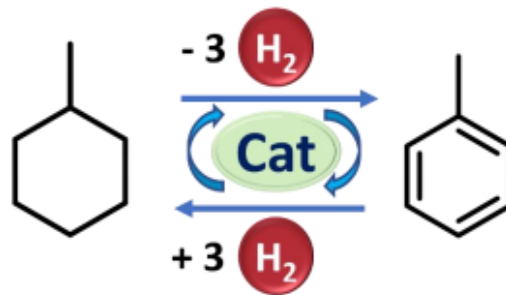


Figura 3-29

### 3.3.11.2 Campi di Applicazione

#### HYDROGENIOUS LOHC TECHNOLOGIES (Germania)

E' una società che commercializza un sistema pronto all'uso per lo stoccaggio ed il recupero di idrogeno dal "Dibenziltoluene", un LOHC completamente riutilizzabile appartenente alla classe degli idrocarburi. Sia la forma idrogenata che quella deidrogenata di questo composto sono classificate come "non pericolose" e possono essere trasportate e stoccate nelle esistenti infrastrutture per i combustibili fossili. Ad esempio, dato che la forma idrogenata del Dibenziltoluene ha una densità di 57 kgH<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>, significa che una comune autocisterna è in grado di trasportare fino a 1,800 kg di idrogeno sottoforma di LOHC, che verrà poi riconvertito in gas direttamente nel punto di erogazione con notevoli benefici logistici, tecnologici e di sicurezza.

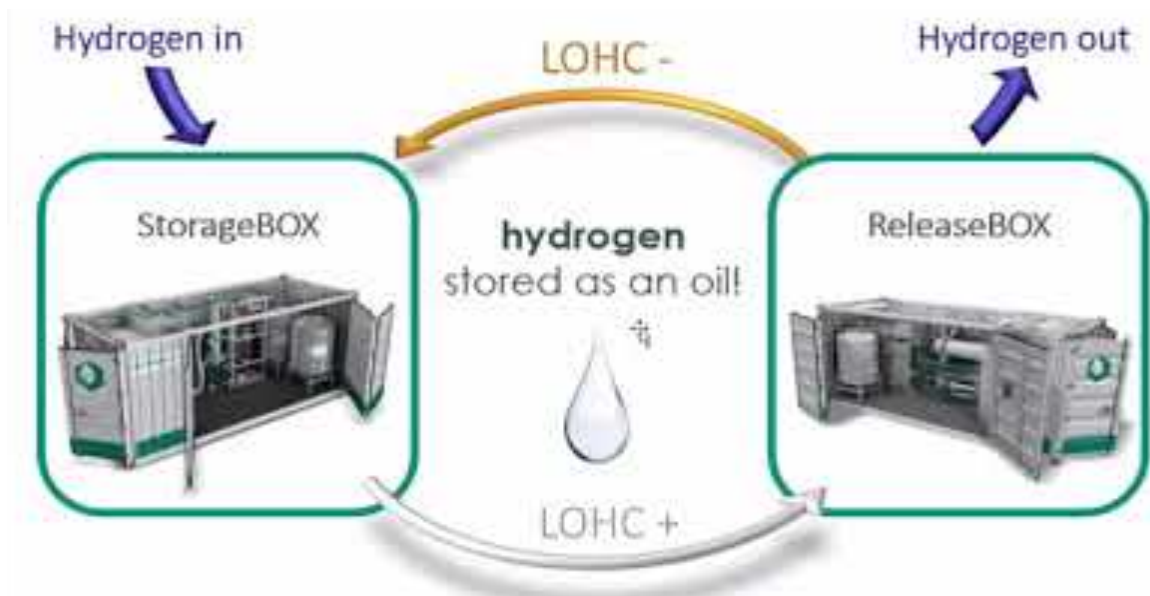


Figura 3-30

#### PROGETTO SAURER (Svizzera, 1985)

E' stato un prototipo di Camion (17 tonnellate, 6 cilindri, 150 kW) mosso da un motore a combustione interna alimentato ad idrogeno gassoso alla pressione di 10 bar prodotto in continuo dalla deidrogenazione catalitica dell'LOHC "Metilcicloesano". Il prototipo raggiungeva una efficienza del 32%, sviluppando una potenza complessiva di 150 kW con una autonomia di diverse ore.

## AHEAD

La Advanced Hydrogen Energy Chain Association for Technology Development (AHEAD) è un consorzio che ha sviluppato la prima infrastruttura internazionale per il trasporto di idrogeno sotto forma di **LOHC**.

L'idrogeno prodotto nel Brunei viene immagazzinato nell'LOHC "Toluene" (uno dei componenti del petrolio) e quindi trasportato con delle cisterne nella città di Kawasaki (Giappone) a più di 4000 km di distanza, dove l'idrogeno viene riestratto. L'LOHC deidrogenato viene quindi re-inviato nel Brunei attraverso la stessa infrastruttura di trasporto, per essere riutilizzato.

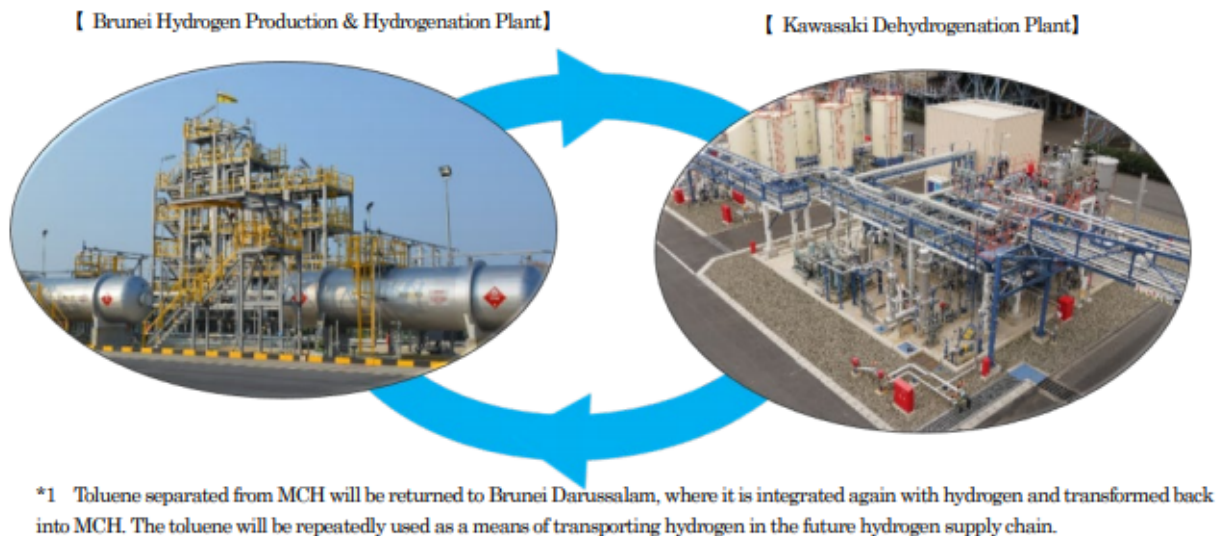


Figura 3-31

### 3.3.12 Confronto dei Sistemi di Stoccaggio

Alcuni tra i principali parametri per valutare le prestazioni di un sistema di stoccaggio sono:

- **Densità Gravimetrica:** descrive la massa di idrogeno gassoso immagazzinata per unità di massa di matrice di stoccaggio ( $\text{kg H}_2/\text{kg}$ ); il target stabilito dal DOE (Dipartimento dell'Energia USA) per questo parametro per il 2020 è del 4,5 wt%. Maggiore è la densità gravimetrica di un sistema, minore è il peso degli apparati tecnologici (bombole, elettronica, sistemi di riscaldamento e refrigerazione) rispetto alla quantità di idrogeno immagazzinata. Tuttavia, indicare la densità gravimetrica di stoccaggio della matrice potrebbe essere fuorviante, perché questo dato non tiene conto del peso degli apparati tecnologici (compressori, serbatoio, scambiatori di calore) che costituiscono il sistema; per questo viene spesso indicata anche la "densità gravimetrica complessiva" che rende conto anche di questi fattori.
- **Densità Volumetrica:** rappresenta la massa di idrogeno contenuta in 1 litro di matrice di stoccaggio; il target stabilito dal DOE per il 2020 per questo parametro è pari a  $3 \text{ kg H}_2/\text{L}$ . Questo parametro assume particolare importanza in virtù della bassissima densità dell'idrogeno gassoso. Anche in questo caso può essere definito un parametro relativo alla sola matrice di stoccaggio e un parametro "complessivo" che tiene conto del volume degli apparati tecnologici del sistema.
- **Specific Energy Consumption:** è un parametro che descrive la quantità di energia richiesta per immagazzinare ed estrarre l'idrogeno dalla matrice di stoccaggio ( $\text{J}/\text{kg H}_2$ ). Tiene conto ad esempio del calore necessario a portare i sistemi alla temperatura operativa e dell'energia elettrica consumata dai compressori per comprimere l'idrogeno. E' indicata sotto forma di percentuale di idrogeno stoccato che sarebbe necessario "bruciare" (considerando il *Lower Heating Value*) per generare la quantità di energia richiesta.

A titolo di confronto, sono di seguito riportate le caratteristiche operative di alcuni sistemi per lo stoccaggio di idrogeno. La maggior parte di questi materiali sono ancora in una fase attiva di sviluppo e spesso le prestazioni raggiunte variano tra i diversi centri di ricerca, per cui i dati riportati devono essere considerati a scopo indicativo.

Tecnologia di stoccaggio	Densità gravimetrica (wt%)		Densità volumetrica (g H <sub>2</sub> /L)		Specific Energy Consumption	Condizioni di stoccaggio\assorbimento	Condizioni di rilascio	Velocità di caricamento (kg H <sub>2</sub> /min)	Costo del sistema (\$/kWh)	Numero di cicli operativi	Problemi	Complessità del sistema	
	Materiali	Complessiva	Materiali	Complessiva									
<b>Target DOE 2020</b>	4,5%		40			-40 - 60 °C, 5 - 12 atm							
<b>SISTEMI IN PRESSIONE</b>	<b>Idrogeno compresso a 350 atm</b>	100%	5,7-6,3%	23	21	8,5%	25 °C, 350 atm	Spillaggio	1	12	15k-45k	Alte pressioni	X
	<b>Idrogeno compresso a 700 atm</b>	100%	4,5-5,7%	39	35	10%	25 °C, 700 atm	Spillaggio	1	16	15k-45k	Alte pressioni	XX
	<b>Idrogeno criocompreso (Liquid o)</b>	100%	5,3-6%	70	42	40%	-253 °C, 1 atm	Spillaggio	1	6	15k-45k	Bassa temperatura	XXX
<b>SISTEMI A BASSA TEMPERATURA</b>	<b>Idruri metallici</b>												
	Idruri metallici a bassa temperatura	2%	1,6%	70	60		<100 °C, 10-100 atm	Riscaldamento a basse pressioni	0,3	12		Alte temperature e Basse	XXX

Tecnologia di stoccaggio	Densità gravimetrica (wt%)		Densità volumetrica (g H <sub>2</sub> /L)		Specific Energy Consumption	Condizioni di stoccaggio\assorbimento	Condizioni di rilascio	Velocità di caricamento (kg H <sub>2</sub> /min)	Costo del sistema (\$/kWh)	Numero di cicli operativi	Problemi	Complettà del sistema
	Materiali	Complettiva	Materiali	Complettiva								
ura (es. La <sub>x</sub> Ni <sub>y</sub> Al <sub>z</sub> )							atmosferica				pressioni	
Alanati (es. NaAlH <sub>4</sub> )	7%	5,5%	70	50		Variabili a seconda dei sistemi	Riscaldamento o a pressioni atmosferica	0,3	16		Molto reattivi, Basse pressioni	X
Idruri chimici (es. LiBH <sub>4</sub> )	10,5%	7,7%	77	42	65% (LiBH <sub>4</sub> )	600 °C, 345 atm (LiBH <sub>4</sub> )	186 °C, 1 atm (LiBH <sub>4</sub> )	1	8		Molto basico, basse pressioni	XXXX
Idruri metallici ad alta temperatura (es. MgH <sub>2</sub> )	7%	5,5%	110	50	30% (MgH <sub>2</sub> )	350 °C, 30 atm (MgH <sub>2</sub> )	176 °C, 1 atm (MgH <sub>2</sub> )	0,87	16	650	Alte temperature, Basse pressioni	XXXX
<b>Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC)</b>												
Dibenziltooluene	6,2%		50-100			100-300 °C, 10-50 atm	150-300 °C, 1 atm				Facile gestione, produzione e conversione	XX

Tecnologia di stoccaggio	Densità gravimetrica (wt%)		Densità volumetrica (g H <sub>2</sub> /L)		Specific Energy Consumption	Condizioni di stoccaggio\assorbimento	Condizioni di rilascio	Velocità di caricamento (kg H <sub>2</sub> /min)	Costo del sistema (\$/kWh)	Numero di cicli operativi	Problemi	Complessità del sistema
	Materiali	Complessiva	Materiali	Complessiva								
<b>Materiali carboniosi</b>												
SISTEMI DI TIPO FISICO	Nano fibre		1,6			25 °C, 100 atm					Basse capacità di stoccaggio,	XXXX
	Nano tubi (single e multi walled)	5%-10%	1	37	30	25 °C, 10 atm	Riscaldamento o a pressione atmosferica	0,01-0,5	60-100	basse temperature,		
	Grafene		4-6			25 °C, >100 atm				basse pressioni, ancora in fase di studio		
	<b>Clatrati Idriati</b>	1,87% (con THF come promotore) - 4,2% (senza promotori)		54,6	5,7%	-10 °C, 90 atm	0 °C, 1 atm	Diverse ore	Molto basso	Non perde efficienza col tempo	Bassa SEC, Condizioni blande, ancora in fase di studio	X

Tabella 3-3

Non è possibile stabilire in maniera univoca una classifica dei migliori sistemi per lo stoccaggio, poiché è l'insieme dei diversi parametri operativi (in particolare densità di stoccaggio, consumo energetico e costi) a definire qual è la tecnologia più adatta per una certa applicazione.

In termini di capacità di stoccaggio gravimetrica, le prestazioni migliori sono ottenute dagli idruri metallici in particolare quelli appartenenti alla categoria "Idruri chimici" come il LiBH<sub>4</sub>. Tuttavia questi sistemi sono anche quelli che comportano il maggiore consumo energetico, a causa delle elevate temperature e pressioni operative e ciò ne riduce l'efficienza complessiva. All'estremo opposto sono presenti i sistemi "fisici" come i clatrati e i composti carboniosi, caratterizzati da una bassa *Specific Energy Consumption* ma che tuttavia presentano densità di stoccaggio modeste, senza contare che sono ancora in fase precoce di sviluppo sperimentale. Un compromesso interessante è invece costituito dai LOHC che uniscono le densità di stoccaggio tipiche di un sistema "chimico" alla flessibilità e i volumi operativi di un composto liquido; per contro richiedono delle stazioni di caricamento\rilascio dell'idrogeno che sono dei reattori chimici.

### 3.3.13 Confronto dei Campi di Applicazione

	Viable capacity (kg)	Market	Commercial availability	Volumetric/gravimetric ratios
Steel cylinder	1-100	Delivered tanks, bundled on trucks or stationary for mass storage	Yes	Medium to high volume. Low weight
Carbon fiber compressed gas tank	0.1-5	In demonstration fuel-cell cars and on fuel-cell and internal combustion engine busses	Yes	Medium to high volume. Medium weight
Carbon fiber-wrapped aluminum gas tank	0.1-100	Cars and busses	Yes	Medium to high volume Low to medium weight
Cryogenic	0.1-500	Stationary storage, tank trucks,	Yes	High volume. High weight
Metal hydride	0.01-1	Small fuel cells, small vehicles	Yes	Medium to high weight Medium to high volume
Chemical hydride	0.01-1	Small applications	No	Medium to high weight Medium to high volume
Single-walled nanotubes	0.001-100	All markets, but too expensive now	No	High weight. High volume

Tabella 3-4

#### LOHR

PRO: ottimo rapporto tra peso e volume stoccati  
 CONTRO: richiede impianti di idrogenazione\rilascio  
 MARKET: applicazioni stazionarie, industrie, autotrasporto  
 COMMERCIAL AVAILABILITY: poche, impianti dedicati per trasporto di grandi volumi  
 VOLUMETRIC\GRAVIMETRIC RATIO: tra i migliori.

### 3.3.14 Valutazione delle Barriere Tecnologiche allo Sviluppo dei Sistemi

Il DOE ha valutato le principali barriere allo sviluppo e diffusione di alcune tecnologie di stoccaggio dell'idrogeno, che sono riassunte nella tabella seguente.

Table 5. Existing Barriers for Potential Hydrogen Storage Systems					
Barrier	Physical-Based Storage Systems		Material-Based Storage Systems		
	Compressed	Cold / Cryo-Compressed	Metal Hydride Storage Systems	Sorbent-based Storage Systems	Chemical Hydrogen Storage Systems
A) Materials of Construction	•	•	•	•	•
B) Balance-of-Plant Cost	•	•	•	•	•
C) Thermal Management	•	•	•	•	•
D) Tank Cost	•	•	•	•	
E) Tank Mass	•	•	•	•	
F) Off-board Energy Efficiency	•	•		•	•
G) Heat Transfer Systems			•	•	•
H) Material Gravimetric Capacity			•	•	•
I) Material Volumetric Capacity			•	•	•
J) Reaction Thermodynamics			•	•	•
K) Cryogenic Tank Operation		•		•	
L) High Temperature Tank Operation			•		•
M) Carbon Fiber Cost	•	•			
N) Material Thermal Conductivity			•	•	
O) Fuel Purity			•		•
P) Kinetics			•		•
Q) Reactor Design					•
R) Material Handling					•

Tabella 3-5

Ciò che emerge è che tutti i sistemi, sia quelli basati sulla compressione (*compressed* e *cryo/cold compressed*) che i sistemi “alternativi” (i *metal hydride* cioè gli idruri, i *sorbent based* cioè composti carboniosi e clatrati, i *Chemical Storage System* come gli LOHC) sono gravati da problematiche di costi (punto B), gestione dei flussi termici (punto C) e richiedono materiali speciali per la loro realizzazione (punto A).

I *Chemical Storage System*, presentano i vantaggi dell’essere dei liquidi pressoché inerti che possono essere gestiti in grandi volumetrie, ed infatti rispetto a tutti gli altri sistemi non presentano problematiche di costo (punto C) e peso (punto D) dei serbatoi di stoccaggio.

Secondo le valutazioni del DOE, gli idruri metallici sono i sistemi più prontamente disponibili per le applicazioni di accumulo stazionario (punto F).

Le caratteristiche termodinamiche del processo di accumulo in idruri metallici, sistemi fisici ed LOHC, fanno sì che i serbatoi di stoccaggio siano dei veri e propri reattori chimici (punto J) corredati da sistemi di controllo e gestione, in particolare dei flussi termici (come gli scambiatori di calore, punto G).

Le elevate pressioni in gioco nel caso dei sistemi in pressione, comportano l’utilizzo di materiali compositi in fibra di carbonio (punto M) con conseguente aumento dei costi.

### 3.3.15 Applicazioni Road

#### 3.3.15.1 Idrogeno Compresso

Idrogeno stoccato in bombole ad alta pressione che poi viene convertito in corrente elettrica con celle a combustibile.

Il vantaggio di questa soluzione è che è commercialmente disponibile.

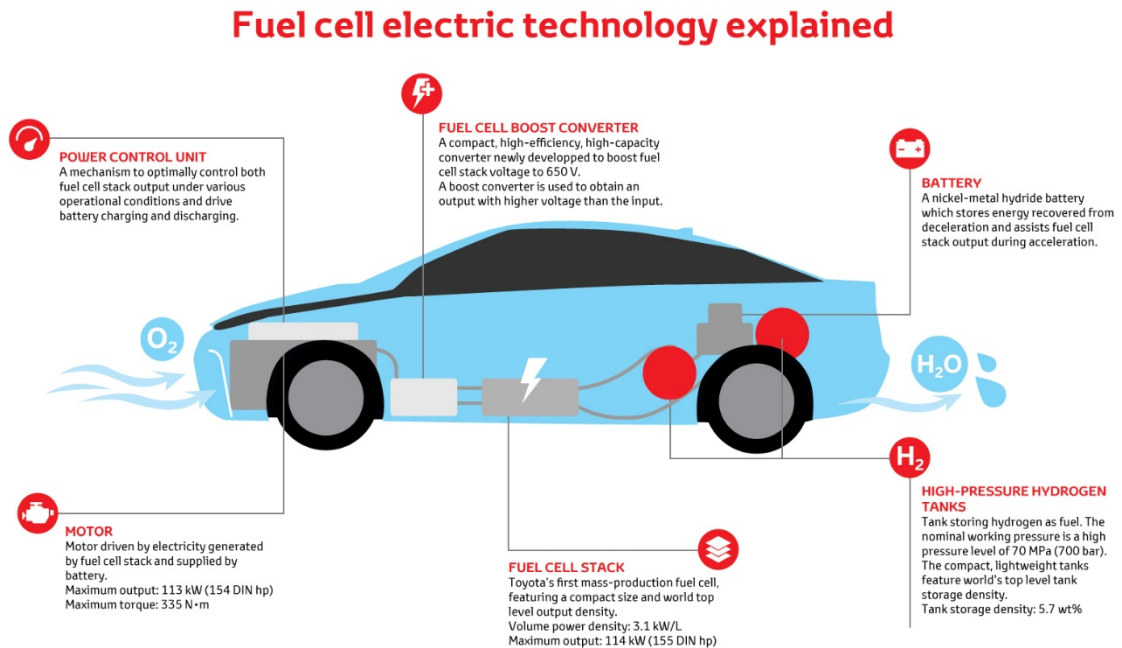
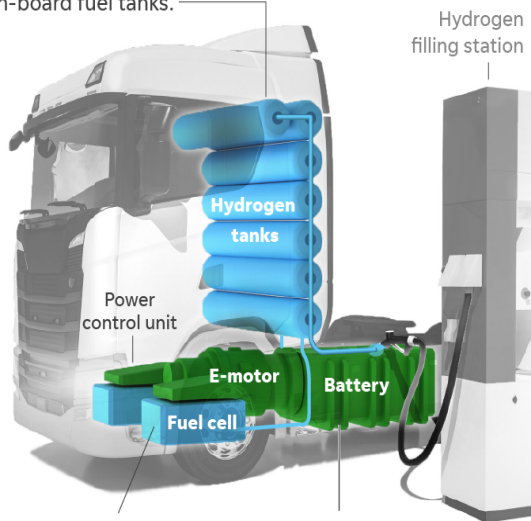


Figura 3-32

Sperimentato anche su mezzi pesanti:

1. Hydrogen is pumped into on-board fuel tanks.



2. Hydrogen passes through a fuel cell stack that uses a chemical reaction to convert the hydrogen and ambient oxygen into electricity.

3. The electricity flows through a battery, which powers an electrical motor that spins the wheels and runs the vehicle.\*



4. Water vapor is emitted through the tailpipe.

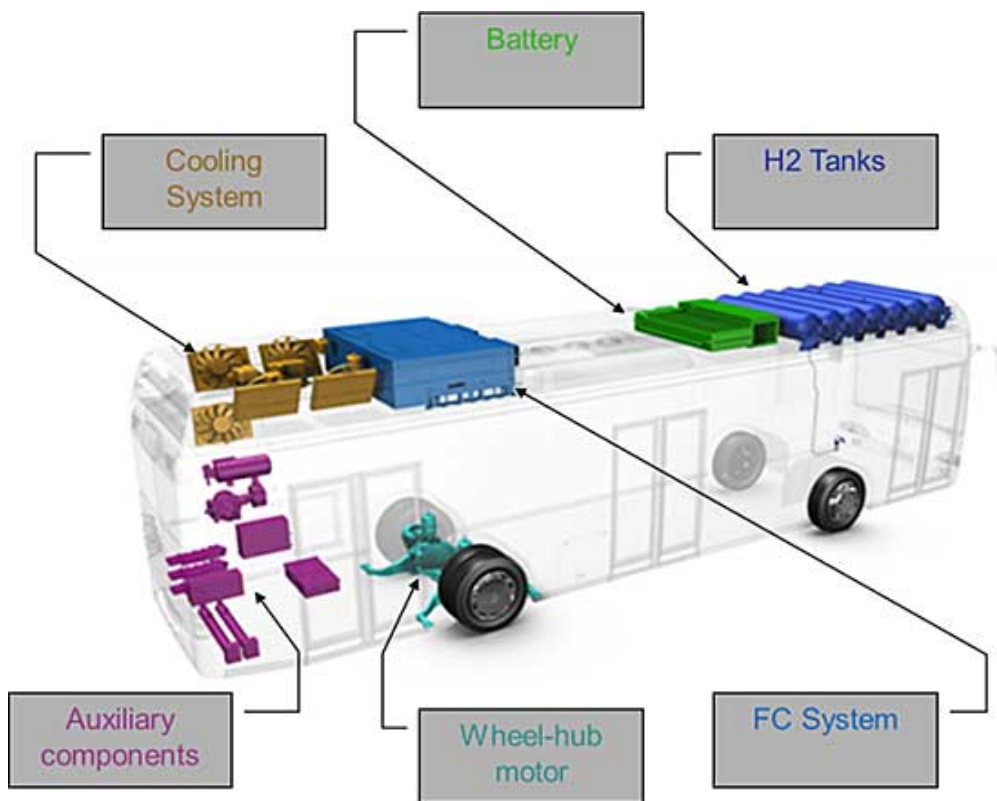


Figura 3-33

### 3.3.15.2 LOHC

LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier) utilizzati come un carrier in grado di liberare cataliticamente idrogeno che viene poi utilizzato come un vero e proprio combustibile.

Lo svantaggio di questa soluzione è che è un sistema ancora a livello sperimentale.

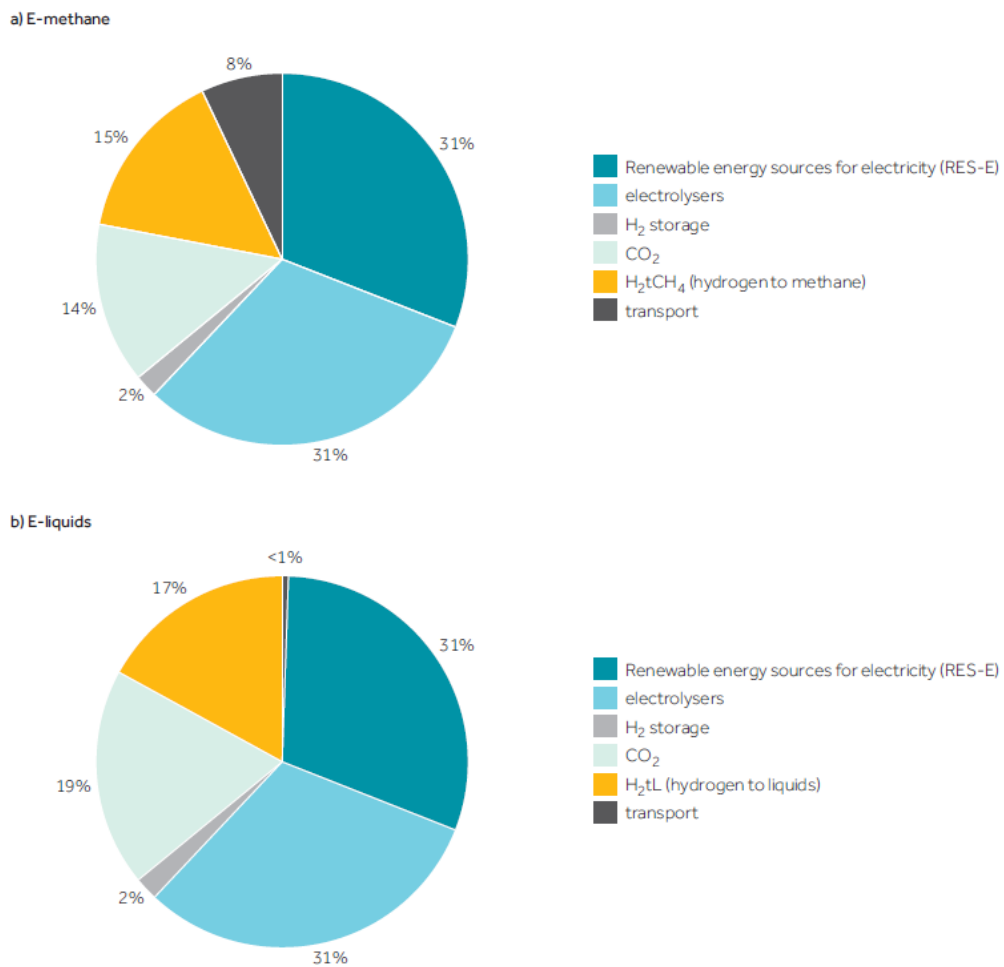
### 3.3.16 E-Fuel

Le tecnologie per la produzione di e-fuel hanno ancora basse capacità. In Europa ci sono diversi progetti pilota in totale 14 di cui 6 pianificati, si citano alcuni:

- Audi e-gas per la produzione di 1 ktpa di SNG con CO<sub>2</sub> proveniente da impianto di biogas, idrogeno da elettrolizzatore McPhy e unità di metanazione fornita da MAN Energy Solutions, (tecnologia DME®).
- Jupiter 1000 per la produzione di 0,14 ktpa di SNG con CO<sub>2</sub> proveniente da *post combustion carbon capture* da vicino impianto industriale, idrogeno da elettrolizzatore McPhy e unità di metanazione fornita da Atmosstat (tecnologia METHAMOD®).
- George Olha Plant per la produzione di 4 ktpa di metanolo con CO<sub>2</sub> proveniente da impianto geotermico, unità di elettrolisi e sintesi metanolo CRI.
- Synlink per la produzione di 0,05 ktpa di e-crude con processo Fisher Tropsch, tecnologia Ineratec, elettrolizzatore Sunfire e CO<sub>2</sub> proveniente da *Direct Air Capture* (Climeworks).

I costi sono attualmente relativamente alti (fino a 7 euro/litro) ma dovrebbero diminuire grazie alle economie di scala, sviluppo tecnologie apprendimento e riduzione del prezzo dell'energia rinnovabile arrivando a un costo di 1-3 euro/litro (tasse escluse) nel 2050 (fonte: Concawe, Environmental Science for European Refining, October 2019).

In Figura 3-34 si riporta breakdown dei costi per e-methane e e-liquids.



**Figura 3-34: Breakdown costo e-fuel**  
(fonte: *Frontier Economics*, 2018).

# UTILIZZO

Nella presente sezione si analizza la domanda e gli utilizzi dell'idrogeno, alla luce sia dello stato attuale della tecnologia che dei potenziali sviluppi, in una prospettiva di decarbonizzazione.

Ad oggi, i primi quattro usi singoli dell'idrogeno oggi sono rappresentati dalla raffinazione del petrolio (33%), dalla produzione di ammoniaca (27%), dalla produzione di metanolo (11%) e dalla produzione di acciaio attraverso la riduzione diretta del minerale di ferro (3%).

Per il futuro, diversi scenari prevedono di estendere l'utilizzo dell'idrogeno ad una pluralità di applicazioni, partendo dai cosiddetti settori "hard to abate" (raffinazione, siderurgia), per arrivare al trasporto (stradale, ferroviario, marittimo, aeronautico), all'utilizzo negli edifici (tramite "blending" nella rete del gas naturale o celle a combustibile) e nella generazione elettrica.

## 4 UTILIZZO

### 4.1 Segmentazione Utilizzatori

L'idrogeno si presta ad una molteplicità di utilizzi ed applicazioni. In base ad un recente studio della IEA (2019), la domanda di idrogeno in forma pura è di circa 70 milioni di tonnellate all'anno (MtH<sub>2</sub>/anno). Questo idrogeno è quasi interamente fornito da combustibili fossili (il cosiddetto "idrogeno grigio"), ottenuto principalmente tramite il processo di reforming di gas naturale e di gassificazione del carbone: attualmente, il 6% della produzione globale di gas naturale e il 2% di quella di carbone sono indirizzate alla produzione di idrogeno.

Per conseguenza, secondo la IEA, la produzione di idrogeno è responsabile delle emissioni di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) di circa 830 milioni di tonnellate di anidride carbonica all'anno (MtCO<sub>2</sub>/anno). In termini energetici, la domanda annua totale di idrogeno in tutto il mondo è di circa 330 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtoe).

Stando a Confindustria (2020), ad oggi il consumo di idrogeno in Italia è quasi interamente limitato a usi industriali nella raffinazione e nella chimica (ammoniaca). La produzione avviene tipicamente in loco in grandi impianti di steam reforming del gas naturale e alimenta direttamente i processi chimici. L'attuale consumo finale di idrogeno in Italia è pari a circa 16 TWh (McKinsey e Snam, 2019), pari all'1% dei consumi finali di energia a livello nazionale (1.436 TWh) e corrispondente a circa 480.000 t/anno.

L'idrogeno presenta indubbi vantaggi in termini di applicazioni: è leggero, stoccabile, ha un alto contenuto energetico per unità di massa (anche se inferiore ad altri combustibili di origine fossile, come il gas naturale o i prodotti della raffinazione) e può essere facilmente prodotto su scala industriale. Inoltre, l'idrogeno può essere utilizzato senza emissioni dirette di inquinanti atmosferici o gas serra; e può essere approvvigionato da una vasta gamma di fonti energetiche a basse emissioni di carbonio.

Il potenziale approvvigionamento si estende alla produzione da elettricità da fonti rinnovabili e dal nucleare, e dalla pirolisi della biomassa. Indicativamente, viene chiamato "idrogeno verde" quello prodotto con elettricità rinnovabile tramite elettrolisi. Gli elettrolizzatori usano una reazione elettrochimica per dividere l'acqua nei suoi componenti di idrogeno e ossigeno, emettendo zero anidride carbonica nel processo.

È anche possibile una produzione di idrogeno, con limitate emissioni di CO<sub>2</sub>, da combustibili fossili, se combinata con la cattura, l'uso e lo stoccaggio del carbonio (Carbon Capture Use and Storage - CCUS): il cosiddetto "idrogeno blu", che necessita parimenti di una mitigazione delle emissioni durante l'estrazione e l'approvvigionamento di combustibili fossili.

Un recente studio di Confindustria (2020) evidenzia come le tipologie di utilizzo dell'idrogeno possano essere distinte in due categorie:

- Utilizzo diretto, principalmente nei comparti industriali della chimica (ex. ammoniaca, metanolo, perossido di idrogeno) e della raffinazione come materia prima, in industrie ad alta intensità energetica che richiedono il riscaldamento ad altissime temperature, come agente riducente in acciaierie e nella mobilità (principalmente nelle celle a combustibile, piuttosto che come carburante diretto in motori endotermici).
- Utilizzo indiretto, specialmente in una seconda fase, per la produzione di energia elettrica e termica attraverso l'iniezione dell'idrogeno nella rete gas miscelato con il gas naturale o puro (100% H<sub>2</sub>), oppure trasformato e/o miscelato nei combustibili liquidi a basse o nulle emissioni di carbonio.

La flessibilità negli utilizzi dell'idrogeno è al centro di varie iniziative, tra cui quella introdotta in un rapporto di ETIP SNET (2020), incentrata sulla Vision 2050. L'idrogeno potrà svolgere anche un ruolo di integrazione delle reti energetiche (elettricità, gas naturale, riscaldamento), il "sector coupling", finalizzato ad un sempre maggiore inserimento di fonti rinnovabili in vista di un ambizioso ed irreversibile processo di decarbonizzazione. L'idrogeno in particolare è idoneo a stoccaggi di grandi dimensioni (possono essere immagazzinate migliaia di tonnellate di idrogeno per una capacità di accumulo di centinaia di GWh) e per lunghi periodi (fino agli accumuli stagionali). In contesti di carichi elettrici ridotti, la produzione di idrogeno permette, tramite gli elettrolizzatori, di evitare la disconnessione di una sempre crescente capacità installata da fonti rinnovabili non programmabili (solare ed eolico), fornendo servizi di bilanciamento della rete che si sta valutando, in prospettiva, di integrare anche a livello di mercato elettrico.

Secondo la IEA, l'uso dell'idrogeno oggi è dominato da applicazioni industriali. I primi quattro usi singoli dell'idrogeno oggi (sia in forma pura che mista) sono: raffinazione del petrolio (33%), produzione di ammoniaca (27%), produzione di metanolo (11%) e produzione di acciaio attraverso la riduzione diretta del minerale di ferro (3%).

Qui di seguito viene fornita una ampia panoramica dei principali utilizzi dell'idrogeno, trattati più diffusamente nelle sezioni successive di questo documento.

- **Raffinazione.** L'idrogeno viene consumato nelle raffinerie in una varietà di operazioni di idrodesolforazione (HDS) e idrocracking. Gli Stati Uniti, la Cina e l'Europa sono i maggiori consumatori di idrogeno nelle raffinerie. Le tre regioni rappresentano circa la metà del consumo totale di idrogeno della raffineria, riflettendo il volume di petrolio greggio che elaborano e il rigore dei loro standard di qualità dei prodotti.
- **Produzione di ammoniaca.** Il processo Haber-Bosch è oggi la principale procedura industriale per la produzione di ammoniaca e prevede la combinazione diretta di idrogeno e azoto sotto pressione e temperatura, in presenza di un catalizzatore metallico. L'ammoniaca (NH<sub>3</sub>) è usata per produrre nitrato di ammonio, un fertilizzante, e fa parte di molti prodotti per la pulizia domestica. Accanto alle raffinerie di petrolio, l'ammoniaca è attualmente la più grande applicazione per l'idrogeno.
- **Produzione di metanolo.** Il metanolo può essere prodotto da gas di sintesi (monossido di carbonio e idrogeno) in un reattore, utilizzando un catalizzatore di pellet di alluminio rivestiti con ossidi di rame e zinco. Il metanolo può essere prodotto anche dalla combinazione diretta di idrogeno e anidride carbonica: questa reazione è stata oggetto di molta attenzione negli ultimi anni perché offre la possibilità di trasformare la CO<sub>2</sub> atmosferica in un sostituto dei combustibili fossili.
- **Riduzione del minerale metallico.** L'idrogeno è usato commercialmente per estrarre il tungsteno dal suo minerale (wolframite, scheelite e ferberite). Lo stesso approccio può essere utilizzato per produrre rame da tenorite e paramelaconite (ossido di rame, CuO). L'idrogeno può teoricamente essere usato come agente riducente per produrre argento, oro e platino, ma in tal senso non è impiegato commercialmente.
- **Produzione di acido cloridrico.** La produzione su larga scala di acido cloridrico (HCl) è quasi sempre integrata con la produzione su scala industriale di altre sostanze chimiche come sottoprodotto.
- **Produzione di perossido di idrogeno.** Il perossido di idrogeno è un agente sterilizzante di routine utilizzato in cliniche e ospedali. È un forte ossidante ed è particolarmente efficace per la pulizia di ferite, tagli e altre porzioni di tessuto danneggiate.
- **Agente idrogenante.** L'idrogeno viene utilizzato per trasformare i grassi insaturi in oli e grassi saturi. Le industrie alimentari, ad esempio, utilizzano l'idrogeno per produrre oli vegetali idrogenati come la margarina e il burro.
- **Celle a combustibile.** Le celle a combustibile sono idonee sia all'utilizzo stazionario dell'idrogeno per la generazione di elettricità, sia alla trazione veicolare (principalmente con celle a elettrolita polimerico), nella quale l'impiego di tale tecnologia assicura prestazioni energetiche e ambientali molto elevate. È una soluzione modulare e versatile, ma comunque più adatta a taglie medio-piccole: attualmente viene considerata per i veicoli e per il settore residenziale. La ricerca sulle celle a combustibile è focalizzata sul miglioramento dell'affidabilità operativa, sul prolungamento della vita utile (soprattutto per le applicazioni stazionarie) e sulla riduzione dei costi di investimento.

Ogni ragionamento sulla futura integrazione dell'idrogeno non può prescindere da una preliminare individuazione dei settori in cui la decarbonizzazione è resa più complicata da costi di riduzione sensibilmente più elevati, inerzia e vincoli tecnologici, i cosiddetti "hard to abate". Si tratta dei settori dell'industria pesante (cemento, acciaio, prodotti chimici) e dei trasporti pesanti (trasporti su strada pesanti, trasporti marittimi, aviazione).

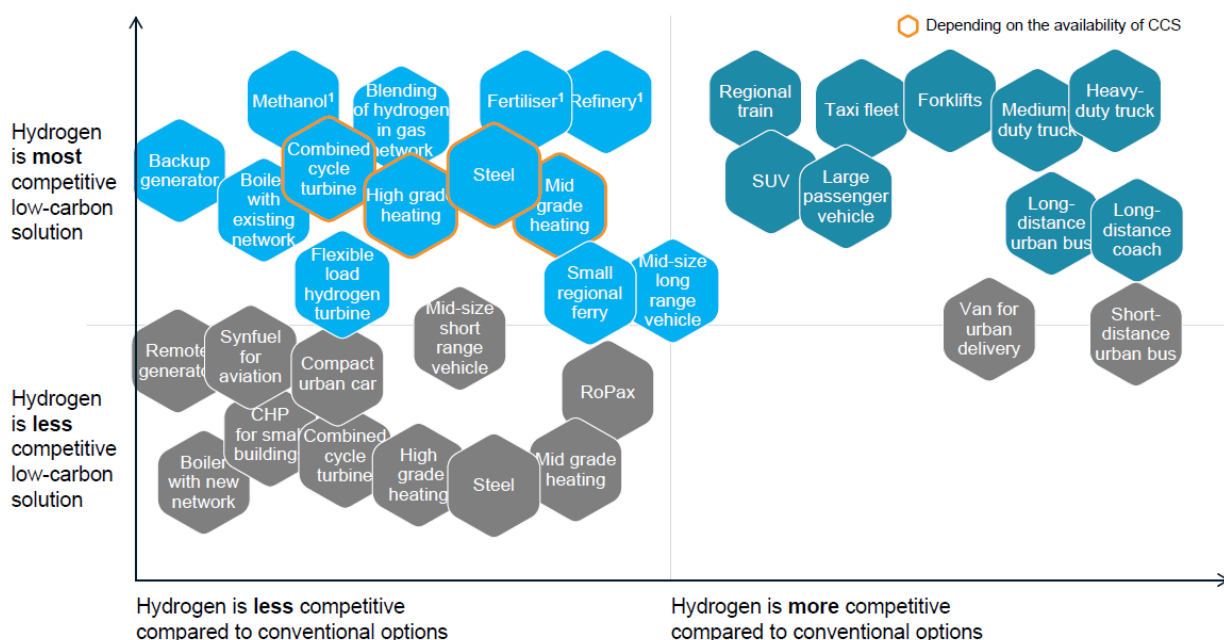
Sulla scorta di uno studio di Energy Transitions Commission (2018), questi settori rappresentano attualmente 10 Gt (30%) delle emissioni globali totali di CO<sub>2</sub>, ma, in base alle tendenze attuali, le loro emissioni potrebbero incrementare a 16 Gt entro il 2050 e così rappresentare una quota crescente, man mano che il resto dell'economia andrà decarbonizzandosi.

I settori hard to abate sono particolarmente interessanti dal punto di vista della penetrazione dell'idrogeno, in quanto quest'ultimo può potenzialmente offrire soluzioni impattanti sulla riduzione della CO<sub>2</sub>:

- Nei trasporti pesanti (autotrasporti, trasporti marittimi e aerei a lungo raggio), la decarbonizzazione richiede maggiori densità energetiche rispetto alle soluzioni a batteria attualmente offerte: idrogeno, ammoniaca, biocarburanti o combustibili idrocarburici sintetici possono fornire una alternativa idonea.

- Nel settore siderurgico, è possibile sostituire il carbone da coke con l'idrogeno come agente di riduzione in ottica di decarbonizzazione.
- In altri processi industriali (ad esempio la produzione di cemento ed etilene), l'uso di una fonte di calore a basso contenuto di carbonio (idrogeno o biomassa) può rivelarsi più conveniente dell'elettrificazione diretta.
- Nel riscaldamento residenziale, è possibile utilizzare l'idrogeno, convogliato attraverso reti di gas convertite, come alternativa al metano.

Un rapporto di Hydrogen Council (2020) ha identificato 22 applicazioni (su un totale di 35 possibili) in cui l'idrogeno può diventare una soluzione a basse emissioni di carbonio e competitiva in termini di costi prima del 2030 (Figura 4-1). Il grafico sotto ordina la competitività in termini di emissioni di CO2 rispetto alla competitività in termini di costi (TCO - Total Cost of Ownership). Queste 22 applicazioni dell'idrogeno, nella metà superiore del grafico, rappresentano nel totale fino al 15% del consumo energetico globale (17.500 TWh). Ciò non implica che l'idrogeno soddisferà tutta questa domanda di energia entro il 2030, ma mostra come ci si aspetti che l'idrogeno abbia un ruolo significativo da svolgere come vettore di energia pulita nel futuro mix energetico. In quattro delle applicazioni esaminate, la competitività dell'idrogeno dipende dalla disponibilità di CCS (Carbon Capture and Storage).



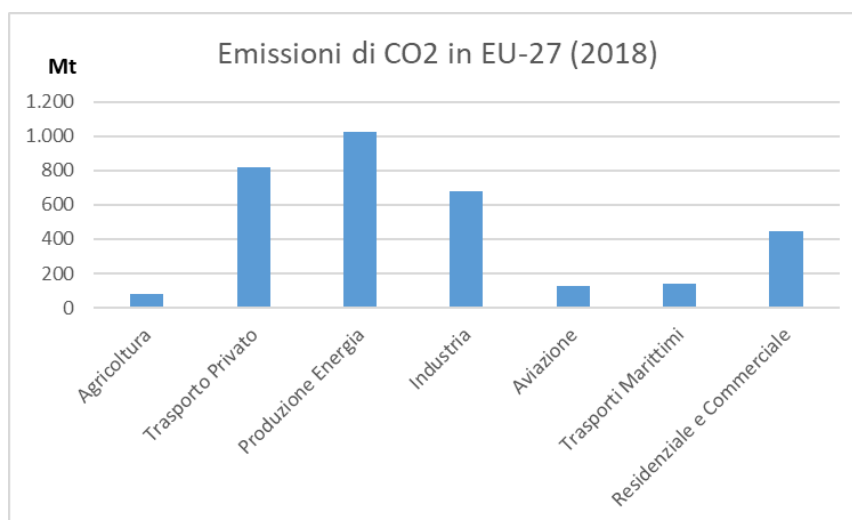
**Figura 4-1: Competitività di alcune applicazioni dell'idrogeno (fonte: Hydrogen Council)**

#### 4.2 Analisi Emissioni Attuali ed Obiettivo per Categoria di Utilizzatori

Considerate le variabili tecnologiche introdotte nella sezione precedente, risulta difficile fare stime precise sui tassi futuri di penetrazione dell'idrogeno nei vari settori. Gli obiettivi finali al 2050, al pari di quelli intermedi al 2030, congiuntamente con la necessità di centrare il traguardo del contenimento del riscaldamento globale a 1,5°C fissato dagli Accordi di Parigi, spingono fortemente per l'inclusione dell'idrogeno sia nei processi di manifattura industriale che nell'energy mix, ivi inclusi i trasporti.

Stando a Energy Transitions Commissions (2018), è molto probabile che l'idrogeno svolga un ruolo importante ed economico nella decarbonizzazione di molti dei settori hard to abate, e possa anche essere centrale nella fornitura di calore residenziale e flessibilità al sistema energetico. Il raggiungimento di un'economia a zero emissioni nette di CO2 richiederà quindi un aumento della produzione globale di idrogeno dai 70 Mt/anno di oggi a qualcosa come 425-650 Mt/anno entro il 2050.

Le emissioni di CO2 per settore nell'Unione Europea nel 2018 erano suddivise come riportato in Tabella 4-1 qui sotto:



**Tabella 4-1: Emissioni CO2 EU-27 per Settore (fonte: European Environment Agency)**

Il peso preponderante dato dal trasporto privato, dalla produzione di energia elettrica (prevalentemente di natura termoelettrica) e dalle lavorazioni industriali è anche confermato dalla composizione delle emissioni su scala mondiale, come evidenziato da IEA (2018):

- Produzione Elettricità e Riscaldamento: 13.979 Mt (41,7%)
- Trasporti: 8.258 Mt (24,6%)
- Industria: 6.158 Mt (18,4%)

Un rapporto di Rocky Mountain Institute (2020) riporta alcune ipotesi di riduzione delle emissioni di CO2 indotte dall'introduzione dell'idrogeno in alcuni settori hard to abate:

- Siderurgia. Un altoforno emette 1.600 kg CO2 dalla combustione di carbone da coke e petrolio per produrre una tonnellata di acciaio grezzo. La riduzione tramite idrogeno emette solo 25 kg CO2 consumando circa 50 kg di idrogeno (si ipotizza "verde"), a sua volta utilizzando 2.633 kWh di potenza (fonte Hybrit).
- Trasporto marittimo. Nello shipping è probabile che l'ammoniaca (NH3) sia un vettore più pratico dell'idrogeno per le lunghe percorrenze: è più facile da trasportare e immagazzinare e ha una densità di volume energetico significativamente più alta. L'impronta di base del consumo di carburante bunker è di 300 MtCO2, mentre la soluzione all'idrogeno (tramite ammoniaca) richiederebbe 1.190 TWh di elettricità (se da fonte rinnovabile, a zero emissioni).
- Riscaldamento industriale. L'idrogeno può anche essere bruciato per generare calore in processi industriali che richiedono altissime temperature. In queste applicazioni si applica un confronto diretto del contenuto termico e delle emissioni dei diversi combustibili. La combustione di 1MWh di carbone porta all'emissione di circa 320±350 kg di CO2. Per rimpiazzare lo stesso calore di combustione (LHV), 1 MWh, sono necessari circa 30 kg di idrogeno, che a loro volta richiedono 1.650 kWh di elettricità.

Secondo Hydrogen Council (2020), dal 2020 al 2025, nel breve termine, l'idrogeno potrebbe diventare competitivo nei trasporti, in particolare per i veicoli di grandi dimensioni su lunghe distanze (ad esempio treni, camion, pullman e flotte di taxi) e carrelli elevatori. Per queste applicazioni, le tecnologie concorrenti, vale a dire i veicoli elettrici a batteria, sono troppo costose per essere alternative praticabili per casi d'uso economici reali. Similmente, il riscaldamento tramite idrogeno potrebbe diffondersi nel breve allacciandosi alle reti esistenti del gas.

Entro il 2030, con il calo dei costi di produzione e distribuzione dell'idrogeno, molte più applicazioni dovrebbero diventare competitive rispetto alle alternative a basse emissioni di carbonio. Esempi includono la maggior parte delle applicazioni di trasporto su strada ad eccezione degli usi su breve distanza, turbine a idrogeno a ciclo semplice per la produzione di elettricità di picco, caldaie a idrogeno e riscaldamento

industriale. L'idrogeno sarà utilizzato anche per lo stoccaggio giornaliero o stagionale, come backup e fornirà funzioni di buffering, migliorando la sicurezza dell'approvvigionamento a medio termine.

Entro il 2050, la maggior parte delle applicazioni di idrogeno considerate può diventare competitiva rispetto alle alternative a basse emissioni di carbonio.

Similmente, la strategia della Commissione Europea (2020) prevede una introduzione graduale dell'idrogeno, suddivisa nel medesimo arco temporale.

Nella prima fase, dal 2020 al 2024, l'obiettivo è installare almeno 6 GW di elettrolizzatori a idrogeno rinnovabile nell'UE per una produzione di idrogeno fino a 1 Mt, e decarbonizzare la produzione di idrogeno esistente, ad esempio nel settore chimico e facilitare l'utilizzo del consumo di idrogeno in nuove applicazioni di uso finale come altri processi industriali ed eventualmente nel trasporto pesante.

Nella seconda fase, dal 2025 al 2030, l'idrogeno deve diventare parte di un sistema energetico integrato con l'obiettivo strategico di installare almeno 40 GW di elettrolizzatori a idrogeno rinnovabili entro il 2030 e produrre fino a 10 Mt di idrogeno rinnovabile nell'UE.

Nella terza fase, a partire dal 2030 e verso il 2050, le tecnologie rinnovabili per l'idrogeno dovrebbero raggiungere la maturità ed essere utilizzate su larga scala per raggiungere tutti i settori difficili da decarbonizzare. In questa fase, la produzione di elettricità rinnovabile deve aumentare in modo massiccio, poiché circa un quarto dell'elettricità rinnovabile potrebbe essere utilizzata per la produzione di idrogeno rinnovabile.

Per l'Italia le menzioni all'idrogeno sono attualmente piuttosto generiche, e riportate nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC, 2019), in attesa della strategia nazionale in via di definizione. Il PNIEC "prevede per l'idrogeno un contributo, intorno all'1% del target FER Trasporti, attraverso l'uso diretto nelle auto, autobus, trasporto pesante e treni a idrogeno (per alcune tratte non elettrificate) e a tendere trasporto marino o attraverso l'immissione nella rete del metano anche per uso trasporti". Il rapporto Confindustria (2020) calcola tale valore ad un ammontare di circa 21.132 tonnellate di idrogeno verde al 2030.

Lo studio Snam – McKinsey (2019) propone un maggior livello di dettaglio nel processo di graduale integrazione dell'idrogeno al 2050 (Figura 4-2), ma con una maggiore attenzione, nel medio periodo, all'utilizzo nel settore residenziale, evidentemente generato dall'opportunità di blending e/o conversione all'idrogeno dell'infrastruttura del gas naturale esistente, come proposto da Snam. Nel lungo periodo (2050) i valori si attestano a 218 TWh equivalenti di idrogeno, pari a 23% della domanda complessiva finale, principalmente da destinarsi al settore dei trasporti e residenziale.

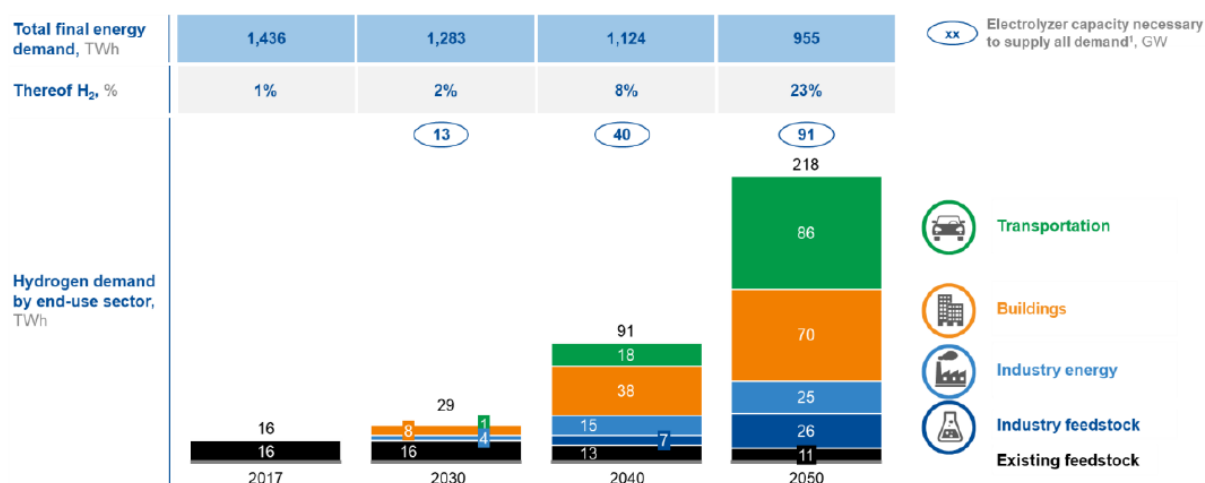


Figura 4-2: Domanda di idrogeno per settore al 2050 (fonte: Snam – McKinsey)

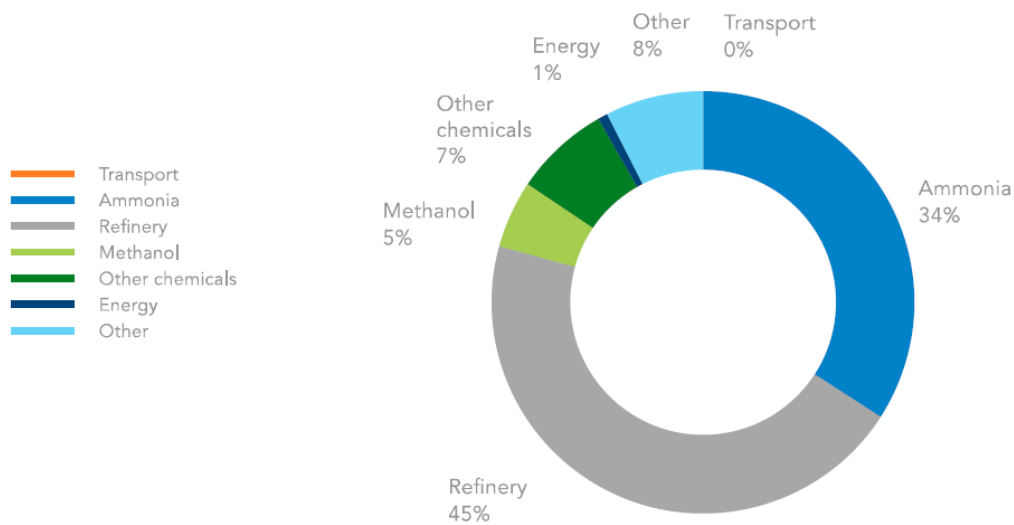
### 4.3 Evoluzione della Domanda di Idrogeno

#### 4.3.1 Domanda Attuale

La domanda totale di idrogeno nell'EEA (European Economic Area) nel 2018 è stata di 8,3 Mt (327 TWhHHV). La quota maggiore della domanda di idrogeno proviene dalle raffinerie, che sono state responsabili del 45% del consumo totale di idrogeno (3,7 Mt), seguite dall'industria dell'ammoniaca con il 34% (2,8 Mt). Questi due settori rappresentano insieme quasi i 4/5 del consumo totale di idrogeno nel EEA. Circa il 12% viene consumato dall'industria chimica, principalmente per la produzione di metanolo. Oltre il 60 per cento dell'idrogeno utilizzato oggi nelle raffinerie viene prodotto utilizzando gas naturale.

Le applicazioni emergenti per la produzione di idrogeno verde o a bassa emissione di carbonio, come il settore dei trasporti, comprendono, finora una parte minuscola del mercato (<0,1% nel 2018).

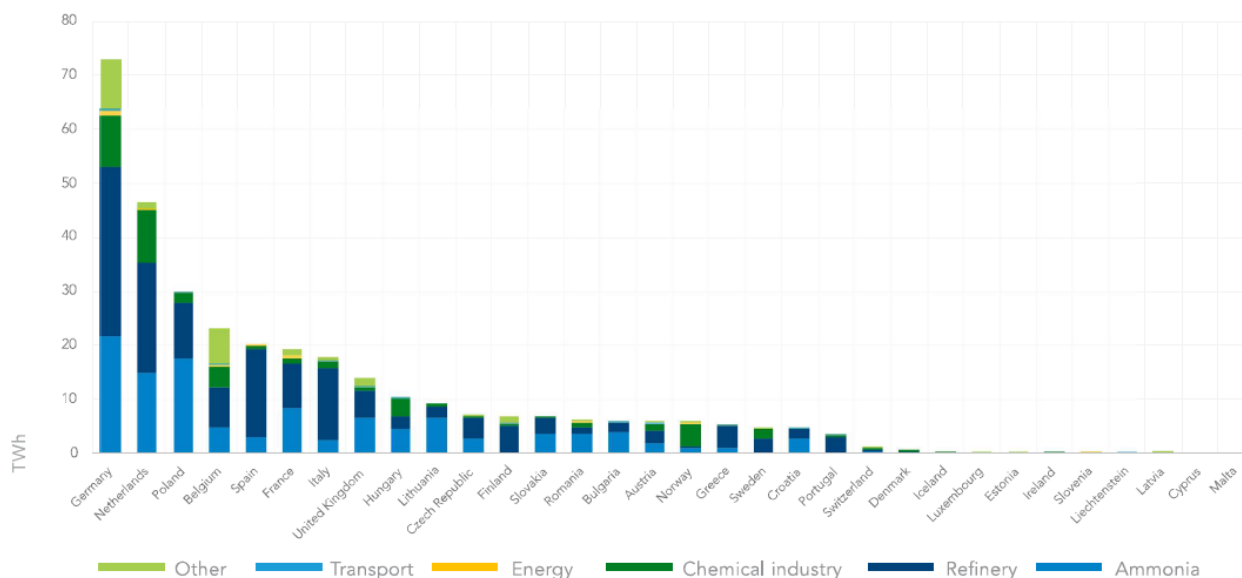
Le Figura 4-3 mostra la domanda totale di idrogeno nei paesi EEA nel 2018 per ciascuno dei settori di applicazione (Hydrogen Europe, "Clean Hydrogen Monitor", 2020).



**Figura 4-3: Domanda EEA di idrogeno per settore al 2018 (fonte: Hydrogen Europe)**

Nella Figura 4-4 sottostante è riportata la domanda di idrogeno in ogni singola nazione europea (Hydrogen Europe, "Clean Hydrogen Monitor", 2020):

Total demand for hydrogen in 2018 by country (in TWhHHV)



**Figura 4-4: Domanda EEA di idrogeno per paese al 2018 (fonte: Hydrogen Europe)**

Nei paragrafi seguenti viene descritto il ruolo e la domanda di idrogeno nei diversi settori insieme alle opportunità ed alle sfide connesse con il suo utilizzo.

Per gli obiettivi del presente report, gli utilizzatori di idrogeno sono stati raggruppati come segue:

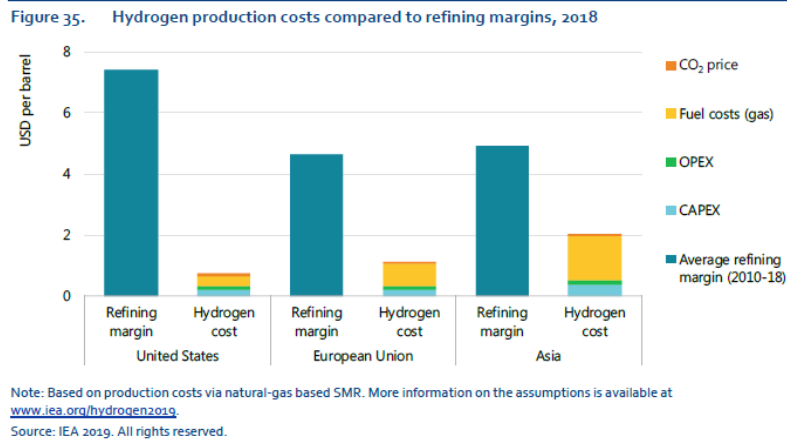
- Industria
  - i) Raffinerie
  - ii) Industria Chimica
  - iii) Acciaio
- Trasporto
  - i) Trasporto stradale
  - ii) Trasporto ferroviario
  - iii) Marittimo
  - iv) Aeronautico
- Edifici
- Energia

## 4.3.2 Industria

### 4.3.2.1 Raffinazione

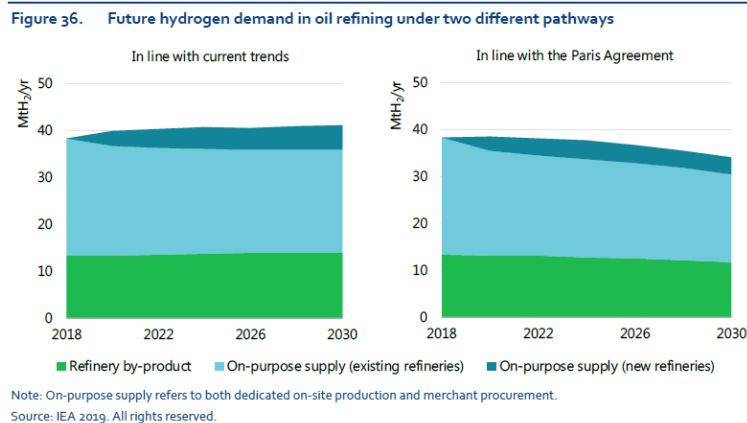
Oltre il 60% dell'idrogeno utilizzato oggi nelle raffinerie viene prodotto utilizzando gas naturale. Standard più severi sugli inquinanti atmosferici potrebbero incrementare l'uso dell'idrogeno nella raffinazione del 7% fino a 41 MtH<sub>2</sub> / anno entro il 2030, sebbene ulteriori modifiche normative per contenere l'aumento della domanda di petrolio potrebbero frenare il ritmo della crescita. L'attuale capacità di raffinazione globale è generalmente ritenuta sufficiente per soddisfare la crescente domanda di combustibili, il che implica che la maggior parte della futura domanda di idrogeno deriverà probabilmente da impianti esistenti già dotati di unità di produzione di idrogeno. Il retrofitting di impianti esistenti con sistemi CCUS può rappresentare, quindi, un'opzione idonea per la riduzione delle emissioni correlate.

In molte regioni, il costo dell'idrogeno incide in maniera significativa sui margini della raffinazione.



**Figura 4-5**

In futuro, la domanda principale di idrogeno nella raffinazione deriverà principalmente dagli impianti oggi esistenti.



**Figura 4-6**

La CCUS diventerebbe economicamente interessante nelle raffinerie nella maggior parte delle regioni se i prezzi della CO<sub>2</sub> fossero superiori a 50 USD / tCO<sub>2</sub>:

Il settore della raffinazione del greggio è il principale consumatore di idrogeno nell'UE. L'idrogeno nelle raffinerie viene utilizzato per i processi di hydrotreating e di hydrocracking.

L'hydrotreating viene utilizzato per rimuovere le impurità, in particolare lo zolfo (spesso viene semplicemente indicato come desolforazione). Al giorno d'oggi le raffinerie rimuovono circa il 70% dello zolfo presente nel greggio. Con le necessità sempre crescenti per l'aumento della qualità dell'aria, vi è una crescente pressione normativa per ridurre ulteriormente il tenore di zolfo nei prodotti finali. Nei prossimi anni è attesa un'ulteriore riduzione di circa il 40% il tenore di zolfo nei prodotti finiti rispetto al 2005.

L'idrocracking è un processo che utilizza idrogeno per incrementare la resa dei greggi pesanti in benzina, prodotto a maggiore valore aggiunto

Poiché la domanda di prodotti distillati leggeri e medi è in crescita, mentre quella di olio residuo pesante è in calo, si prevede anche per l'hydrocracking un ulteriore incremento della domanda di idrogeno.

L'idrogeno viene utilizzato anche per la raffinazione delle sabbie bituminose e i biocarburanti. Per le sabbie bituminose, la quantità di idrogeno necessaria per eliminare lo zolfo dal bitume grezzo varia

considerevolmente a seconda della tecnologia impiegata e della qualità del greggio sintetico da produrre. Complessivamente vengono utilizzati circa 10 kg di idrogeno per tonnellata di bitume lavorato. Il greggio sintetico che ne deriva dovrà essere ulteriormente raffinato in raffineria, utilizzando idrogeno.

Per i biocarburanti, l'hydrotreating rimuove l'ossigeno e migliora la qualità del carburante degli oli vegetali e dei grassi animali da trasformare in diesel. Questo processo richiede circa 38 kg di idrogeno per tonnellata di biodiesel prodotto, ma non è necessario ulteriore idrogeno nelle successive fasi di raffinazione.

La domanda globale di idrogeno da parte dell'industria petrolchimica e di raffinazione del petrolio, nel 2018, è stata pari a 3,7 Mt (148 TWhHHV).

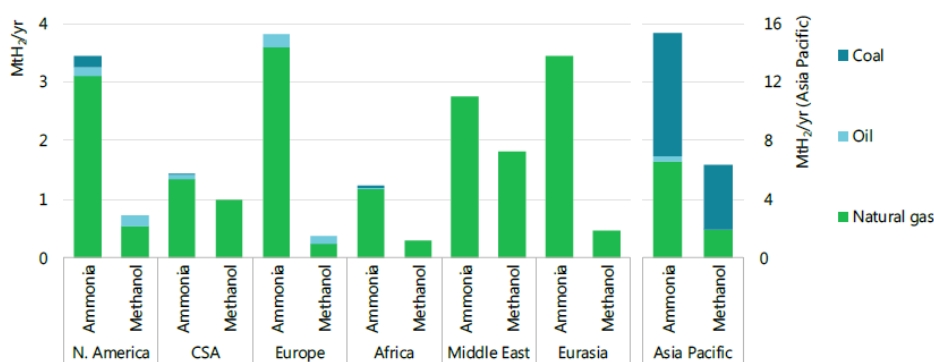
Standard più severi di inquinamento atmosferico potrebbero richiedere un aumento a 4,1 MtH<sub>2</sub> / anno entro il 2030. Eventuali scelte politiche atte a frenare l'aumento della domanda di petrolio potrebbero rallentare il ritmo di crescita. L'attuale capacità globale di raffinazione è generalmente considerata sufficiente per soddisfare l'aumento della domanda di petrolio, il che implica che la maggior parte della futura domanda di idrogeno probabilmente nascerà dagli impianti esistenti già dotati di unità di produzione di idrogeno.

#### 4.3.2.2 Ammoniaca

Si prevede che la domanda di ammoniaca e metanolo aumenterà nel breve e medio termine e l'incremento della capacità rappresenterà un'importante opportunità per aumentare la produzione di idrogeno a basse emissioni. Una maggiore efficienza potrà ridurre i livelli complessivi della domanda, ma ciò compenserà solo parzialmente la crescita della domanda stessa. Sia nel caso di produzione tramite gas naturale con CCUS, sia nel caso dell'elettrolisi, la tecnologia è disponibile per sostenere la crescita della domanda di idrogeno prevista collegata alla produzione di ammoniaca e metanolo (fino a 14 MtH<sub>2</sub> / anno entro il 2030) a basse emissioni. In via prioritaria, prediligere tecnologie di produzione a basse emissioni rispetto a sistemi di produzione tradizionale senza CCUS contribuirebbe in modo significativo a ridurre le emissioni.

Oggi il gas naturale rappresenta il 65% della produzione di ammoniaca e metanolo; la produzione basata sul carbone rappresenta il 30%.

Figure 38. Hydrogen demand for ammonia and methanol production in 2018



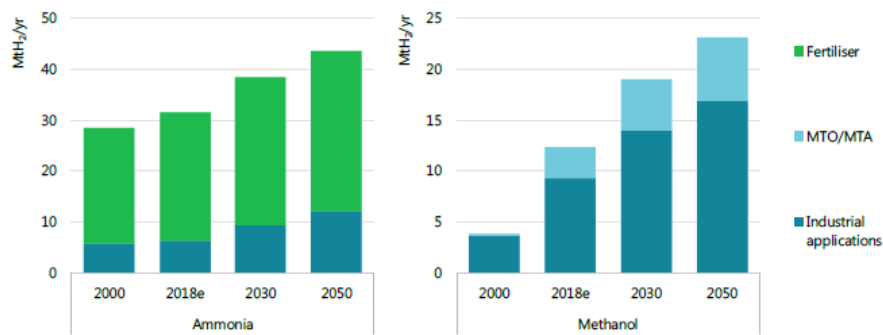
Notes: Only production routes comprising > 1 Mt/yr of primary chemical production are included; oil refers to refined oil products including naphtha and LPG. CSA = Central and South America. Data for 2018 are estimates based on previous years' figures from the sources below.

Sources: IFA (2019), International Fertilizer Association Database; WoodMackenzie (2018), Methanol Production and Supply Database.

Figura 4-7

La domanda di idrogeno per la produzione di ammoniaca e metanolo si prevede in crescita nel breve e medio periodo:

Figure 39. Hydrogen demand for primary chemical production for existing applications under current trends



Notes: MTO = methanol-to-olefins; MTA = methanol-to-aromatics. Industrial applications for methanol include current fuel additive uses (e.g. methyl-tert-butyl-ether) and thermoset plastics (e.g. phenol formaldehyde). Industrial applications for ammonia include explosives (e.g. ammonium nitrate) and plastics (e.g. urea formaldehyde). Demand figures for 2030 and 2050 are consistent with those of the Reference Technology Scenario (IEA, 2018b), in which current trends are maintained. Data for 2018 are estimates based on previous years' figures from the sources below.

Sources: IFA (2019), International Fertilizer Association Database; WoodMackenzie (2018), Methanol Production and Supply Database.

Figura 4-8

La produzione di ammoniaca e metanolo a basse emissioni di carbonio oggi è significativamente più costosa rispetto alla produzione basata su combustibili fossili senza abbattimento delle emissioni:

Figure 41. Costs and CO<sub>2</sub> intensities for greenfield ammonia and methanol production in 2018

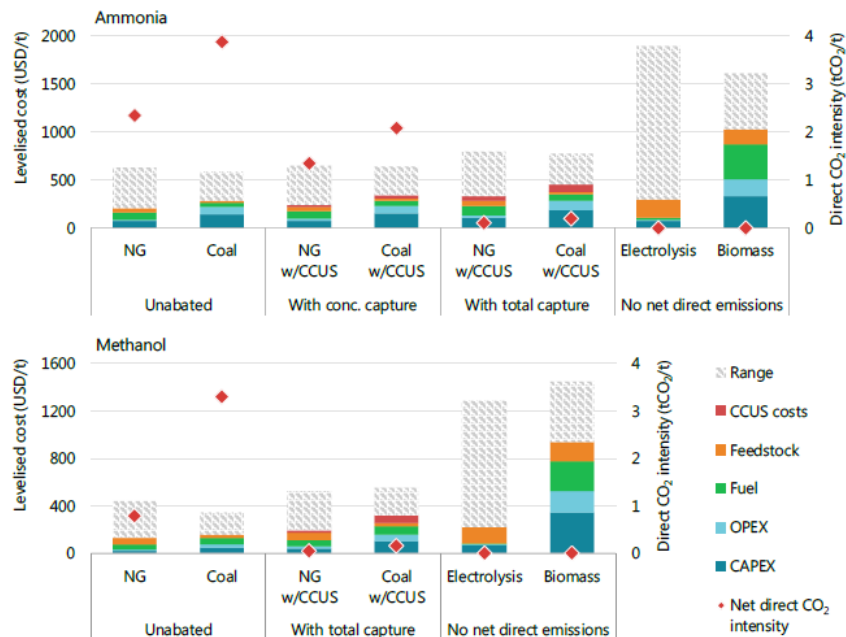


Figura 4-9

Insieme alle raffinerie, l'industria dell'ammoniaca è il secondo settore che consuma idrogeno nell'Unione Europea. Il processo di produzione dell'ammoniaca richiede la sintesi dell'idrogeno con azoto, con un consumo di 175-180 kg di idrogeno per ton di ammoniaca.

La domanda totale di idrogeno da parte dell'industria dell'ammoniaca nel 2018 è stata di 2,8 Mt (112 TWhHHV).

Inoltre, la domanda di ammoniaca potrebbe aumentare ulteriormente se venisse utilizzata oltre che come vettore energetico per la trasmissione, la distribuzione e lo stoccaggio dell'idrogeno, anche come combustibile. Se queste nuove applicazioni dovessero diffondersi, il settore chimico potrebbe evolversi per condividere il ruolo che le raffinerie svolgono oggi nel fornire energia agli utenti a valle.

Si prevede che la domanda di ammoniaca aumenti nel breve-medio termine, con incrementi di capacità che aumenteranno considerevolmente la produzione di idrogeno a basse emissioni. Un incremento di efficienza dei processi potrà ridurre i livelli complessivi della domanda, ma ciò compenserà solo parzialmente la crescita della domanda. Sia tramite gas naturale con CCUS che elettrolisi, la tecnologia è ormai disponibile per rispondere all'eventuale incremento di domanda di idrogeno per la produzione di ammoniaca a basse emissioni di carbonio.

#### 4.3.2.3 Industria Chimica

Il settore chimico produce una variegata gamma di prodotti, dalla plastica ai fertilizzanti, dai solventi agli esplosivi.

L'idrogeno fa parte della struttura molecolare di quasi tutte le sostanze chimiche industriali, ma solo alcune sostanze chimiche primarie richiedono grandi quantità di idrogeno per l'utilizzo come materia prima, fino ad oggi sempre fornito tramite combustibili fossili.

La domanda totale di idrogeno (esclusa la produzione di ammoniaca) nel 2018 da parte dell'industria chimica è stata stimata in circa 1,0 Mt (40,8 TWhHHV).

#### 4.3.2.4 Acciaierie

La siderurgia italiana è caratterizzata da una produzione di acciaio che proviene, con una quota superiore all'80%, da ciclo con forno elettrico, in cui rottami di acciaio sono fusi in un forno elettrico ad arco (Electric Arc Furnace, EAF). Inoltre, anche le soluzioni che si stanno mettendo a punto per il rilancio dello stabilimento siderurgico più grande d'Europa localizzato a Taranto (ex ILVA) prevedono utilizzo significativo di acciaio prodotto con tecnologie da Forno Elettrico.

Il forno elettrico è molto flessibile, potendosi costruire unità di una vasta gamma di capacità (da poche decine di tonnellate fino a oltre 300t per colata) e che può essere spento e riacceso senza lunghe procedure.

La qualità dell'acciaio prodotto da forno elettrico è fortemente dipendente dalla qualità dei rottami che vengono utilizzati per la fusione. In particolare, la presenza di "elementi residuali" che con il ciclo da EAF non sono rimovibili, limitano la qualità dei prodotti finali e ne limitano quindi la completa sostituzione dell'acciaio prodotto da ciclo integrale. Il problema oggi è stato risolto con l'utilizzo di "preridotto" (DRI) che aggiunto in quantitativi significativi (30-80%) in carica insieme al rottame consente di ottenere acciai con composizione uguale a quelle prodotte da ciclo integrale, rendendo così anche meno critico il deterioramento nella composizione del rottame che necessariamente si verificherà con l'estendersi dell'utilizzo massiccio del forno elettrico.

Secondo i dati World Steel Association, la produzione mondiale di acciaio nel 2020 ha superato 1.875.000 tonnellate e ogni tonnellata di acciaio prodotta emette in media 1,85 tonnellate di anidride carbonica, pari a circa l'7% delle emissioni globali di CO<sub>2</sub>, quindi per il raggiungimento degli obiettivi previsti dagli accordi di Parigi è indispensabile attuare il processo di decarbonizzazione dell'industria siderurgica.

La decarbonizzazione del processo di produzione dell'acciaio richiede la sostituzione per quanto possibile del carbonio con il vettore energetico idrogeno. Riguardo all'elettificazione delle acciaierie questo processo ha già raggiunto la piena maturità e non possono essere fatti passi ulteriori in questa direzione, solo l'apporto di vettori che nella combustione hanno basse o nulle emissioni come l'idrogeno può risolvere il problema delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

I processi produttivi che all'interno delle acciaierie che possono decarbonizzare tramite idrogeno sono:

- Ciclo integrale
- Riduzione diretta DRI per produrre HBI (Hot Briquette Iron)
- Forni elettrici ad idrogeno (EAF)
- Forni di riscaldamento e trattamento termico.

#### Ciclo Integrale

Il processo di riduzione del minerale, oggi realizzata tramite polverino di carbone e coke, può essere decarbonizzato parzialmente utilizzando l'idrogeno. teoricamente l'idrogeno potrebbe sostituire il 20% di energia fornita per via fossile nel processo. Questa modifica del processo produttivo potrebbe essere realizzata anche in tempi brevi ammesso di riprogettare i sistemi di adduzione e aggiornare le modalità di condizione dell'intero sistema produttivo. Rimarrebbe comunque un processo dipendente dal coke con tutti i problemi ambientali annessi e non solo collegati alle emissioni di CO<sub>2</sub>.

#### Riduzione diretta DRI

Nel processo di riduzione diretta, il minerale di ferro (ossido di ferro e altri ossidi non riducibili) è trasformato in pellets (diametro tipico 5-20 mm) e caricato in un forno di riduzione. La riduzione può avvenire tramite carbone oppure tramite una miscela di gas ad alto contenuto di specie riducenti come CO, H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, con reazioni che avvengono allo stato solido (senza fusione del ferro metallico). Il prodotto finale è la pellet originale, in cui l'ossido di ferro del minerale è trasformato quasi completamente in ferro metallico. Il grado di metallizzazione finale è dell'ordine del 95%. Questo prodotto è chiamato preridotto o Direct Reduced Iron (DRI).

Nei processi industriali di riduzione diretta già commercializzati, il gas riducente deriva principalmente dal metano, ma potrebbe derivare anche dalla gasificazione di carbone o di biomassa o altre sostanze carboniose. L'energia per sostenere il processo è fornita dalla combustione parziale del metano. Il processo avviene a temperature di 800-900°C.

Il preridotto viene poi fuso in un forno elettrico, da solo o insieme a rottame, per formare l'acciaio liquido di base del ciclo elettrico, che poi è soggetto alle usuali operazioni di affinazione oppure può essere caricato in altoforno, riducendo il consumo sia di minerale di ferro sia di carbone, con relativi benefici sulle emissioni.

Vale la pena sottolineare subito che la Riduzione Diretta è considerato il principale candidato per una futura siderurgia a idrogeno, perché il gas riducente può essere idrogeno invece di un gas prodotto da metano.

#### Forni elettrici ad idrogeno

La decarbonizzazione della produzione di acciaio da forno elettrico (EAF) può essere realizzata con le seguenti azioni:

- l'utilizzo di preridotto ottenuto da riduzione diretta con idrogeno e quindi privo di carbonio,
- la sostituzione del gas naturale nei bruciatori con idrogeno. Tale sostituzione è da intendersi sia nei bruciatori montati nel forno elettrico e che hanno quindi la funzione di apportare ulteriore energia al processo fusorio che ai bruciatori impiegati per il preriscaldamento dei refrattari delle siviere e delle paniere. I due impieghi (nel forno fusorio e per il preriscaldamento refrattari) hanno lo stesso ordine di grandezza dei consumi di gas,
- l'eliminazione di materiali carboniosi fossili (carbone) o la sua sostituzione con materiali carboniosi neutri (p.es.: biomassa).

#### Forni di riscaldamento e trattamento termico

Nella maggior parte dei casi i trattamenti termici che si realizzano negli stabilimenti siderurgici per il riscaldamento del materiale vengono attualmente effettuati mediante l'impiego di metano come combustibile. La combustione del metano comporta l'emissione in atmosfera di elevate quantità di CO<sub>2</sub> e anche alcuni inquinanti tipo NO<sub>x</sub>.

L'adozione dell'idrogeno (o miscele di idrogeno) e dei sistemi di riscaldamento a induzione alimentati da fonti rinnovabili consentono di migliorare la sostenibilità dei processi produttivi grazie all'utilizzo di energia prodotta da fonti rinnovabili (riducendo così i consumi di energia primaria da fonti fossili).

L'utilizzo dell'idrogeno in sostituzione del metano o della tecnologia di riscaldamento a induzione rappresentano sicuramente le opzioni tecnologiche più accreditate in ambito europeo per la decarbonizzazione dei processi di riscaldamento nell'industria dell'acciaio.

È altresì vero che la modifica delle miscele di alimentazione dei forni richiede la revisione dell'impiantistica tenendo conto delle caratteristiche fisico-chimiche dell'idrogeno e del loro impatto sulla sicurezza degli impianti.

#### Conclusioni

Nel 2019 la produzione mondiale di idrogeno considerando tutti i possibili processi produttivi (sia con emissione di CO<sub>2</sub> che via elettrolisi) ammontava a circa 117Mt/anno. In Italia la produzione di idrogeno è di circa 0,7 Mt/anno, tutta assorbita dai processi industriali (raffinazione in primis). Considerando una produzione di acciaio verde tramite processi innovativi come il DRI e quindi con ridotte emissioni di CO<sub>2</sub> la richiesta di idrogeno sarebbe di circa 1kg per circa 13kg di acciaio. Per dare una idea per una produzione di una grande acciaieria come quella di Taranto potenzialmente pari a 8Mt di acciaio equivale a circa 0,64Mt di idrogeno necessario, vale a dire quasi tutta l'attuale produzione nazionale di idrogeno (di fatto non disponibile perché generata per altri processi) che andrebbe quindi raddoppiata e dovrebbe essere d'idrogeno verde.

#### 4.3.2.5 Industria del Vetro

La produzione Nazionale di vetro può essere suddivisa in due macro famiglie:

- Vetro piano: 1.054.763 t nel 2018
- Vetro cavo: 4.287.283 t nel 2018 (in questo campo l'Italia è il secondo maggior produttore in Europa)

Esiste poi una piccola (in quantità) ma comunque importante (per le applicazioni) produzione di fibre di rinforzo pari a 98.805 ton nel 2018. Le applicazioni del **vetro piano** sono destinate all'edilizia, l'automotive e l'arredamento: vetrate isolanti, vetri "coating", cioè rivestiti, vetri a controllo solare, vetri di sicurezza, vetri a oscuramento automatico, etc. Le applicazioni **vetro cavo** sono relative a prodotti destinati a contenere liquidi o alimenti: bicchieri, bottiglie, vasi, barattoli, flaconi, ampole etc.

Tali manufatti possono essere prodotti attraverso diverse tipologie di vetro: **Cristallino** (ad esempio per la produzione di articoli per la casa), **Sodico calcico** (ad esempio per la produzione di articoli per la casa, profumeria, food & beverage, farmaceutica), **Borosilicato** (ad esempio per la produzione di tubi e flaconi per applicazioni farmaceutiche).

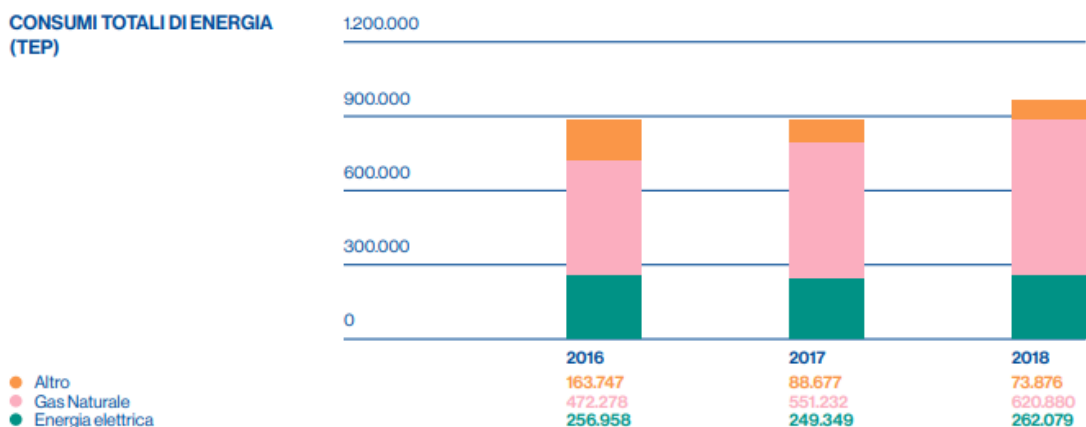
Di seguito si riportano in Figura 4-10 i grafici della produzione delle varie tipologie di vetro relative ad una parte della produzione nazionale, come ricavate dal Rapporto di Sostenibilità Assovetro pubblicato nel 2020. I dati sono rappresentativi di più dell'80% della produzione nazionale di vetro.



**Figura 4-10: Produzione vetro 2016-2018 per tipologia di produzione (fonte: Assovetro)**

Dal grafico si nota come nel tempo la produzione dei vari comparti sia complessivamente in crescita. Ad una maggiore produzione si associa un incremento di consumi dei vettori energetici (Figura 4-11) che nel settore vetro sono rappresentati in ordine di importanza da:

- Gas Naturale
- Energia Elettrica
- Altro (Olio Combustibile, gasolio, ecc..).



**Figura 4-11: Consumi totali di energia per produzione vetro 2016-2018, per fonte (fonte: Assovetro)**

Il valore del consumo specifico oscilla tra 0.205 e 0.212 tep/ton di vetro fuso nelle tre annualità considerate (l'oscillazione è dovuta a moltissimi fattori, ma è comunque contenuta e i valori di consumo sono piuttosto stabili, a conferma dell'alta efficienza energetica che ha già raggiunto il settore), ed il "mix" dei combustibili risulta in prevalenza costituito da gas naturale. Questo vettore energetico è infatti ampiamente usato poiché sia per le tecnologie utilizzate e che per le dimensioni tipiche dei forni per le produzioni massive (principalmente vetro piano e vetro cavo meccanico per contenitori) risulta essere una scelta obbligata e non sostituibile (almeno interamente) con l'elettrificazione.

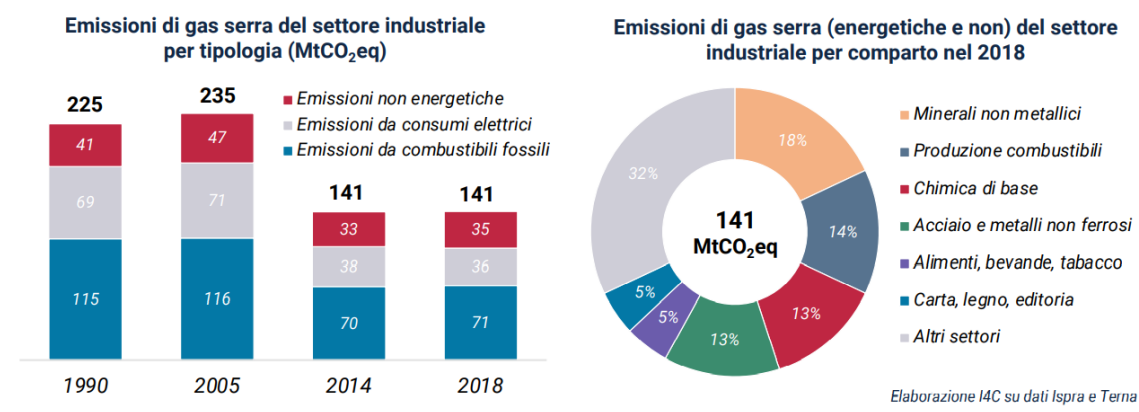
Accoppiati all'uso di gas naturale, ci sono le emissioni di CO<sub>2</sub> (Figura 4-12) che, per le annualità in esame, sono rappresentate nel grafico seguente, sempre relativo ad una parte delle produzioni nazionali, ampiamente rappresentativa del settore nel suo complesso.



**Figura 4-12: Emissioni di CO<sub>2</sub> da forno 2016-2018 (fonte: Assovetro)**

Ad oggi la produzione di CO<sub>2</sub>, conseguente all'uso di gas naturale, viene contrastata attraverso l'efficientamento energetico e la formulazione del vetro (aumento del rottame). Queste strade, ancora percorribili, sono state ampiamente sfruttate e dovranno essere affiancate necessariamente ad una azione sui vettori energetici, azione che, come detto, non può fermarsi solamente alla elettrificazione dei consumi, non pienamente raggiungibile nel caso del vetro se non per produzioni particolari e su relativamente piccola scala. Da questo punto di vista, la sostituzione del metano con un vettore alternativo come l'idrogeno (cioè un altro combustibile) appare essere la strada maggiormente suscettibile di riscontri positivi con un concreto abbattimento della CO<sub>2</sub>.

Inoltre, come avviene in altri settori industriali energivori, molte delle azioni di ottimizzazione ed efficientamento dei consumi sono state già attuate e sono in corso di attuazione ed hanno quindi già consentito abbattimenti significativi delle emissioni (per esempio di oltre 3 volte nel caso del vetro piano dagli anni '70 al 2000). Si consideri ad esempio la Figura 4-13 di seguito (fonte: Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile), da cui si evince sia l'importante riduzione delle emissioni conseguita dall'industria attraverso ingenti investimenti in parte sostenuti da incentivi pubblici.



**Figura 4-13: Emissioni di gas serra per tipologia e settore (fonte: Fondazione Sviluppo Sostenibile)**

Il raggiungimento degli obiettivi ambiziosi al 2030 e al 2050 appare, per tutto quanto su esposto, richiedere l'adozione di nuove tecnologie: l'idrogeno rappresenta certamente l'opzione tecnologica più percorribile sia per i forni fusori che per i forni di post trattamento. Queste nuove tecnologie di combustione devono essere sviluppate ed hanno la possibilità di essere sinergiche con le azioni che si stanno sviluppando nel settore della siderurgia (forni di riscaldamento).

#### 4.3.2.6 Industria Alimentare

Nell'industria alimentare l'idrogeno viene utilizzato nella produzione di margarina per l'idrogenazione degli acidi grassi insaturi negli oli vegetali.

L'idrogenazione viene solitamente effettuata disperdendo idrogeno gassoso nell'olio, in presenza di un catalizzatore di nichel finemente diviso supportato da terre diatomee.

#### 4.3.3 Energia

Attualmente, nell'industria dell'energia, l'idrogeno svolge un ruolo minimo e rappresenta meno dello 0,2% della produzione di elettricità.

Mentre in un prossimo futuro l'idrogeno potrà essere utilizzato nelle celle a combustibile per generare calore ed energia ad alta efficienza, attualmente l'uso di idrogeno nel settore energetico è limitato alle seguenti tecnologie:

- Combustione di idrogeno in caldaie o unità di cogenerazione per la produzione di calore o di calore ed energia, per lo più effettuata in loco dove l'idrogeno viene generato come prodotto di altri processi (cloro-alcali).
- Utilizzo di idrogeno per il raffreddamento dei generatori.

L'evoluzione del suo impiego in futuro prossimo è il seguente:

- combustione combinata con ammoniaca per ridurre l'impatto delle emissioni carboniche nelle centrali esistenti a carbone,
- alimentazione di turbine a gas a ciclo combinato (CCGT) per assicurare flessibilità operativa al sistema energetico che vedrà sempre più crescere le fonti di energia rinnovabile variabili,
- bilanciamento delle variazioni stagionali dell'offerta e della domanda di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili sotto forma di gas compresso, ammoniaca o metano sintetico.

#### 4.3.4 Trasporto Stradale

L'idrogeno è considerato un buon candidato per contribuire alla decarbonizzazione del settore del trasporto se prodotto da fonti energetiche rinnovabili attraverso il processo di elettrolisi. In questo caso, i principali vantaggi dei veicoli elettrici a celle a combustibile sono l'emissione nulla di CO<sub>2</sub> e inquinanti (l'emissione allo scarico è solo acqua) e la maggiore efficienza delle celle a combustibile rispetto ai motori a combustione

interna. Le autovetture, gli autobus urbani ed i veicoli per la movimentazione dei materiali, sono buoni esempi di applicazione della nuova tecnologia per la commercializzazione di massa nei prossimi anni.

Le opzioni di applicazione dell'idrogeno come combustibile per la mobilità possono essere differenziate in primo luogo dalla forma chimica o dal legame dell'idrogeno e, in secondo luogo, dal convertitore di energia mediante il quale viene resa disponibile l'energia immagazzinata nell'idrogeno:

- L'utilizzo diretto di idrogeno (puro) come fonte di energia senza ulteriore conversione, sia nei motori a combustione interna che nelle celle a combustibile.
- Nell'uso indiretto come vettore, l'idrogeno viene impiegato per la produzione di combustibili gassosi sintetici o liquidi contenenti idrogeno. Tali combustibili, PtG (Power-to-Gas) e PtL (Power-to-Liquids), possono quindi essere utilizzati a loro volta nei motori termici. L'uso nelle celle a combustibile sarebbe anche possibile (in alcuni casi), utilizzando un reformer, ma non è al momento economicamente sostenibile.

#### 4.3.4.1 Autovetture

Insieme ai veicoli elettrici a batteria (BEV), le autovetture a celle a combustibile alimentate a idrogeno (FCEV) sono al momento l'unica opzione a zero emissioni per il trasporto privato motorizzato.

Le prime autovetture a celle a combustibile sono state testate negli anni '60.

Un nuovo impulso al loro utilizzo si è avuto negli anni '90. Nella maggior parte dei casi i veicoli di prova erano auto originariamente dotate di un motore a combustione interna sostituito da celle a combustibile e quindi non erano competitivi sia tecnicamente che economicamente. Inoltre, fino a circa 10 anni fa i prototipi di motori a benzina erano ancora in fase di test con l'idrogeno inteso come energia alternativa e combustibile a basse emissioni. In questo caso si trattava di veicoli con motori bivalenti modificati, che potevano funzionare sia a benzina che a idrogeno. In questo caso, comunque, i motori a combustione interna alimentati a idrogeno raggiungevano non solo un'efficienza leggermente più elevata rispetto al funzionamento a benzina, ma emettevano anche livelli molto più bassi di inquinanti.

Sebbene l'idrogeno sia un combustibile pulito con eccellenti proprietà fisico-chimiche, non è stato ancora in grado di ottenere l'accettazione come combustibile per il trasporto automobilistico su strada. Per le autovetture l'attenzione si concentra quasi interamente sulle celle a combustibile alimentate a idrogeno come fonte di energia.

Ora è stata maturata una vasta esperienza su autovetture prototipo alimentate con celle a combustibile che incomincia a riversarsi in casi sporadici su veicoli di prima serie. altrettanto validi in termini di funzionalità se comparati alle tradizionali automobili a combustione interna. Si prevede che il numero di automobili a celle a combustibile prodotte nei prossimi anni varierà da diverse centinaia a migliaia di unità. Praticamente tutte le autovetture a celle a combustibile oggi sono dotate di celle a combustibile PEM.

I prezzi dei veicoli di medie dimensioni dotati di celle a combustibile sono ancora ben al di sopra di quelli delle autovetture con motori a combustione interna –circa 60.000 EURO. Con il lancio della produzione della serie FCEV, i costi e i prezzi dei veicoli dovrebbero diminuire notevolmente.

Le celle a combustibile degli ultimi modelli raggiungono una potenza di 100 kW o più. Rispetto alle auto elettriche a batteria hanno un raggio d'azione maggiore – da circa 400 a 500 chilometri oggi – con un peso del veicolo inferiore e tempi di rifornimento molto più brevi, da tre a cinque minuti. Di solito trasportano da 4 a 7 kg di idrogeno a bordo, immagazzinato in serbatoi a 700 bar.

#### 4.3.4.2 Autobus

Gli autobus della rete del trasporto pubblico costituiscono l'applicazione più accuratamente testata per l'idrogeno e le celle a combustibile. Dai primi anni '90, diverse centinaia di autobus sono stati gestiti con idrogeno: principalmente in Nord America, Europa e, sempre più, anche in Asia.

Sebbene l'idrogeno fosse inizialmente ancora utilizzato negli autobus con motori a combustione interna, gli sviluppatori di autobus si stanno ora concentrando quasi interamente sugli autobus elettrici a celle a combustibile (FCEB). L'uso di piccole flotte FCEB viene promosso nelle aree urbane come mezzo per contribuire allo sviluppo tecnologico e alla riduzione delle emissioni carboniche.

Gli autobus a celle a combustibile hanno ora raggiunto un alto livello di maturità tecnica, anche se non sono ancora in produzione in serie. A causa dei piccoli numeri, finora sono stati ancora molto più costosi, circa 1 milione di euro, rispetto agli autobus diesel standard, che costano circa 250.000 euro. Anche i costi di manutenzione sono stati significativamente ridotti ed i tempi operativi sono aumentati.

A seconda dei numeri di produzione annuali, i costi di produzione per gli FCEB dovrebbero tuttavia continuare a diminuire nel futuro. I costi di produzione degli autobus di 12 metri dovrebbero scendere a circa 350.000 EURO entro il 2030, portandoli alla portata degli autobus ibridi diesel.

I moderni autobus a celle a combustibile attingono la loro energia da due stack di celle a combustibile, ognuna con una potenza di circa 100 kW. Hanno anche una batteria di trazione relativamente piccola e sono in grado di recuperare l'energia dei freni. Inoltre, trasportano circa 30-50 kg di idrogeno compresso a bordo, immagazzinato in serbatoi a 350 bar. Alcuni modelli di autobus elettrici hanno batterie di grossa capacità per la trazione e solo celle a combustibile di limitata potenza previste unicamente per estenderne la percorrenza.

Gli autobus a celle a combustibile hanno attualmente un'autonomia di 300/450 km e quindi offrono quasi la stessa flessibilità degli autobus diesel nel funzionamento corrente. Mentre alcuni autobus municipali più vecchi consumano ancora oltre 20 kg di idrogeno (anziché 40 litri di gasolio) per 100 km, i nuovi autobus a celle a combustibile ora utilizzano solo da 8 a 9 kg per 100 km, offrendo agli FCEB un incremento in termini di efficienza energetica di circa il 40% rispetto agli autobus diesel.

Sono attualmente in corso progetti dimostrativi che prevedono l'impiego di flotte numerose da utilizzare per lunghe percorrenze.

La flotta FCEB in Europa ha percorso circa 11 milioni di km fino ad Agosto 2020 con circa 23 autobus in funzione e circa 40 già previsti ([www.fuelcellbuses.eu](http://www.fuelcellbuses.eu)).

#### 4.3.4.3 Treni

La maggior parte dei treni oggi in funzionamento sono alimentati a gasolio o elettrificati tramite linee aeree. Mentre l'elettrificazione offre emissioni zero al punto di utilizzo, le linee aeree delle motrici elettriche tradizionali sono costose e logisticamente complesse (quindi limitate a linee di capacità più elevate).

L'idrogeno invece offre diversi vantaggi rispetto alle motrici elettriche, ad esempio la libertà delle motrici di essere utilizzate su reti dotate di relativamente poche infrastrutture se non quella di essere dotate di rifornimento di idrogeno.

L'idrogeno è quindi fondamentale per consentire alla tecnologia di decarbonizzare il trasporto ferroviario in quanto molto vantaggioso per l'utilizzo su alcune linee che sono ancora gestite con treni diesel. Oltre ai treni regionali per il trasporto passeggeri, anche i treni merci e le locomotive di manovra dotati di propulsione basata su celle a combustibili potrebbero fornire opzioni a zero emissioni.

La tecnologia richiede ancora un'ulteriore dimostrazione ed ottimizzazione dei componenti integrati ed un supporto del mercato per aumentarne i volumi e ridurre i costi. Sono inoltre necessari notevoli sforzi per la sua regolamentazione in ambito ferroviario.

Considerando che le linee non elettrificate in molti casi riguardano il 30% del totale e che i costi di elettrificazione di alcune linee sono molto elevati, soprattutto in paesi come l'Italia per la morfologia del territorio, i treni ad idrogeno potrebbero quindi già oggi essere una soluzione competitiva rispetto all'alimentazione con sole batterie grazie alla maggiore densità energetica, velocità di rifornimento ed autonomia.

Uno studio di Shif2Rail e FCH2 JU ha evidenziato un Total Cost of Ownership (TCO) a vantaggio delle celle a combustibile.

#### 4.3.4.4 Macchine di Movimentazione

Le macchine di movimentazione industriali a celle a combustibile, come carrelli elevatori o muletti da traino (aeroporti) sono particolarmente adatti per il funzionamento indoor, perché non producono emissioni inquinanti e solo ridotte emissioni sonore. Le macchine a celle a combustibile rispetto alle macchine industriali a batteria hanno il vantaggio di un minore tempo di rifornimento: invece di dover sostituire la batteria, i muletti possono essere riforniti entro due o tre minuti.

Sono meno ingombranti e sono caratterizzati da costi di manutenzione inferiori. Le macchine industriali a celle a combustibile consentono un uso ininterrotto e sono quindi particolarmente adatti alla movimentazione di materiali e per il funzionamento in turni multipli. Nel caso di flotte di macchine industriali numerose ed impiegate in operazioni multi-turno, è possibile ottenere riduzioni (moderate) dei costi rispetto alla tecnologia delle batterie e anche la produttività nella movimentazione dei materiali può essere aumentata.

#### 4.3.4.5 Marittimo

Il settore marittimo è un importante consumatore di prodotti petroliferi, rappresentando circa il 5% della domanda mondiale di petrolio.

Circa il 90% in volume del commercio mondiale di merci avviene via mare, di cui un terzo è costituito da prodotti petroliferi.

Di conseguenza, agire sul trasporto marittimo darebbe un importante contributo al cambiamento climatico essendo responsabile di circa il 2,5% delle emissioni globali di CO<sub>2</sub> legate all'energia. Poiché utilizza olio combustibile pesante, ha anche grandi effetti negativi sulla qualità dell'aria, in particolare intorno ai porti.

Per ridurre l'impatto sul cambiamento climatico globale, l'Organizzazione Marittima Internazionale (IMO) ha adottato nel 2018 una strategia per la riduzione dei gas a effetto serra (GHG). Con le previsioni di crescita del settore marittimo, l'IMO ha stimato che il contributo complessivo dei gas serra potrebbe raddoppiare in uno scenario normale. L'IMO ha fissato quindi l'obiettivo di ridurre entro il 2050 le emissioni di CO<sub>2</sub> del 50%. Poiché le navi sono generalmente in servizio da oltre 30 anni, l'industria marittima deve affrontare un cambiamento epocale per raggiungere questo obiettivo. L'idrogeno e le celle a combustibile rappresentano una tecnologia importante per il raggiungimento di tali obiettivi anche se la ricerca, lo sviluppo ed i test di tale tecnologia, non sono da sole sufficienti a raggiungere l'obiettivo finale in quanto è in discussione l'intera filiera.

Uno dei fattori più importanti per decarbonizzare il trasporto marittimo è la disponibilità nei porti di combustibili privi di carbonio. La soluzione che prevede l'utilizzo di celle a combustibile ad idrogeno sia per la propulsione che come unità di potenza ausiliaria non è però la soluzione ottimale per tutte le applicazioni: esse sono le soluzioni più idonee per le navi che necessitano di potenza inferiore e coprono distanze limitate (rimorchiatori, RO-RO vessel), mentre per le navi che necessitano di potenze e percorrenze superiori, le FC potranno trovare un utilizzo ottimale come soluzione di propulsione se integrate con sistemi di produzione di idrogeno a bordo nave o limitatamente per l'alimentazione delle unità di potenza ausiliarie.

Un altro tema importante è la decarbonizzazione dei porti per i quali è già possibile applicare quelle tecnologie basate sull'idrogeno ed utilizzate in altri settori (automobilistico, urbano, trasporti, produzione di energia, ecc.), ma non ancora adattate a tale impiego.

I terminali portuali possono essere una perfetta dimostrazione delle "Hydrogen Valleys", dove è possibile testare e validare un ecosistema basato sul vettore dell'idrogeno.

Le informazioni sui costi di utilizzo dell'idrogeno liquido sono incerte. Una stima del costo aggiuntivo degli impianti di rifornimento suggerisce che l'infrastruttura per l'idrogeno liquido potrebbe essere il 30% più costosa del GNL (Taljegard et al., 2014). Tuttavia, è probabile che questa stima non consideri i costi iniziali associati allo sviluppo di una nuova infrastruttura per l'idrogeno che attualmente non esiste. Le componenti principali dei costi sono le navi di stoccaggio e bunker, che dovrebbero essere dimensionate parallelamente al numero di navi servite. L'idrogeno in loco o nelle vicinanze sarebbe necessario per i piccoli porti, dati i flussi minori e il costo elevato delle condotte dedicate di idrogeno. Al contrario, i costi delle navi e delle infrastrutture sono una componente relativamente piccola dei costi di trasporto totali nell'arco di 15 anni, con i costi del carburante che rappresentano un fattore molto più grande.

Le navi che servono rotte commerciali marittime a lunga distanza possono offrire le migliori possibilità di impiego per l'idrogeno, l'ammoniaca e altri combustibili a base di idrogeno. Questo perché i costi del sistema delle celle a combustibile e dello stoccaggio dell'idrogeno hanno un impatto relativamente inferiore rispetto ai costi del carburante. Inoltre, i requisiti di ingombro delle celle a combustibile potrebbero essere un problema, soprattutto per le navi più piccole (<2 MW), poiché richiedono quasi il doppio dello spazio di un motore a combustione interna (ICE) (Minnehan e Pratt, 2017; van Biert et al., 2016). Lo stoccaggio di idrogeno liquido richiede un volume almeno cinque volte maggiore rispetto ai combustibili tradizionali e l'ammoniaca richiede un volume tre volte maggiore. A lungo termine ciò potrebbe richiedere la riprogettazione delle navi, rotte con rifornimenti più frequenti, volumi di carico ridotti o un mix di questi fattori operativi, a seconda dei tipi e delle rotte della nave e del carico.

I combustibili a basse emissioni di carbonio sono oggi più costosi rispetto all'olio combustibile e al GNL, ma al costo del combustibile va aggiunta anche la componente di costo dell'infrastruttura per la distribuzione ed il rifornimento. La quota del costo totale derivante dalle infrastrutture è molto inferiore per le navi rispetto alle altre modalità di trasporto, rappresentando attualmente circa il 3% del costo totale dell'utilizzo dell'idrogeno nel caso di un prezzo dell'idrogeno di 10 EUR / kgH<sub>2</sub> o del 17% con un prezzo dell'idrogeno a 2 Eur / kgH<sub>2</sub>. Questi valori potrebbero essere significativamente più alti (fino al 40%) se le strutture di rifornimento fossero sovradimensionate o sottoutilizzate.

#### 4.3.4.6 Aviazione

Nel 2017 l'aviazione ha rappresentato quasi il 2,8% delle emissioni globali di CO<sub>2</sub> legate all'energia. Secondo le tendenze di crescita pre-pandemia il traffico passeggeri aereo dovrebbe più che raddoppiare e raggiungere quasi 16 miliardi di km/anno entro il 2050.

Anche se sono previsti miglioramenti dell'efficienza energetica dei propulsori, è prevista comunque un aumento della domanda energetica che comporterà l'utilizzo di combustibili alternativi per evitare l'aumento delle emissioni del settore.

I biocarburanti avanzati e i combustibili a base di idrogeno sono tra le opzioni principali.

Mentre sono stati condotti diversi studi di fattibilità e progetti dimostrativi per testare la possibilità di utilizzare l'idrogeno in piccoli aerei (DLR, 2016; Airbus, 2020), il suo utilizzo come tale richiede un'ulteriore significativa attività di R&D.

La bassa densità energetica dell'idrogeno e la necessità di suo stoccaggio in condizioni criogeniche richiederebbero cambiamenti nella progettazione degli aeromobili, nonché nuove infrastrutture di rifornimento e stoccaggio negli aeroporti.

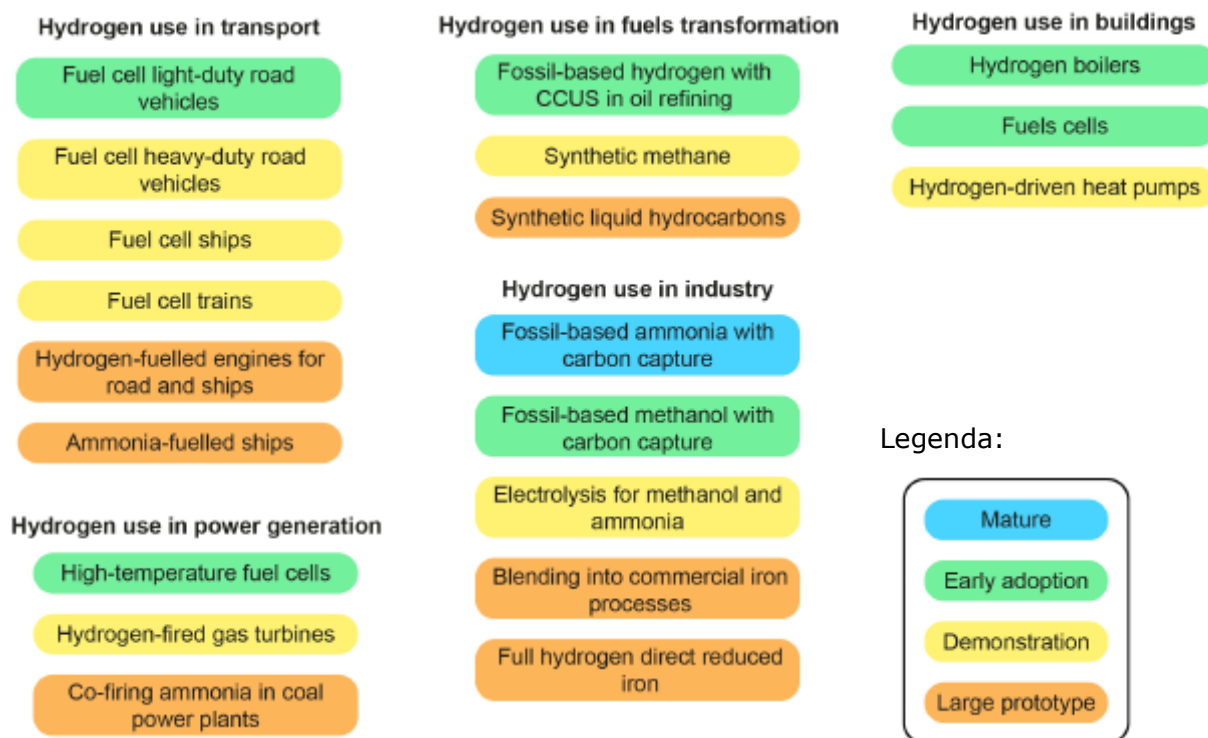
Altri progetti, 215 in totale nel 2019, sono in fase di sviluppo per l'uso diretto di elettricità rispetto all'idrogeno puro, principalmente per i taxi aerei urbani (Thomson, 2020). Tuttavia, l'elettrificazione diretta deve anche affrontare le sfide sul peso e il costo della batteria.

Al contrario, i combustibili liquidi a base di idrogeno non richiederebbero alcuna modifica alla progettazione delle infrastrutture di rifornimento negli aeroporti. Si stima che i combustibili sintetici a base di idrogeno elettrolitico (il cosiddetto Power-to-Liquid) siano da quattro a sei volte più costosi dei combustibili attualmente utilizzati.

Il carburante rappresenta una quota importante dei costi totali dell'esercizio degli aeromobili, quindi ciò aumenterebbe significativamente i costi operativi e, presumibilmente, i prezzi dei biglietti. Come per i biocarburanti, l'uso di combustibili a base di idrogeno nell'aviazione potrebbe essere promosso attraverso un obiettivo per le quote di miscela. Anche un obiettivo modesto potrebbe contribuire a dimostrare la fattibilità e a sostenere l'aumento della produzione. L'organizzazione per lo sviluppo degli standard, ASTM, attualmente fissa limiti di miscelazione per i combustibili alternativi che variano a seconda del carburante dal 10% al 90%. Questi potrebbero fornire un utile punto di riferimento per i decisori pubblici e privati per stabilirne i limiti superiori da aggiornare progressivamente insieme all'emergere di nuove tecnologie per i sistemi di propulsione.

## 4.4 Evoluzione delle Tecnologie di Utilizzo

In funzione degli scenari attuali e previsionali della domanda di idrogeno, nonché degli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, le tecnologie esistenti e nuove si evolveranno secondo la Figura 4-14 qui sotto, che ne indica anche lo stato di maturazione (IEA- Energy Technology Perspective 2020):



**Figura 4-14: Utilizzi dell'idrogeno (fonte: IEA)**

I paragrafi seguenti descrivono le opportunità e le sfide di queste tecnologie per ciascuno dei settori di utilizzo qui studiati.

#### 4.4.1 Raffinazione

Le nuove tecnologie utilizzate nel settore della raffinazione saranno la cattura e lo stoccaggio della CO<sub>2</sub> (CCUS) prodotta dai processi di produzione dell'idrogeno come lo Steam Methane Reformer, l'Autothermal Reformer e la Partial Oxidation.

Tuttavia, nonostante il continuo calo dei costi tecnologici per la CCUS, l'adozione su larga scala di CCUS presso le unità di produzione di idrogeno avrà bisogno di un sostegno legislativo incentivante, soprattutto in considerazione dei margini limitati e della elevata competitività dell'industria della raffinazione a livello internazionale.

Un prezzo della CO<sub>2</sub> superiore a 50 Euro/tCO<sub>2</sub>, ad esempio, renderebbe il gas naturale con CCUS economicamente attraente nella maggior parte delle aree geografiche e potrebbe innescare una più ampia diffusione del CCUS negli impianti di produzione idrogeno da combustibile fossile.

#### 4.4.2 Ammoniaca ed Industria Chimica

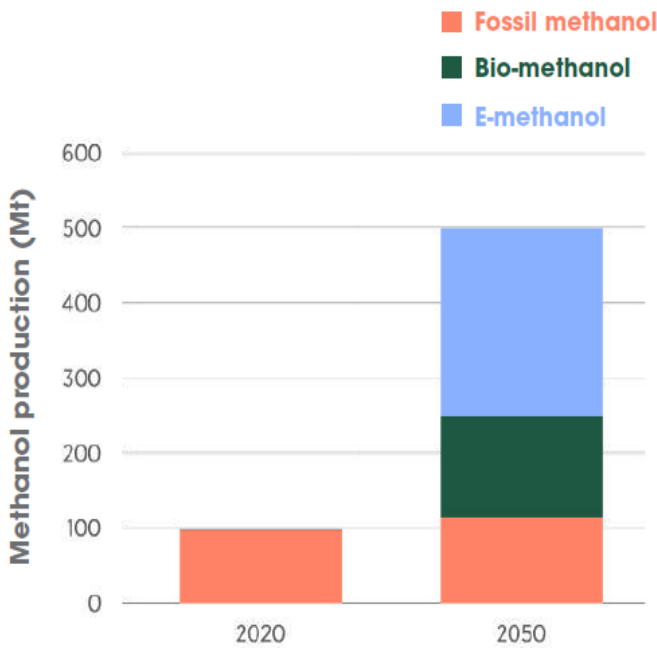
A differenza di altri settori, le principali opzioni di mitigazione attualmente in fase di sviluppo per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (compresa l'applicazione diretta di CCUS alle unità di processo esistenti, il Dry Methane Reforming e l'elettrolizzazione dello steam cracker e del reforming) non richiedono un incremento di produzione di idrogeno.

Infatti, le tecnologie di processo alternative e le materie prime attualmente utilizzate possono già soddisfare la crescente domanda di grandi quantità di idrogeno nella chimica per l'ammoniaca e la chimica in genere.

Per quanto riguarda, invece, la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, le opzioni sono le seguenti:

- utilizzare la CCUS per ridurre le emissioni legate all'utilizzo dei combustibili fossili (supponendo che siano disponibili idonee infrastrutture di trasporto e stoccaggio di CO<sub>2</sub>);
- utilizzare l'idrogeno derivato dall'elettrolisi (ipotizzando una fornitura di energia elettrica rinnovabile);
- utilizzare le biomasse come materie prime (ipotizzando un approvvigionamento sostenibile di bioenergia).

Oggi tutte queste opzioni risultano essere tutte più costose rispetto all'uso di combustibili fossili senza CCUS.



Diverso, invece, è l'impatto che la crescita attesa della domanda di metanolo potrà generare sul consumo di idrogeno, così come riportato da Figura 4-15 qui a sinistra tratto da *IRENA-Innovation Outlook, Renewable Methanol, 2021*: Secondo tali previsioni, la domanda di metanolo dovrebbe crescere dagli attuali 100Mt/anno (a livello mondiale) fino ai 500Mt/anno nel 2050.

Figura 4-15: Domanda di metanolo (fonte: IRENA)

Se ci limitiamo alle sole previsioni del metanolo prodotto mediante l'utilizzo di energia elettrica rinnovabile, secondo la Figura 4-16 qui riportata, saranno necessari circa 350 Mt di CO<sub>2</sub> e 48 Mt di idrogeno per la produzione di 250 Mt di metanolo nel 2050.

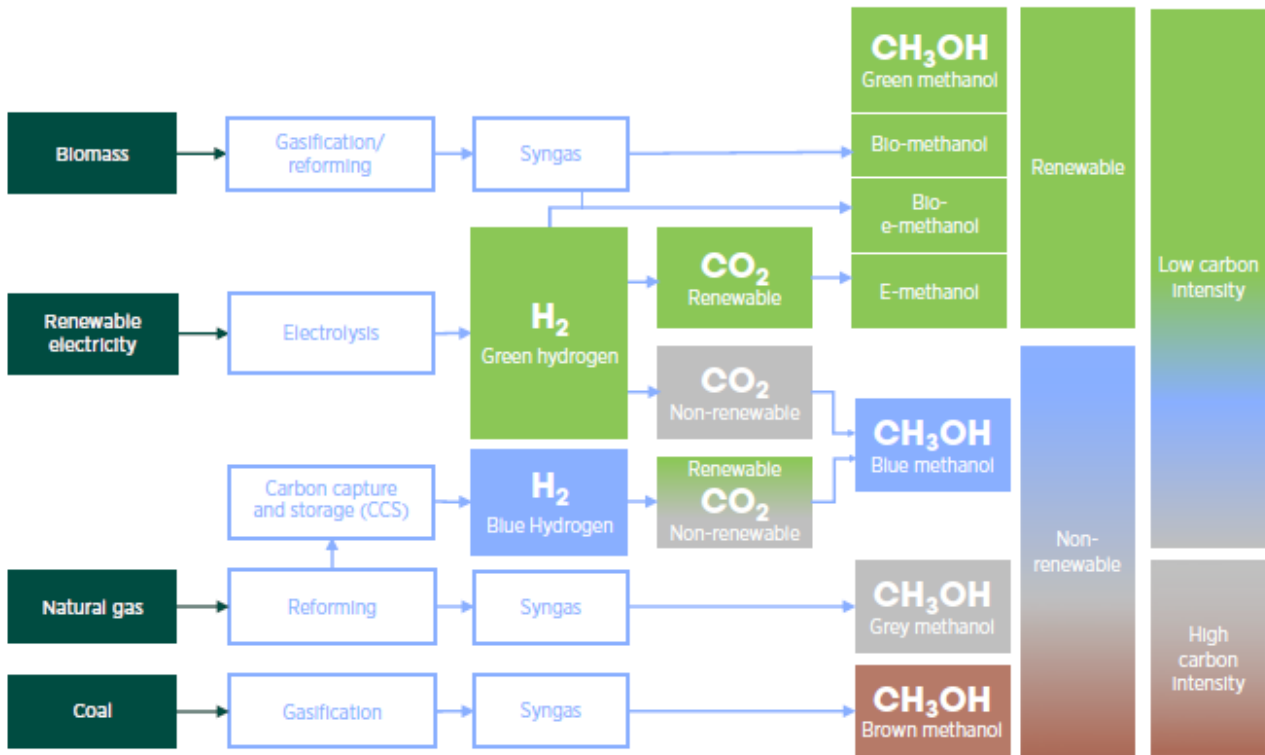


Figura 4-16: Produzione di metanolo

Per produrre questa quantità di idrogeno attraverso l'elettrolisi dell'acqua ed ipotizzando un consumo di 50 MWh/t di idrogeno prodotto, sarebbero necessari circa 2.400.000 GWh di elettricità.

Tale domanda di energia potrebbe essere soddisfatta da una produzione continua di energia elettrica di circa 275 GW di produzione continua di elettricità ed una capacità di elettrolizzatori per oltre 280 GW.

Se l'energia elettrica venisse prodotta interamente da impianti fotovoltaici, sarebbe necessario installare circa 920 GW a fronte di un fattore di capacità del 30%.

Nel caso, invece, venisse fornita interamente da fonte eolica sarebbero necessari circa 500 GW di potenza installata assumendo un fattore di capacità del 55%, come riscontrato in alcuni parchi eolici offshore.

#### 4.4.3 Settore Energia

Anche per il settore Energia, l'idrogeno potrà giocare un ruolo importante per la decarbonizzazione della domanda di energia elettrica e di calore per i settori residenziale, commerciale ed industriale.

Come detto precedentemente, le tecnologie a disposizione in questo ambito sono le celle a combustibile, le turbine a gas ed i bruciatori.

Rispetto alle celle a combustibile, sia le tecnologie basate sulle turbine a gas che sui bruciatori offrono il vantaggio indiscusso di riutilizzare le infrastrutture esistenti con piccole modifiche, riducendone i costi di investimento e garantendo una transizione competitiva. Non pongono requisiti stringenti per la purezza del gas combustibile e sono in grado di gestire senza problemi eventuali impurezze, consentendo quindi l'adozione di tecnologie di produzione e gestioni efficienti sia in termini di costi che di energia.

##### 4.4.3.1 Celle a Combustibile

Le celle a combustibile hanno un'elevata efficienza di generazione elettrica rispetto alla maggior parte delle altre tecnologie di generazione (motori alternativi, turbine a gas in ciclo aperto).

Possono essere utilizzate per la generazione di energia elettrica distribuita eliminando le perdite di distribuzione della rete elettrica.

Esse sono proposte per un'ampia gamma di applicazioni, quali ad esempio:

- Cicli Combinati (CHP) - Le celle a combustibile possono essere installate all'interno di un Ciclo Combinato per fornire calore agli edifici così come elettricità con elevata efficienza. Le celle a combustibile sono state anche progettate per applicazioni "Micro-CHP", (alimentando utenti residenziali, edifici commerciali ed industria leggera) e per applicazioni di medie dimensioni anche con livelli di potenza superiori a 1MW. Le celle a combustibile ad alta temperatura possono essere alimentate direttamente con gas biogenici provenienti dalla digestione anaerobica o dalla gassificazione dei rifiuti per la cogenerazione pulita in loco.
- Alimentazione di riserva e gruppi elettrogeni (tipicamente alimentati a idrogeno o metanolo): a causa dei tempi di risposta rapidi e delle ridotte esigenze di manutenzione rispetto ai sistemi diesel, le celle a combustibile sono un componente ideale dei sistemi di alimentazione di riserva e temporanei. I mercati chiave sono le torri di telecomunicazione e i data center, dove si privilegia l'alimentazione affidabile e pulita e dove gli inquinanti e il rumore nelle zone urbane e a basse emissioni sono fondamentali.
- Potenza primaria: le celle a combustibile possono essere utilizzate anche come principali fornitori di energia. In Europa ci sono state applicazioni di alimentazione primaria limitate, ma negli Stati Uniti e in Asia applicazioni come data center e campus aziendali di grandi dimensioni hanno registrato una diffusione significativa. Esiste anche un mercato di nicchia associato all'uso di idrogeno di scarto proveniente da impianti di processo chimico (ad es. Impianti di cloro-alcali e petrolchimici).
- Accoppiamento e flessibilità del sistema energetico: le celle a combustibile reversibili sono sistemi in fase di sviluppo che potrebbero operare nei mercati dell'energia primaria e dei sistemi elettrici, utilizzando l'elettricità in eccesso per la produzione di idrogeno e utilizzando l'idrogeno prodotto in combinazione con gas naturale o biogas per l'alimentazione elettrica.
- Le celle a combustibile ad alta temperatura possono essere utilizzate per separare CO<sub>2</sub> pura da effluenti gassosi e generare elettricità. Negli Stati Uniti, la Fuel Cell Energy Inc. sta collaborando con Exxon Mobil per recuperare CO<sub>2</sub> dagli effluenti di power plant.
- Sulla base di quanto sopra, le attività di ricerca e sviluppo dovranno essere mirate a raggiungere i seguenti obiettivi:
  - Ricerca di nuovi materiali per le celle, per gli stack, per i componenti e per i processi di produzione atti a migliorarne la flessibilità ed incrementarne la robustezza in condizioni di funzionamento variabile.

- Celle a combustibile che funzionano con combustibili alternativi, considerando anche le opportunità di cattura e utilizzo di eventuali effluenti.
- Supporto per promuovere la standardizzazione e la riduzione dei costi non solo dei suoi componenti, ma anche dei processi operativi come la manutenzione predittiva e l'integrazione con le reti elettriche (intelligenti) e decentralizzate.
- Sviluppo ed integrazione con le celle reversibili sia con la funzionalità di produzione di energia elettrica, quando alimentate con miscele di idrogeno/metano, biogas, syngas, ammoniaca che per la loro sintesi inversa.

#### 4.4.3.2 Turbine

Le turbine a gas (GT) utilizzano gas naturale per fornire energia e calore in base alle esigenze della rete di distribuzione. Per una rete alimentata da una quota sempre crescente di produzione di elettricità variabile da fonti di energia rinnovabile, l'elevata flessibilità delle centrali elettriche basate su turbine a gas può garantire efficacemente la sua stabilità di funzionamento e la sicurezza di approvvigionamento. Utilizzate anche nei sistemi di cogenerazione, possono fornire in modo flessibile le quantità necessarie di energia e calore per gli utenti industriali o per il teleriscaldamento.

Una transizione verso l'utilizzo di idrogeno mira a mantenere tutti i punti di forza attuali delle turbine a gas garantendo al contempo la conversione dell'energia senza emissioni di carbonio.

Tuttavia, l'impiego di tecnologie consolidate per l'abbattimento ad umido di NOx (Wet Low Emissions) fornisce oggi solo una soluzione parziale laddove l'obiettivo della ricerca è di raggiungere il 100% di H2 con combustione a secco (Dry Low Emissions), rispettando i limiti di emissioni di NOx <25 ppm senza l'uso di diluenti e con il minimo impatto sull'efficienza termica.

Le attività di ricerca e sviluppo dovranno quindi essere mirate a raggiungere i seguenti obiettivi:

Le turbine a gas che funzionano con miscele di idrogeno fino al 5% in massa / 30% vol di idrogeno, utilizzano la tecnologia del DLE. Contenuti di idrogeno più elevati possono essere utilizzati solo mediante l'uso delle tecnologie WLE che però possono influenzare negativamente, l'efficienza, la durata ed il costo.

#### 4.4.3.3 Bruciatori

Molti processi come l'essiccazione, il trattamento degli acciai o la verniciatura, richiedono l'utilizzo di calore ad alta temperatura che oggi è soddisfatta da caldaie e bruciatori a gas. Poiché nelle applicazioni commerciali l'uso alternativo di pompe di calore è spesso limitato dalla difficoltà di raggiungere elevate temperature, l'aumento delle percentuali di idrogeno nella rete del gas, unito alla possibilità che questi raggiunga il 100%, porterà ad utilizzare caldaie e relativi bruciatori alimentati ad idrogeno.

La previsione è che i bruciatori e le caldaie siano pronti per l'utilizzo con idrogeno al 100% e possano soddisfare gli stessi standard di emissioni di NOx delle caldaie a gas entro il 2030.

Oggi non sono disponibili sul mercato bruciatori a idrogeno per applicazioni commerciali e industriali, sono state presentate le prime applicazioni pilota (> 1MW) solo per applicazioni industriali. Il progetto del Regno Unito Hy4Heat rappresenta un'importante pietra miliare dal momento che potrà fornire una preziosa fonte di dati utili per lo sviluppo di tali componenti per l'impiego domestico e industriale.

Le aree di ricerca dovrebbero concentrarsi sul monitoraggio delle fiamme, sulla formazione ottimale della miscela di combustione, sull'impatto delle elevate differenze di densità con altri gas (buoyancy effect), sulla stabilità e sul ritorno di fiamma, sulla riduzione delle emissioni e sull'analisi del ciclo di vita dei materiali ad alta sollecitazione termica.

#### 4.4.4 Trasporto Stradale Leggero

L'utilizzo di idrogeno per il trasporto attualmente prevede l'impiego della tecnologia delle celle a combustibile solo per un utilizzo in serie limitata di veicoli tradizionali (1.000 unità negli Stati Uniti e in Asia); laddove invece in Europa le applicazioni sono state principalmente sul trasporto pesante (oltre 1.600 autobus in fase realizzativa).

Con la crescente mescolanza di gas decarbonizzati e rinnovabili nella rete del gas, come l'idrogeno, le turbine a gas diventano sempre più una fonte di energia e calore disponibili in qualsiasi momento in base alle esigenze del sistema. Ciò a sua volta consente di integrare nel sistema quantità aggiuntive di energie rinnovabili variabili, sostenendo quindi il percorso di decarbonizzazione del sistema energetico europeo.

Le celle a combustibile che operano negli autobus di Londra dal 2010 hanno operato per oltre 25.000 ore, dimostrando così la loro longevità in tale applicazione.

La sfida ora è nella riduzione dei costi attraverso i seguenti elementi principali:

- combinazione di un incremento dei volumi di produzione e di sviluppo tecnologico per il miglioramento e l'automatizzazione delle tecniche di produzione,
- riduzione dei costi dei materiali per unità di produzione (in particolare il costo dei metalli pregiati utilizzati come catalizzatori nelle celle a combustibile e nella fibra di carbonio dei serbatoi),
- miglioramento della progettazione degli stack (il pacco che racchiude fino a centinaia di celle collegate tra di loro in serie per raggiungere la tensione richiesta) e dei componenti il cosiddetto Balance of Plant (BoP) (ad esempio l'alimentazione dell'aria).

Le ricadute in termini di tecnologia e upscaling saranno positive non solo sul trasporto leggero, ma anche su quello ferroviario, marittimo, o aereo (dove le gamme di potenza sono paragonabili a quelli del trasporto pesante).

La tecnologia è ora convalidata da numerosi test in Europa e la riduzione dei costi rimane la sfida principale, ad esempio gli attuali costi del sistema FCEV sono maggiori di € 200 / kW per le autovetture, ma devono scendere al di sotto di € 50 / kW per raggiungere un mercato di massa.

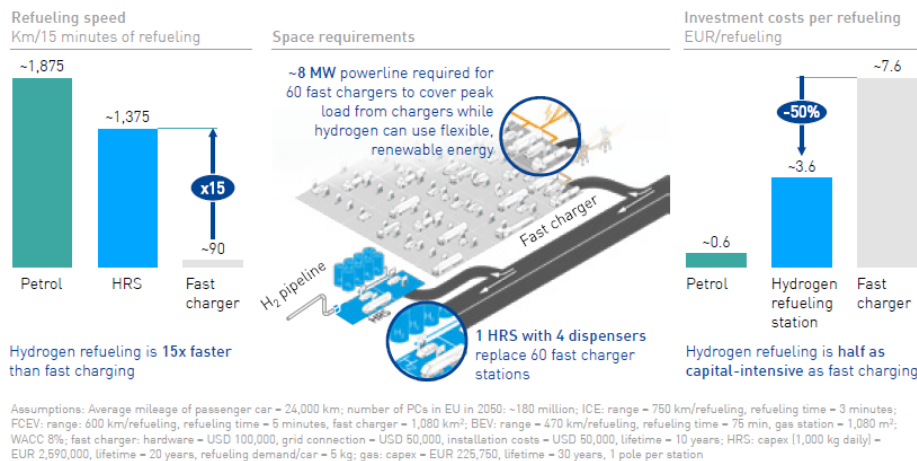
È quindi di fondamentale importanza che l'agenda strategica sull'idrogeno comprenda anche azioni volte a stimolare un'ampio utilizzo di veicoli a celle combustibili (FC) in tutta Europa. D'altra parte, il costo totale di proprietà (TCO) dei veicoli FC dipende non solo dal costo del veicolo in sé, ma anche dal prezzo e dalla disponibilità di idrogeno come carburante.

Solo quando tutti questi elementi (spinta alla produzione di idrogeno e spinta alla domanda) saranno affrontati insieme, ci sarà la possibilità per un ingresso di massa sul mercato.

I vantaggi della tecnologia delle celle a combustibile ad idrogeno rispetto all'attuale ampio utilizzo delle sole batterie sono i seguenti:

- veloce rifornimento
- minore peso per lo stoccaggio energetico
- minore ingombro di materiale rispetto alle batterie al litio.

Una sintesi da comparazione è fornita dalla Figura 4-17 sottostante ripreso da Hydrogen Europe, "Strategic Research and Innovation Agenda-SRIA", 2020/07.



**Figura 4-17: Domanda EEA di idrogeno per paese al 2018 (fonte: Hydrogen Europe)**

#### 4.4.5 Trasporto Pesante su Strada

Le celle a combustibile (FC) a idrogeno si adattano bene ad applicazioni in cui sono necessarie maggiori potenze ed autonomia di funzionamento grazie alla maggiore densità energetica dell'idrogeno compresso, rispetto alle batterie. Il settore dei camion, degli autobus e delle auto di alta gamma costituiranno il mercato chiave per tale tecnologia sicuramente fino al 2050. Attualmente l'attività OEM è risultata limitata in tale ambito e attualmente non ci sono applicazioni di camion a celle a combustibile completamente dimostrati sul mercato Europeo.

La situazione è destinata a cambiare con il progetto H2Haul finanziato dall'Unione Europea, che coinvolge due grandi OEM europei di camion insieme ad altri sviluppi nei settori ad esso connessi.

Molti OEM europei hanno un'esperienza rilevante in questo settore e si trovano in una buona posizione per rispondere alla crescente domanda di trasporto pesante a zero emissioni. Ciò include Daimler (anche in JV con Volvo), IVECO, MAN, Scania (VW) e VDL.

Diversi sono i fornitori europei di sistemi o moduli FC attivi in questo settore come ad esempio Bosch-PowerCell, ElringKlinger, Plastic Omnium, Proton Motor e Symbio.

Nonostante un numero crescente di progetti di sviluppo e dimostrazione di camion FC su piccola scala in corso in Europa, i veicoli devono ancora essere completamente testati e convalidati nelle operazioni del mondo reale. Oggi non esiste un OEM FC HDV disponibile sul mercato con un'offerta commerciale su base regolare.

Le opportunità e le sfide di tale settore risultano in sostanze simili a quello del trasporto stradale leggero.

#### **4.4.6 Trasporto Ferroviario**

L'Europa ha adottato una posizione di leadership in questo settore in particolare per quanto riguarda l'integrazione della trasmissione delle celle a combustibile, la diffusione delle infrastrutture su larga scala e la regolamentazione per il suo utilizzo in ambito ferroviario.

Tre società europee stanno investendo per la realizzazione di nuovi treni alimentati a celle a combustibile ad idrogeno e gli studi condotti hanno evidenziato che questa tecnologia presenta un TCO tra il 5-20% inferiore alle tecnologie convenzionali (a seconda del costo dell'idrogeno):

- Alstom ha sviluppato un treno, denominato iLint, con una cella da 400 kW e un'autonomia massima di 1000 km (idrogeno a 350 bar, 260 kg immagazzinati a bordo) e può ospitare fino a 300 passeggeri. I CAPEX sono di circa 5,5 milioni di euro (esclusa l'infrastruttura H2). Il progetto è stato approvato per trasporto merci in Germania e 2 prototipi di treni sono in funzione dal 2018 per il servizio passeggeri. 41 treni sono stati ordinati per la consegna nel 2021/2022 e sono state firmate lettere di intenti per un totale di 60 treni.
- Siemens sta lavorando ad una versione del proprio treno Mireo e prevede di utilizzarlo sulle motrici dei treni merci per le ferrovie lettoni. Nel Regno Unito un certo numero di operatori ferroviari sta valutando di convertire parte del materiale rotabile utilizzando idrogeno.
- Stadler ha programmato di introdurre il suo treno ad idrogeno, FLIRT H2, nel 2024. Il treno sarà dotato di 108 posti a sedere e raggiungerà una velocità massima di 130 km/h. Un primo contratto è stato firmato per un utilizzo negli Stati Uniti.

Allo stato attuale, si prevede che una riduzione significativa dei costi sia raggiungibile tramite lo sviluppo delle seguenti tecnologie:

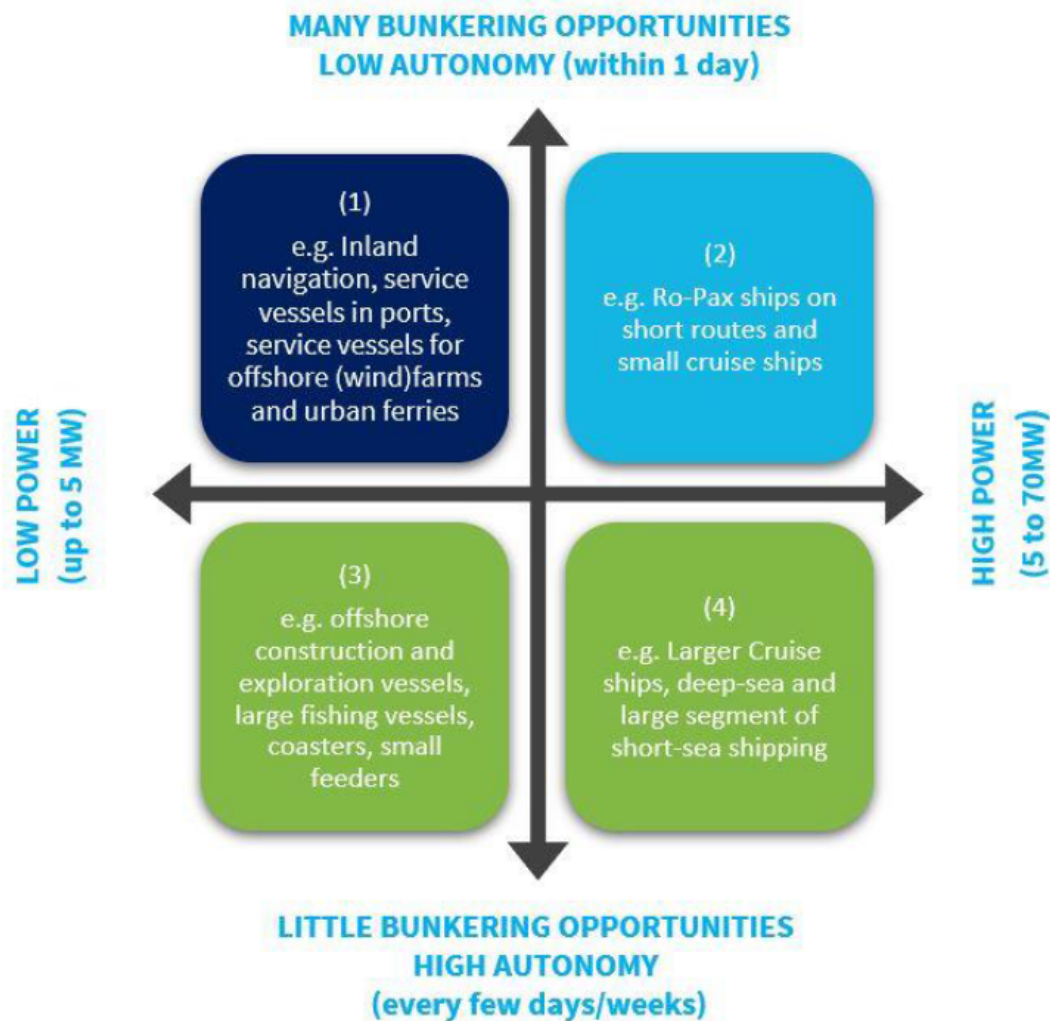
- Progettazione di sistemi di stoccaggio innovativi per l'idrogeno a bordo treno, ad esempio lo stoccaggio di idrogeno crio-compresso o liquido.
- Sviluppo di sistemi ibridi innovativi ottimizzati specificamente per l'utilizzo ferroviario.
- Sviluppo di nuovi sistemi ibridi per ottimizzare il dimensionamento dei componenti con particolare riguardo all'architettura del treno specifica per celle a combustibile. Ad oggi l'architettura dei treni si è basata sul retrofit dei componenti esistenti: i margini di miglioramento sono previsti soprattutto per lo stoccaggio dell'idrogeno ed il recupero termico.
- Garantire che le prestazioni delle stazioni di rifornimento dell'idrogeno ad altissima capacità soddisfino i vincoli tecnici, operativi e di sicurezza specifici del treno, al fine di ottimizzarne i costi di produzione e di distribuzione.

Il raggiungimento di tali risultati porterebbe all'implementazione in Europa di progetti che aiuteranno a illustrare il potenziale della tecnologia.

#### **4.4.7 Marittimo**

Il settore navale coinvolge una vasta gamma di servizi richiesti, con requisiti di autonomia e potenza che possono differire anche di tre ordini di grandezza dalle piccole navi che operano in ambito costiero o portuale e le grandi navi da crociera. Ciò evidenzia l'importanza di definire strategie diverse per la propulsione a emissioni zero per ogni tipo di nave.

Si possono distinguere quattro diverse tipologie di utenti in funzione delle diverse implicazioni a bordo nave per l'alimentazione e il rifornimento. Sono state riassunte nella Figura 4.18:



**Figura 4-18: Segmentazione semplificata del settore navale (Hydrogen Europe – SRIA)**

A seconda delle caratteristiche dell'imbarcazione e del suo profilo operativo, esiste un potenziale utilizzo sia per l'idrogeno come carburante (compressato o liquefatto - per le navi di tipo 1 e 2) che per i combustibili derivati dall'idrogeno, come e-ammoniaca, e-LNG o e-metanolo per le navi di tipo 3 e 4.

FC e H<sub>2</sub> sono state provate nei sottomarini e, a titolo dimostrativo, in piccole imbarcazioni per acque interne e costiere, dimostrando la fattibilità della tecnologia. Sono inoltre in costruzione progetti dimostrativi su piccoli traghetti. Le navi più grandi sono generalmente ancora in fase di studio e di progettazione ed una vasta gamma di combustibili e tipi di celle a combustibile sono attualmente in fase di test. La catena europea di approvvigionamento dell'idrogeno e delle celle a combustibile si sta espandendo con la cooperazione formale e le joint venture tra produttori di FC e fornitori di sistemi di propulsione navale.

Sono in corso progetti dimostrativi per evidenziare la fattibilità dell'H<sub>2</sub> per alimentare navi che utilizzano FC e motori a combustione modificata. Per alcuni tipi di utilizzo (acque interne e costiere), vi è un consenso crescente sul fatto che le FC, utilizzando H<sub>2</sub>, siano l'opzione più promettente.

Sono in corso diversi progetti per testare l'applicabilità delle FC su navi più grandi. Tuttavia, a causa delle necessità di grossi accumuli di energia e della elevata potenza richiesta, non è stato raggiunto alcun consenso sulla strategia ottimale per tipologia di carburante e propulsione.

Il settore navale presenta un'ampia gamma di tipologia di imbarcazioni, e per ciascuna di esse la tecnologia dell'idrogeno può essere più o meno vantaggiosa. Questa molteplicità di casi evidenzia l'importanza della definizione di strategie apposite per ciascuna applicazione.

L'elemento chiave per l'utilizzo dell'idrogeno come carburante, non è probabilmente la produzione di idrogeno rinnovabile o l'utilizzatore finale, ma piuttosto lo stoccaggio sia a terra che a bordo delle navi, come anche la potenza e l'autonomia.

#### **4.4.8 Aviazione**

L'obiettivo di neutralità carbonica nel settore dell'aviazione nel 2050 sarà raggiunto solo tramite una combinazione di tutte le leve disponibili, come tecnologia, gestione del traffico, ma anche combustibili alternativi sostenibili.

L'idrogeno presenta un forte potenziale, utilizzabile nelle celle a combustibile o nelle turbine dedicate. Tuttavia, le tecnologie chiave devono ancora essere sviluppate e dimostrate nel quadro dei partenariati Clean Hydrogen e Clean Aviation.

Le celle a combustibile (FC) ad alta potenza (1,5 MW) devono ancora essere sviluppate per affrontare la propulsione di piccoli aeromobili commerciali, nonché le tecnologie chiave come i serbatoi ed i sistemi di carburante.

L'uso delle FC ad elevata potenza (FCH) nelle applicazioni aeronautiche è già in fase di sperimentazione in progetti dimostrativi in diversi casi d'uso. Tuttavia, a causa delle sfide uniche poste dai progetti aeronautici (cioè dal fabbisogno energetico estremamente elevato) fino ad oggi, i progetti si concentrano su aeromobili leggeri (<5 passeggeri).

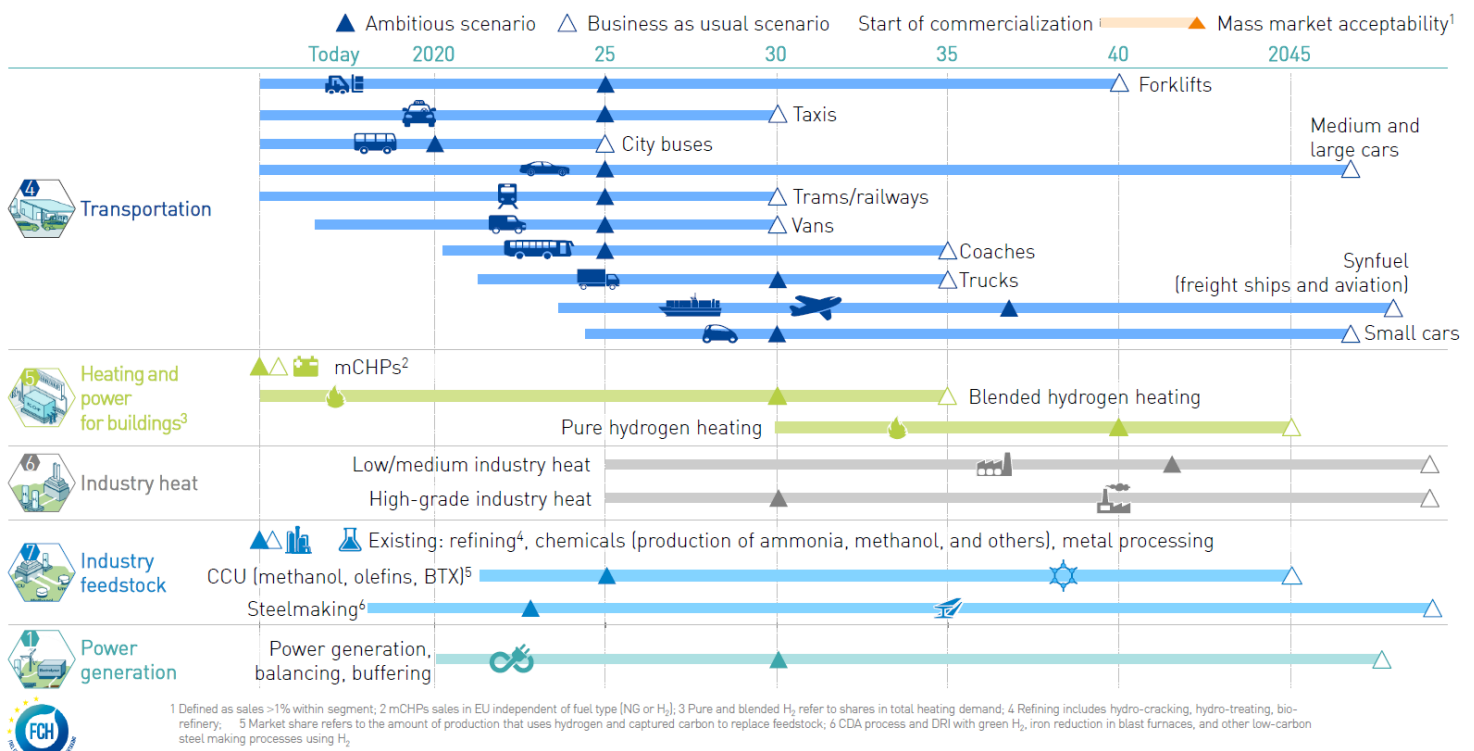
Ad esempio, il progetto Hy4 è stato il primo aereo passeggeri a quattro posti al mondo alimentato dalla tecnologia FC. I successivi progetti dimostrativi si stanno invece rivolgendo progressivamente ad applicazioni più grandi, ma sono state eseguite solo pochissime dimostrazioni con propulsione FC e turbina.

Sviluppi relativi all'utilizzo delle tecnologie FC nell'ambito aeronautico/aviazione sono stati progettati anche in relazione al loro utilizzo nelle APU (Auxiliary Power Unit), dispositivi su veicoli che forniscono energia per funzioni diverse dalla propulsione che possono trovarsi comunemente sui grandi aerei. In questa configurazione il progetto europeo Hycarus iniziato a Maggio del 2013 attraverso la collaborazione di 10 partners provenienti da 5 paesi europei (Francia, Germania, Belgio, Spagna e Repubblica Ceca) e supportato dalla FCH JU si è posto l'obiettivo di indagare e sviluppare un sistema di celle a combustibile generico (GFCS, Generic Fuel Cell System) per alimentare applicazioni aeronautiche non essenziali come una cambusa in un aereo commerciale o da utilizzare come fonte di alimentazione secondaria a bordo di business jet. Fra i principali risultati del progetto vi sono la dimostrazione dell'applicabilità della tecnologia GFCS in un ambiente rilevante nell'ambito di progetto (una cabina modificata strutturalmente per ospitare il sistema) permettendo il raggiungimento di un TRL6. Oltre a questo, il progetto ha dimostrato la fattibilità nell'uso di FC come carburante alternativo per applicazioni relative all'aeronautica e all'aviazione e ha fornito un contributo importante allo sviluppo di linee guida per i sistemi di celle a combustibile a idrogeno per applicazioni aerotrasportate.

#### **4.5 Road Map**

Per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione decisi dalla Commissione Europea, l'Organizzazione internazionale, Hydrogen Europe, nella sua Strategic Research and Innovation Agenda, datata Luglio 2020, ha definito una road map che indica l'implementazione delle tecnologie innovative.

Tale programma è stato riportato integralmente qui di seguito:



**Figura 4-19: Implementazione delle diverse tecnologie legate all'idrogeno (Hydrogen Europe)**

La road map per lo sviluppo del potenziale delle tecnologie basate sull'utilizzo dell'idrogeno è stata sviluppata nell'ipotesi di due scenari di sviluppo possibili: "ambizioso" e "Business As Usual" (BAU) tra di loro alternativi. Lo scenario "ambizioso" è basato sulle previsioni mondiali del Hydrogen Council supportate anche da 17 aziende attive nelle tecnologie dell'idrogeno.

Tale scenario prevede che la realizzazione della road map si manifesti tramite lo sforzo congiunto di investitori, industrie e responsabili politici con investimenti di associazioni di categorie ed industrie in ricerca e sviluppo di nuovi prodotti tramite un'accelerazione delle attività lungo l'intera catena del valore. In questo scenario sia l'industria che i regolatori dovranno agire in maniera coordinata per promuovere l'applicazione di lungo termine degli obiettivi di decarbonizzazione in generale e dell'idrogeno in particolare.

Se dovessero mancare i livelli di cooperazione e di sinergie evidenziate sopra, si osserverà per l'idrogeno una crescita meno sostenuta e significativamente inferiore rispetto allo scenario "ambizioso". Tale scenario è stato definito nel grafico come "Business As Usual".

In tale scenario di sviluppo, è stato appunto assunto che le politiche attuali rimangano in vigore, che le sinergie tra i vari comparti della società evolvano solo lentamente, che le aziende investano solo gradualmente in ricerca e sviluppo nei progetti pilota iniziali, ma non incrementano i loro investimenti e gli sforzi nell'impiego di tali tecnologie nonostante il loro potenziale.

# QUADRO NORMATIVO

Lo scopo della presente sezione è di dare un quadro generale in termini di normative, organizzazioni e recepimento dei vari organi nazionali e sovranazionali relativamente al tema idrogeno.

Negli ultimi anni infatti molti Governi hanno già definito una strategia con una visione di medio-lungo termine, identificando gli obiettivi da raggiungere relativamente al mercato idrogeno, focalizzandosi sull'idrogeno verde in termini di capacità installata di elettrolizzatori, con attivazione piani di investimento per la realizzazione dell'infrastruttura necessaria e stimolare gli usi finali.

Secondo le stime più ambiziose del **Hydrogen Roadmap Europe** entro il 2050 la domanda europea di idrogeno potrebbe raggiungere i 2250 TW, pari al 24% della domanda energetica totale e a Luglio 2020 è stata presentata la Strategia europea sull'idrogeno che prevede importanti iniziative già a stretto giro.

Anche a livello Nazionale Italiano l'interesse è evidente e nel Novembre del 2020 il Ministero dello Sviluppo Economico ha elaborato **Le Linee Guida per la Strategia nazionale sull'idrogeno**, con consultazione pubblica conclusasi nel Dicembre 2020, che mira a individuare i settori in cui si ritiene che questo vettore energetico possa diventare competitivo in tempi brevi ma anche a verificare le aree d'intervento che meglio si adattano a sviluppare e implementare l'utilizzo dell'idrogeno.

Entro il 2030 l'Italia si pone l'obiettivo di raggiungere il 2% circa di penetrazione dell'idrogeno nella domanda energetica finale, corrispondenti a circa 0,7 Mton/anno.

È comunque da tenere in considerazione che la mancanza di una visione nazionale limita il perseguimento degli scenari proposti.

In questa prospettiva un esempio importante dell'interesse in questione è dato dal fatto che rispetto al **Recovery Plan** presentato dal Governo Conte, quello inviato successivamente a Bruxelles vede aumentare di oltre 1 miliardo le risorse destinate all'idrogeno; in questo modo dai 2 miliardi del primo Piano nazionale di ripresa e resilienza, l'azione dedicata a "Promuovere la produzione, la distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno" nell'ambito della seconda missione passa a 3,19 miliardi di euro.

## 5 QUADRO NORMATIVO

### 5.1 Quadro Normativo, Politiche e Strategie di Attuazione

#### 5.1.1 Situazione Internazionale

Negli ultimi anni molti Governi hanno definito una strategia con una visione di medio-lungo termine, identificando gli obiettivi da traguardare relativamente al mercato idrogeno. I piani riguardano principalmente le caratteristiche della transizione focalizzandosi sull'idrogeno verde in termini di capacità installata di elettrolizzatori, con attivazione piani di investimento dedicati alla realizzazione dell'infrastruttura necessaria e attività finalizzate a stimolare gli usi finali.

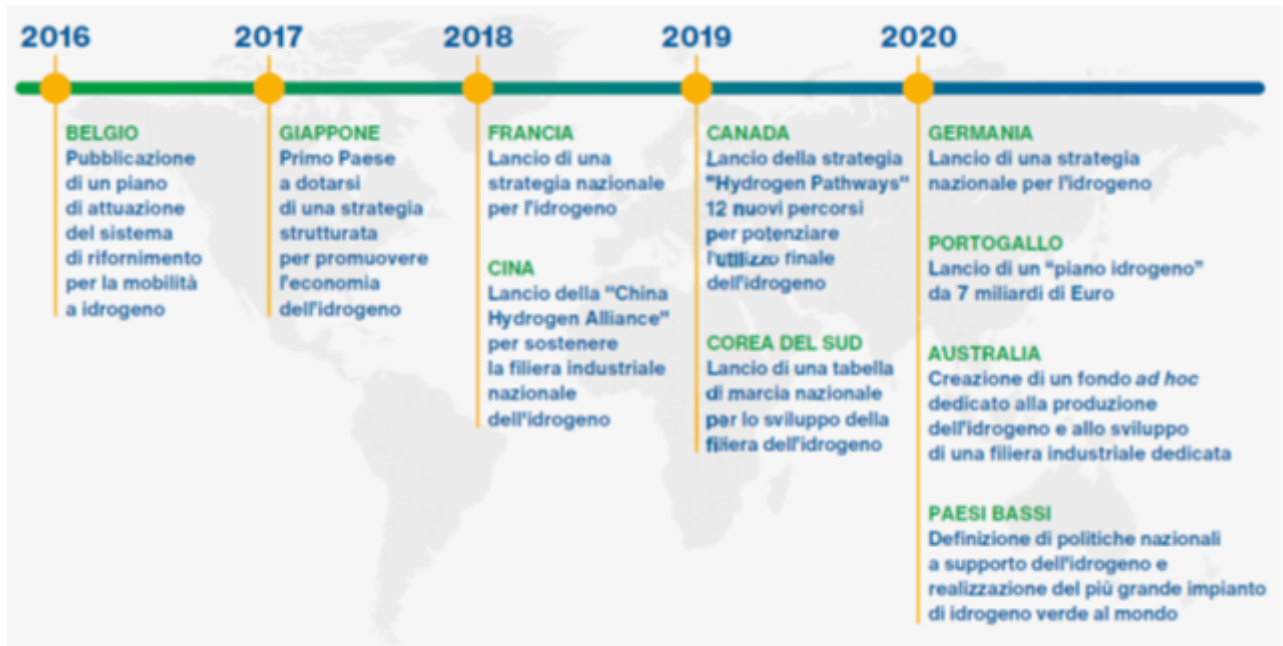


Fig. 5.1 Le policy sull'idrogeno dei benchmark internazionali e i relativi anni di lancio - Fonte: Ambrosetti su fonti varie 2020

Il quadro normativo di riferimento per la filiera dell'idrogeno è ad oggi dominato da queste strategie nazionali e internazionali che presentano ciascuna una propria visione a lungo termine e target produttivi e di utilizzo.



Nel 2017 il Giappone ha predisposto l'elaborazione e il lancio della prima strategia nazionale: 'The Basic Hydrogen Strategy' e nel Marzo del 2019 il Governo del Paese ha rilasciato la sua terza versione del 'Strategic Roadmap for Hydrogen and Fuel Cells' [https://www.meti.go.jp/english/press/2019/pdf/0312\\_002a.pdf](https://www.meti.go.jp/english/press/2019/pdf/0312_002a.pdf)

La visione a lungo termine presentata dai documenti e dalle strategie mostra come il Giappone voglia realizzare una vera e propria società basata sull'idrogeno a partire dalla completa decarbonizzazione del settore dei trasporti.

Gli obiettivi principali della politica giapponese in questo contesto sono:

- La dimostrazione tecnica in termini di fattibilità riguardo allo stoccaggio e al trasporto dell'idrogeno dall'estero entro il 2022.
- Produzione di idrogeno su vasta scala entro il 2030, con un target produttivo di 300.000 tonnellate annue.

- Realizzazione di un uso domestico a tutti gli effetti di idrogeno prodotto con metodi che non prevedano l'emissione di gas serra entro il 2050, tramite la riduzione dei costi di produzione di almeno il 90% in modo da rendere l'idrogeno più economico del gas naturale.

La strategia e il target sono stati recentemente confermati e rafforzati dalle recenti dichiarazioni del primo ministro giapponese Yoshihide Suga che ha annunciato l'intenzione del Giappone di raggiungere l'obiettivo zero emissioni nette di gas serra entro il 2050.

La roadmap giapponese relativamente ai trasporti prevede:

- 200.000 FCEV (Fuel Cell Electric Vehicles) entro il 2025 e 800.000 entro il 2030
- 320 HRS (Hydrogen Refueling Stations) al 2025 e 900 al 2030.
- 1.200 autobus a idrogeno entro il 2030
- 10.000 muletti a idrogeno entro il 2030.

Nel settore residenziale invece sono previste 5.3 milioni di vendite cumulate di impianti di microgenerazione a celle a combustibile entro il 2030



La Cina ha annunciato nel 2018 il lancio della "China Hydrogen Alliance" da parte della China Energy insieme ad altri 17 player nazionali strategici. Ad oggi la 'Alliance' presenta 87 membri globali.

<http://www.h2cn.org/en/about.html>

La visione a lungo termine cinese è quella di ottenere un posizionamento di rilievo nel settore delle celle a combustibile a idrogeno.

Nel Settembre dello scorso anno il presidente Xi Jinping ha indicato il 2030 come deadline per la riduzione delle emissioni di gas serra, laddove l'idrogeno è stato indicato come un fattore capace di giocare un ruolo molto importante nella riduzione delle emissioni di questo tipo.

Il Target cinese in questo senso è la copertura del 10% del fabbisogno energetico nazionale da parte dell'idrogeno e una produzione annuale di 60 milioni di tonnellate.



Nel 2019 il Canada ha elaborato e lanciato il suo programma "Hydrogen Pathways" contenente nuovi percorsi per potenziare l'utilizzo finale dell'idrogeno, che è al centro della visione a lungo termine canadese. Sfruttando il potenziale delle proprie tecnologie innovative infatti, il Canada ha come obiettivo finale quello di consentire un "futuro di crescita pulita per i canadesi".

[https://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/environment/hydrogen/NRCan\\_Hydrogen-Strategy-Canada-na-en-v3.pdf](https://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/environment/hydrogen/NRCan_Hydrogen-Strategy-Canada-na-en-v3.pdf)



La Corea del Sud ha lanciato sempre nel 2019 la sua strategia nazionale, "Roadmap for the Revitalization of the Hydrogen Economy". La strategia coreana è quella di accaparrarsi il ruolo di leader e primo produttore mondiale di automobili a idrogeno e celle a combustibile entro il 2030.

I target del piano si suddividono in:

- Produzione:
  - o 0.47 milioni di tonnellate annue prodotte e 1.5 GW di capacità entro il 2022
  - o 1.94 milioni di tonnellate annue prodotte entro il 2030
  - o 5.26 milioni di tonnellate annue prodotte e inoltre 15 GW di capacità combinata (7 GW di esportazioni e 8 GW sul mercato interno) entro il 2040
- Settore residenziale:
  - o 50 MW di impianti di microgenerazione a celle a combustibile entro il 2022
  - o 2.1 GW di impianti di microgenerazione a celle a combustibile entro il 2040
- Trasporti:
  - o 81.000 FCEV e 310 HRS entro il 2022
  - o 6.2 milioni di FCEV, 1.200 HRS oltre a 80.000 taxi, 40.000 autobus e 30.000 camion a idrogeno entro il 2040.
- <https://www.iea.org/policies/6566-korea-hydrogen-economy-roadmap-2040>)



L'elaborazione e il lancio della strategia nazionale dell'Australia è stata effettuata nel 2018 grazie al "National Hydrogen Roadmap" (2018) oltre al lancio di un fondo di investimenti *ad hoc* per l'idrogeno. All'interno della strategia viene evidenziato il fattore export dell'idrogeno per soddisfare i gap produttivi dell'Asia in paesi come Giappone e Corea del Sud con quantità di 500.000 tonnellate annue entro il 2030.

L'obiettivo australiano è quello di diventare il primo produttore ed esportatore al mondo di idrogeno tramite il posizionamento competitivo in termini di prezzo sulla base del quale costruire un settore economico forte (2-3 €/Kg).

In un report della 'Australian Renewable Energy' del 2018 infatti viene indicato come se l'Australia sfruttasse le abbondanti risorse solari ed eoliche per la produzione di idrogeno utilizzando fonti di energia rinnovabile, l'esportazione di idrogeno potrebbe essere elevata su larga scala. Il volume d'affari virtuale potrebbe raggiungere gli 1.7 miliardi di dollari annui garantendo 3.000 posti di lavoro entro il 2030.



<https://www.edie.net/library/Hydrogen--Is-UK-policy-and-industry-at-a-tipping-point-/7037>

L'attenzione per l'idrogeno è cresciuta lentamente anche nell'agenda del Regno Unito.

In particolare il Climate Change Committee, corpo indipendente e statutario fondato alle dipendenze del Climate Change Act del 2008, ha fornito il suo primo consiglio relativamente all'idrogeno in un contesto di un'economia a basse emissioni di carbonio nel 2018. Da quel momento i finanziamenti sull'idrogeno sono aumentati attraverso iniziative come il 'Ten Point Plan' che vede l'idrogeno alla seconda voce con l'obiettivo di generare 5 GW di idrogeno "low-carbon" entro il 2030.

<https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/012621-uk-hydrogen-strategy-must-build-home-grown-industrial-base-minister>

Nel Gennaio 2021, in occasione di una riunione di settore il ministro per l'Export al 'Department for International Trade', Graham Stuart ha affermato l'intenzione di focalizzare la capacità industriale del Regno Unito nella produzione di idrogeno pulito al fine di massimizzare il potenziale del mercato di esportazione.

### 5.1.1.1 Potenziale di Sviluppo

Le principali economie del mondo vedono nell'idrogeno un vettore in grado di svolgere un ruolo importante nel futuro dell'energia, portando a definire strategie nazionali ad hoc, orientate anche all'individuazione e alla concretizzazione dei fattori abilitanti per lo sviluppo di filiere industriali ad esso connesse, con politiche che sostengono direttamente gli investimenti nello sviluppo di tecnologie e servizi incentrati sull'idrogeno.

Le strategie e le policy nazionali in questo senso proiettano un valore virtuale di una potenziale domanda di idrogeno al 2050 di 9.000 TWh secondo il report del World Energy Council di Settembre 2020.

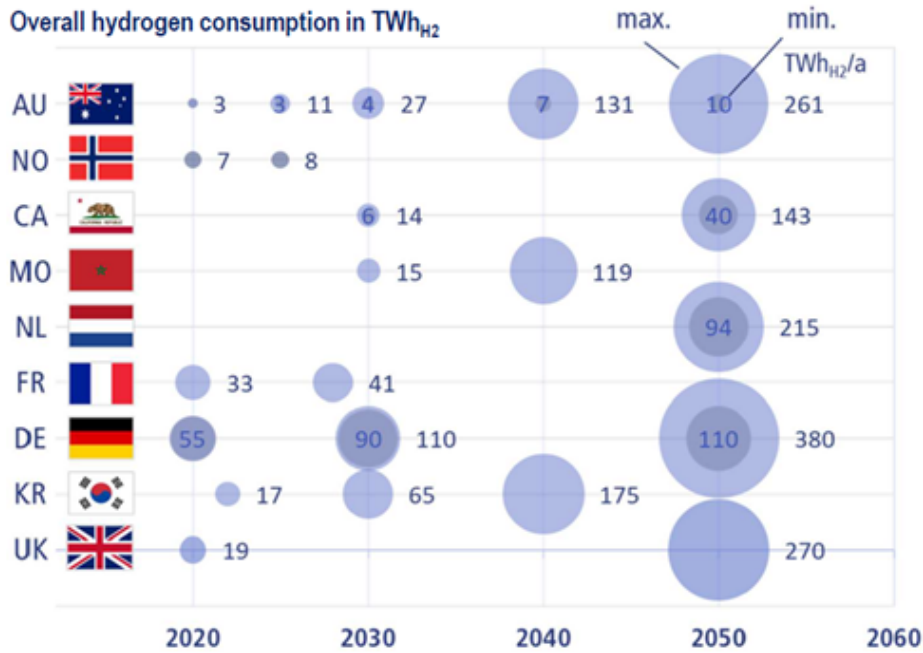


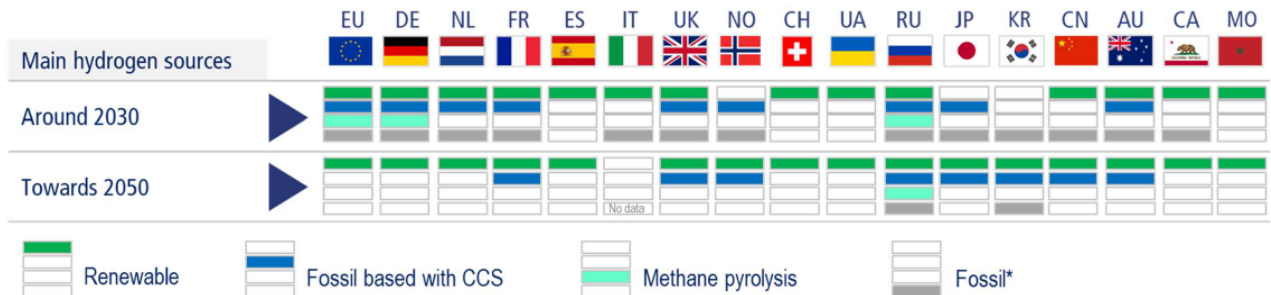
Fig. 5.2 Stima del consumo di idrogeno in TW/anno - Fonte: World Energy Council 2020

Sulla base di questo sviluppo è concreto pensare che nei paesi con un elevato fabbisogno energetico una quota sostanziale della domanda di idrogeno sarà servita dalle importazioni.

Entro il 2025 l'80% del GDP globale sarà presumibilmente rappresentato da paesi che hanno strutturato strategie attive in relazione all'idrogeno.

Come evidenziato dalle singole strategie nazionali le applicazioni iniziali che agiranno da focus sono quelle relative al settore dei trasporti e dell'industria.

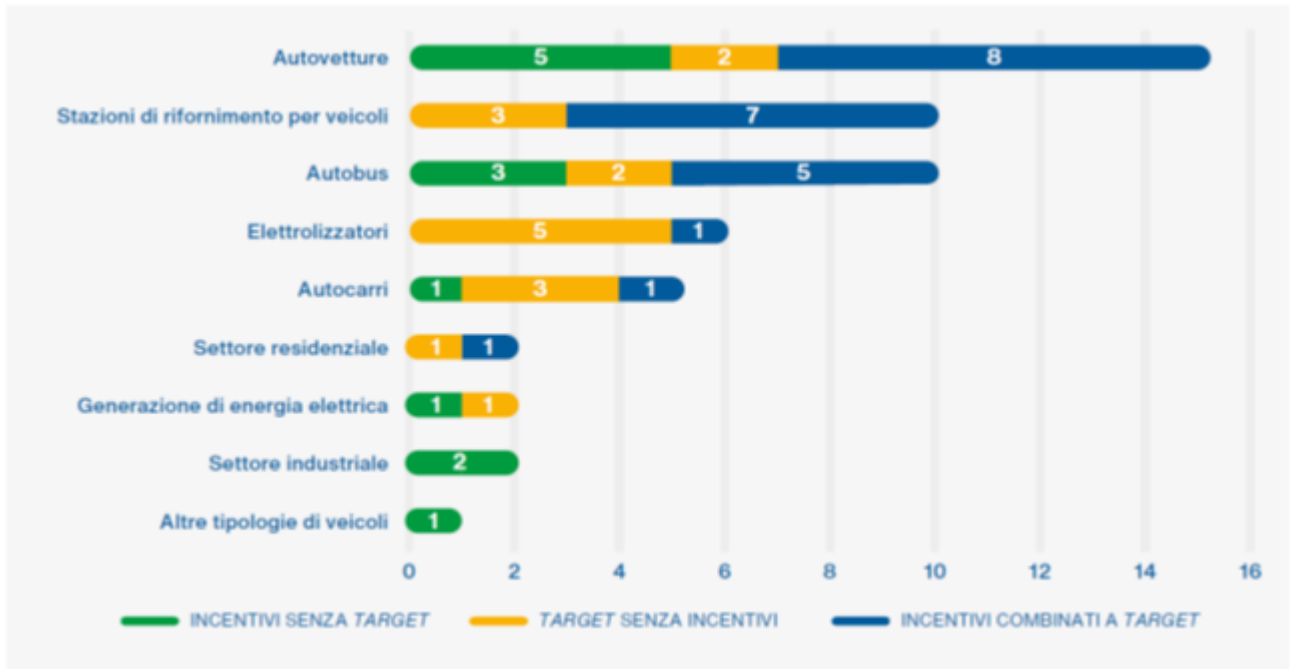
Nella quasi totalità delle strategie messe in atto è centrale la transizione verso la produzione di idrogeno verde (attraverso elettrolisi alimentata da fonti rinnovabili o mediante reforming di biogas se conforme ai requisiti di sostenibilità). D'altra parte, l'idrogeno low-carbon (anche detto idrogeno blu, ottenuto dal reforming del gas naturale e combinato con CCS, da rifiuti o da altre tecnologie basso emissive) gioca un ruolo di transizione nel periodo precedente al 2050.



\* In Russia in 2050 mainly based on nuclear power

Fig 5.3 Tipologie di idrogeno prodotto nel periodo di transizione al 2050 – Fonte: World Energy Council 2020

Nella prima metà del 2019, gli obiettivi, i mandati e gli incentivi politici sull'idrogeno in vigore a livello globale erano circa 50:



**Fig. 5.4 Paesi del mondo che hanno attivato policy finalizzate a sostenere direttamente lo sviluppo dell'idrogeno, suddivise per ambito di applicazione – Fonte: Ambrosetti su dati IEA, 2020**

### 5.1.2 Europa

All'interno del quadro internazionale i paesi europei, così come la stessa Unione, svolgono un ruolo centrale, in primo luogo, attraverso strategie nazionali e comunitarie con una visione a lungo termine e target da raggiungere.



Nel 2016 il Belgio aveva già pubblicato un piano di attuazione del sistema di rifornimento per la mobilità a idrogeno e due anni dopo, nel 2018 una strategia era stata pubblicata e approvata a livello governativo.

L'obiettivo principale della strategia belga si espleta nel settore della logistica e dei trasporti, attraverso l'ambizione all'installazione di una rete diffusa di stazioni di rifornimento a idrogeno, investendo comunque su tutta la filiera dalla produzione, trasporto, stoccaggio e utilizzo.



<https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/20180514%20Roadmap%20Hydrogen%20TKI%20Nieuw%20Gas%20May%202018.pdf>

I Paesi Bassi hanno elaborato e lanciato la strategia nazionale “Outlines of a Hydrogen Roadmap” nel 2017. Fra i pilastri della transizione energetica olandese, come evidenziato nel documento, l'idrogeno emerge come una delle opzioni più importanti per il raggiungimento degli obiettivi climatici del Paese.

Per combattere il cambiamento climatico, il governo olandese vuole ridurre le emissioni di gas serra dei Paesi Bassi del 49% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990, e portare una ulteriore riduzione del 95% entro il 2050. Questi obiettivi sono stabiliti nella legge sul clima del 28 Maggio 2019. Il “Climate Plan”, il “National Energy and Climate Plan” (NECP) e l'Accordo nazionale sul clima contengono la politica e le misure per raggiungere questi obiettivi climatici.

All'interno dell'accordo l'idrogeno viene evidenziato anche qui come pilastro della strategia di transizione energetica.

Dalla documentazione e dalla strategia si evince come, grazie alla posizione unica nella catena del valore del gas, i Paesi Bassi intendano rivendicare il ruolo di leader mondiali nella produzione e nell'utilizzo di idrogeno verde.

I target della politica olandese si suddividono in:

- Produzione:
  - o 500-800 MW di capacità installata di elettrolizzatori entro il 2025
  - o 3-4 GW nel 2030
- Trasporti:
  - o 15.000 FCEV 3.000 mezzi pesanti a idrogeno e 50 HRS al 2025
  - o 300.000 FCEV al 2030



Il Portogallo ha elaborato e lanciato una strategia nazionale “National Hydrogen Strategy” nel 2020 tramite la quale il paese prevede di diventare il maggiore produttore europeo di idrogeno verde, grazie alla posizione geografica che ne garantisce energia rinnovabile abbondante ed economica.

I target portoghesi sono:

- Elettrolizzatori per la capacità totale di 1GW installati entro il 2030
- Ridurre le importazioni di gas naturale di 300-600 milioni di euro l'anno.



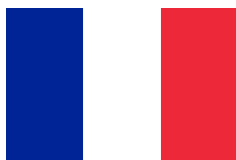
<https://www.cleanenergywire.org/news/german-hydrogen-strategy-aims-global-leadership-energy-transition>

La Germania ha lanciato la sua strategia nazionale nel 2020 come “Germany National Hydrogen Strategy”.

La Germania punta molto sull'idrogeno prodotto utilizzando energia rinnovabile, la sua strategia nazionale serve a sostenere le ambizioni del paese nel diventare un leader globale riguardo la tecnologia relativa all'idrogeno. La strategia pone un chiaro accento sul prodotto verde a scapito del sostegno per l'utilizzo del controverso sistema di cattura e stoccaggio del carbonio (CCS) per produrre idrogeno dal gas naturale.

I target della strategia tedesca sono:

- Produzione:
  - o Elettrolizzatori installati per una potenza di 5 GW entro il 2030
  - o Elettrolizzatori installati per una potenza di 10 GW entro il 2040
- Trasporti:
  - o 400 HRS al 2025



Il primo piano nazionale contenente la strategia del Paese è stato lanciato come “Plan de Déploiement de l'Hydrogène pour la Transition Energétique” nel 2018:

<https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Rapport%20H2%20MTES%20CEA%200106.pdf>

in seguito l'Associazione Francese per l'idrogeno e le Celle a combustibile (AFHyPaC) nel 2020 ha pubblicato il Report “Manifeste pour un Plan National Hydrogène Ambitieux”:

[https://www.afhyprac.org/documents/documentation/publications/Manifeste%20pour%20un%20Plan%20national%20hydrog%C3%A8ne%20ambitieux\\_AFHYPRAC\\_Juillet2020.pdf](https://www.afhyprac.org/documents/documentation/publications/Manifeste%20pour%20un%20Plan%20national%20hydrog%C3%A8ne%20ambitieux_AFHYPRAC_Juillet2020.pdf)

Obiettivo a lungo termine francese è quello di diventare leader mondiale nella produzione di energia da idrogeno per sostenere i propri piani di mobilità sostenibile tramite il seguente percorso:

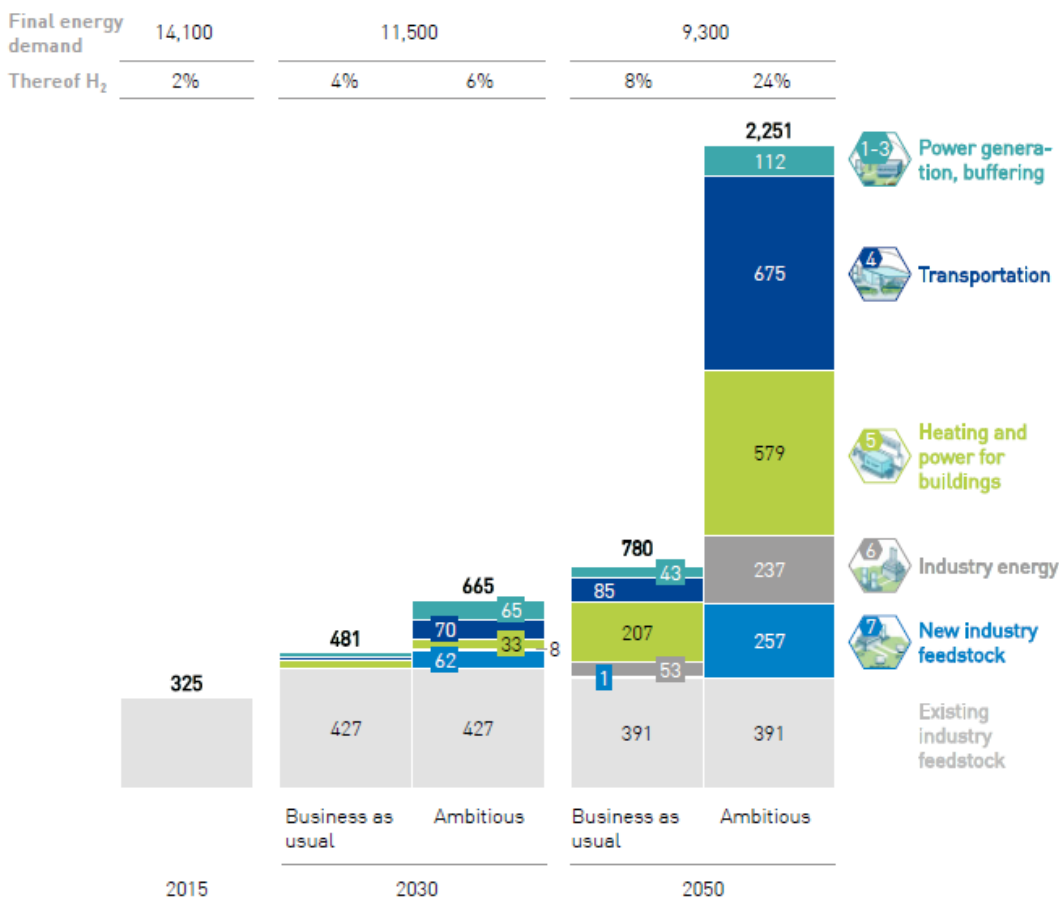
- Industria:
  - o 10% di utilizzo di idrogeno decarbonizzato nell'industria entro il 2023
  - o 20-40% di utilizzo di idrogeno decarbonizzato nell'industria entro il 2028
- Trasporti:
  - o 5.000 FECV, 200 camion e 100 HRS al 2023
  - o 20.000-50.000 FECV 2.000 camion e 400-1.000 HRS al 2028



Secondo le stime più ambiziose del **Hydrogen Roadmap Europe** entro il 2050 la domanda europea di idrogeno potrebbe raggiungere i 2250 TW, pari al 24% della domanda energetica totale.

**EXHIBIT 2: HYDROGEN COULD PROVIDE UP TO 24% OF TOTAL ENERGY DEMAND, OR UP TO ~2,250 TWH OF ENERGY IN THE EU BY 2050**

TWh



**Fig. 5-5 Crescita della domanda energetica europea di idrogeno**

**Fonte: Hydrogen Roadmap Europe**

A Luglio 2020 è stata presentata la Strategia Europea sull'idrogeno (Communication COM/2020/301: A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe). Nella strategia delineata, una fase iniziale di transizione in cui cooperano produzione di idrogeno da fonti rinnovabili e idrogeno low-carbon (2030) è seguita dall'obiettivo al 2050 di produzione di solo idrogeno rinnovabile. Resta completamente escluso invece l'idrogeno grigio, prodotto da combustibili fossili.

Nella visione europea in un sistema energetico integrato, l'idrogeno può supportare la decarbonizzazione dell'industria, dei trasporti, della produzione di energia e degli edifici in tutta Europa. L'approccio della Unione Europea sull'idrogeno affronta come trasformare questo potenziale in realtà, attraverso investimenti, regolamentazione, creazione di mercato, ricerca e innovazione.

L'idrogeno può alimentare settori non adatti all'elettrificazione e fornire stoccaggio per bilanciare i flussi variabili di energia rinnovabile, ma questo può essere ottenuto solo con un'azione coordinata tra il settore pubblico e privato, a livello dell'Unione Europea. Come già detto, la priorità è sviluppare l'idrogeno rinnovabile, prodotto utilizzando principalmente energia eolica e solare. Tuttavia, a breve e medio termine sono necessarie altre forme di idrogeno a basse emissioni di carbonio per ridurre rapidamente le emissioni e sostenere lo sviluppo di un mercato vitale.

L'approccio per fasi prevede quanto segue:

- Al 2024 verrà sostenuta l'installazione di almeno 6 GW di elettrolizzatori di idrogeno rinnovabile nella Unione Europea e la produzione fino a 1 milione di tonnellate di idrogeno rinnovabile.
- Nell'asse temporale 2025-2030 il target è l'installazione di almeno 40 GW di elettrolizzatori e un totale di 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile in tutta l'Unione Europea.
- Dal 2030 al 2050 le tecnologie dell'idrogeno rinnovabile dovrebbero raggiungere la maturità ed essere impiegate su larga scala anche in tutti i settori difficili da decarbonizzare.

Per contribuire a realizzare questa strategia, la Commissione ha lanciato la European Clean Hydrogen Alliance, con i leader del settore, la società civile, i ministri nazionali e regionali e la Banca Europea per gli investimenti. L'Alleanza costruirà una rete di investimenti per aumentare la produzione e sosterrà la domanda di idrogeno pulito nell'Unione Europea.

[https://ec.europa.eu/growth/industry/policy/european-clean-hydrogen-alliance\\_en](https://ec.europa.eu/growth/industry/policy/european-clean-hydrogen-alliance_en)



Per indirizzare il sostegno alle tecnologie più pulite disponibili, la Commissione lavorerà per introdurre standard, terminologia e certificazione comuni. La Commissione proporrà misure politiche e normative per creare certezza per gli investitori, facilitare la diffusione dell'idrogeno, promuovere le infrastrutture e le reti logistiche necessarie, adattare gli strumenti di pianificazione delle infrastrutture e sostenere gli investimenti, in particolare attraverso il recovery plan di nuova generazione dell'Unione Europea.

Il tema idrogeno è stato recentemente trattato anche dall'Agenzia Europea per la cooperazione dei regolatori nazionali in tema di energia (ACER) e dal Consiglio dei Regolatori europei dell'energia (CEER), i quali hanno pubblicato dei libri bianchi funzionali al raggiungimento dell'obiettivo del Green Deal:

**When and How to Regulate Hydrogen Networks-** regolazione delle reti a idrogeno, trattamento idrogenodotti esistenti e come affrontare le sfide normative relative al riutilizzo delle infrastrutture del gas per il trasporto dedicato all'idrogeno.



**“Regulatory Treatment of Power-to-Gas”** - abilitazione del sector coupling fra reti elettrica e gas attraverso la tecnologia Power-to-X.



Nella strategia europea la quota di combustibili gassosi sul consumo energetico totale dell'Unione Europea nel 2050 sarà di circa il 20%. Biogas, biometano idrogeno rinnovabile e decarbonizzato e metano sintetico rappresenteranno circa i 2/3 dei combustibili gassosi del mix energetico 2050.

Per accompagnare la transizione energetica la Commissione Europea sta lavorando ad una riforma del sistema gas annunciata con un inception impact assessment dal titolo "Hydrogen and Gas Markets Decarbonisation Package". I punti principali del pacchetto direttive saranno:

- Infrastrutture e mercati idrogeno
- Accesso dei gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio alle infrastrutture e al mercato
- Diritti dei consumatori, concorrenza e trasparenza
- Mancanza di mercati integrati dell'energia, in particolare attraverso la pianificazione della rete.

### 5.1.3 Il Quadro Normativo Italiano



Nel Novembre del 2020 il Ministero dello Sviluppo Economico ha elaborato Le Linee Guida per la Strategia Nazionale sull'Idrogeno ed ha richiesto una consultazione pubblica conclusasi nel Dicembre 2020. Tali strategie innanzitutto mirano a individuare i settori in cui si ritiene che questo vettore energetico possa diventare competitivo in tempi brevi ma anche a verificare le aree d'intervento che meglio si adattano a sviluppare e implementare l'utilizzo dell'idrogeno. La consultazione si è conclusa il 21 Dicembre 2020.

Per il prossimo decennio, il Governo prevede l'applicazione dell'idrogeno nel settore dei trasporti, nelle ferrovie e nell'industria. Altro impiego sensibile è stabilito laddove l'idrogeno è già impiegato come materia prima, ad esempio nel settore della raffinazione del petrolio e della chimica. Per stimolare lo sviluppo iniziale e la successiva crescita sarà possibile impiegare la miscelazione dell'idrogeno nella rete gas.

Il programma prevede alcuni progetti pilota su piccola scala anche in altri comparti, ad esempio nel trasporto pubblico locale, nella metanazione biologica o nei siti di siderurgia secondaria.

Entro il 2030 l'Italia si pone l'obiettivo di raggiungere il 2% circa di penetrazione dell'idrogeno nella domanda energetica finale, corrispondenti a circa 0,7 Mton/anno.



**Fig. 5-6 - I numeri chiave della strategia nazionale sull'idrogeno**

Modelli teorici di produzione/trasporto sono stati elaborati all'interno della strategia per soddisfare questo obiettivo:

- Produzione totalmente in loco
- Produzione in loco con trasporto di energia elettrica
- Produzione centralizzata con trasporto di idrogeno.

La strategia punta molto sull'importante crescita prevista nel mercato degli elettrolizzatori dato il significativo aumento delle capacità di elettrolisi installata previsto nell'Unione Europea, arrivando ad una energia prodotta di 40 GW nel 2030 e di 500 GW nel 2050, attraverso provvedimenti chiave nello sviluppo del mercato italiano, come:

- Supportare la crescita del mercato di produzione degli elettrolizzatori
- Supportare lo sviluppo di competenze end-to-end
- Investire in R&S e progetti pilota per elettrolizzatori di grande dimensione.

Attualmente la strategia nazionale punta sull'idrogeno verde con possibile integrazione con l'idrogeno blu.

La strategia riporta come la produzione di 0,7 Mton di idrogeno verde l'anno necessita di una considerevole quantità di generazione di energia elettrica rinnovabile, sia solare sia eolica, in aggiunta alla quantità di rinnovabili necessaria a soddisfare gli obiettivi fissati dal PNIEC.

Innanzitutto, per stimolare lo sviluppo interno del mercato idrogeno è prevista l'installazione di circa 5 GW di capacità di elettrolisi entro il 2030, ma la produzione nazionale di idrogeno verde potrebbe subire un'integrazione tramite l'importazione oppure essere affiancata (almeno nella fase di transizione) dall'idrogeno blu.

A livello legislativo la direttiva europea di riferimento è la 2014/94/EU sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi. All'interno della direttiva l'idrogeno è ufficialmente incluso e il governo italiano ha recepito la normativa con Decreto Legislativo n. 257 del 16 Dicembre 2016.

La produzione e la distribuzione dell'idrogeno fino al 2018 sono stati regolamentati dal Decreto Ministeriale del 31 Agosto 2006, nel quale l'idrogeno veniva considerato un agente chimico industriale prodotto a larga scala da fonti fossili, e non teneva conto della possibilità di una produzione localizzata e a zero emissioni da elettricità ed acqua, ponendo restrizioni oltremodo severe su qualsiasi impianto per lo stoccaggio dell'idrogeno. Veniva lasciato altresì troppo margine di interpretazione, aumentando l'incertezza in termini di tempi e requisiti dei processi autorizzativi. Tale Decreto è stato abrogato dal Decreto Ministeriale del 23 Ottobre 2018: "Regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli

impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione un impegno congiunto ed efficace dei Vigili del Fuoco, dei Ministeri, dell'Associazione italiana per l'idrogeno e le celle a combustibile" (H2IT) e diversi attori industriali, introducendo un approccio innovativo dove le analisi di prospettiva sono supportate da un'adeguata analisi dei rischi. Così il Decreto attuale consente l'utilizzo di pressioni, oggi consuete, fino a 700 bar, e garantisce un miglior allineamento con ISO 19880.

#### 5.1.3.1 Il Tema Idrogeno nel PNIEC

Sebbene in Italia ci sia stato qualche passo in avanti nella definizione di linee guida a supporto dell'idrogeno, come il PNIEC che lo inserisce come contributore al raggiungimento del target di rinnovabili nei trasporti e il recente piano di rilancio dalla crisi causata dal Covid-19, la mancanza di una visione nazionale limita il perseguimento degli scenari proposti.

In particolare, l'attuale obiettivo definito nel PNIEC risulta limitato sia per quanto riguarda la quota di idrogeno prevista nel trasporto (1%) sia per quanto riguarda i potenziali settori di utilizzo (oltre al trasporto, si ricorda il settore industriale e residenziale). Se paragonato agli scenari di penetrazione dell'idrogeno che vedono un ruolo crescente del vettore energetico anche in altri settori oltre al trasporto, risulta evidente la necessità di una visione più sfidante per guidare la diffusione del vettore energetico, che sia in linea con i nuovi orientamenti europei. Inoltre, l'orizzonte temporale al 2030 risulta essere troppo a breve termine per consentire una movimentazione di risorse e forze adeguate ad un maggior e più diffuso utilizzo dell'idrogeno negli anni successivi.

#### 5.1.3.2 Il Piano Nazionale per la Ripresa e la Resilienza (PNRR): Il Piano di Rilancio

Nel passaggio dalla prima all'ultima versione del Piano nazionale di ripresa e resilienza è l'idrogeno, che vede aumentare le risorse a disposizione. Fondi che verranno impiegati per rendere green le acciaierie e i trasporti, oltre che per portare avanti attività di ricerca e sviluppo nel settore. In parallelo, il PNRR prevede l'attivazione di incentivi fiscali per sostenere la produzione di idrogeno verde.

Rispetto al Recovery Plan iniziale presentato dal Governo Conte, quello inviato a fine Aprile a Bruxelles vede aumentare di oltre 1 miliardo le risorse destinate all'idrogeno, molecola considerata decisiva da Bruxelles nell'ambito della transizione ecologica. Così, dai 2 miliardi del primo Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, l'azione dedicata a "Promuovere la produzione, la distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno" nell'ambito della seconda missione passa a 3,19 miliardi di euro.

Di seguito le principali aree di intervento del Piano per quanto concerne l'idrogeno:

- Produzione in aree industriali dismesse (Hydrogen Valleys)
- Utilizzo dell'idrogeno in settori hard-to-abate
- Stazioni di ricarica di idrogeno per il trasporto stradale
- Stazioni di ricarica di idrogeno per il trasporto ferroviario
- Ricerca e sviluppo sull'idrogeno
- Sviluppare una leadership internazionale, industriale e di ricerca e sviluppo nelle principali filiere della transizione
- Le riforme programmate: semplificazioni e incentivi.

#### Creare hydrogen valley in aree dismesse

Era già presente, già nella prima versione del Recovery, il progetto di investimento per produrre idrogeno in siti brownfield, vale a dire le aree industriali dismesse. Si tratta di una superficie importante in Italia: in base ad una prima indagine statistica del 2011, la superficie totale delle aree industriali nel territorio nazionale era di circa 9.000 km quadrati, una superficie circa pari a quella della regione Umbria e la maggior parte delle aree sono situate in una posizione strategica per contribuire a costruire una rete idrogeno più granulare di produzione e distribuzione alle PMI vicine.

L'obiettivo è quindi promuovere la produzione locale e l'uso di idrogeno nell'industria e nel trasporto locale, con la creazione delle cosiddette **hydrogen valleys**, aree industriali con economia in parte basata su idrogeno. Per farlo, il PNRR mette a disposizione mezzo miliardo.

Per contenere i costi verranno utilizzate aree dismesse già collegate alla rete elettrica, per installare in una prima fase elettrolizzatori per la produzione di idrogeno mediante sovra generazione FER o produzione FER dedicata nell'area. Si prevede in una prima fase il trasporto dell'idrogeno alle industrie locali o su camion o, nel caso in cui l'area abbandonata sia già allacciata alla rete del gas, su dedicate condotte esistenti in miscela con gas metano. In aggiunta, per aumentare la domanda, è prevista la possibilità di effettuare rifornimento con idrogeno nelle stazioni per camion o trasporto pubblico locale.

Il progetto vuole quindi dare alle aree dismesse una seconda vita, utilizzando le infrastrutture esistenti, se compatibili, per una serie di servizi energetici, con una produzione prevista in questa fase è di 1-5 MW per sito.

#### Idrogeno per rendere decarbonizzate le acciaierie (e non solo)

L'idrogeno può aiutare a decarbonizzare i cosiddetti settori hard-to-abate, quelli cioè caratterizzati da un'alta intensità energetica e privi di opzioni di elettrificazione scalabili, come i settori dei prodotti chimici e della raffinazione del petrolio, in cui l'idrogeno è già utilizzato nella produzione di prodotti chimici di base, come ammoniaca e metanolo, e in una serie di processi di raffinazione. Ad oggi, in questi settori, la molecola è principalmente prodotta in loco nella sua forma "grigia", cioè dal gas naturale, ma questo processo non è privo di emissioni.

Altri settori hard-to-abate includono l'acciaio, il cemento, il vetro e la carta. La **siderurgia** è il settore su cui il Recovery Plan punta maggiormente l'attenzione: l'acciaio, infatti, è uno dei settori hard-to-abate dove l'idrogeno può assumere un ruolo rilevante in prospettiva di progressiva decarbonizzazione. Un ciclo dell'acciaio basato sulla produzione di DRI25 con metano e fusione in un forno elettrico genera circa il 30% in meno di emissioni di CO2 rispetto al ciclo integrale, e il successivo sviluppo con idrogeno verde aumenta l'abbattimento delle emissioni al circa 90 per cento.

Essendo l'Italia uno dei più grandi produttori di acciaio, secondo solo alla Germania e in Europa, questo intervento (da 2 miliardi) mira quindi anche alla progressiva **decarbonizzazione del processo produttivo dell'acciaio attraverso il crescente utilizzo dell'idrogeno**, tenendo conto delle specificità dell'industria siderurgica italiana. La transizione verso l'idrogeno sarà graduale e distribuita nel tempo con l'obiettivo di sviluppare competenze e nuove tecnologie in modo competitivo.

Anche se il Piano non ne parla espressamente, è chiaro che il radar è puntato in particolare sul [progetto di decarbonizzazione dell'ex Ilva di Taranto e la produzione di acciaio verde in Italia](#).

#### Idrogeno nel trasporto stradale

Il trasporto tramite autocarri a lungo raggio è uno dei segmenti più inquinanti nel settore dei trasporti, responsabile per circa il 5-10% delle emissioni di CO2 complessive. L'investimento, da 0,23 miliardi, ha lo scopo di promuovere la creazione di stazioni di rifornimento a base di idrogeno e implementare i progetti di sperimentazione delle linee a idrogeno.

I distributori saranno adatti per camion e auto, funzionanti anche a pressioni di oltre i 700 bar. La realizzazione di questa rete sarà in linea con la direttiva 2014/94 del 22 Ottobre 2014 per le Infrastrutture per Combustibili Alternativi finalizzata alla realizzazione di corridoi verdi alimentati a idrogeno per autocarri pesanti.

Grazie a tale misura, il segmento degli autocarri a lungo raggio potrebbe registrare una penetrazione significativa dell'idrogeno fino al 5-7% del mercato entro il 2030, potenzialmente anche grazie a ulteriori spinte regolamentari di sforzo aggiuntivo in termini di impatto climatico. Il rafforzamento della tecnologia delle celle a combustibile e l'incremento degli investimenti nelle infrastrutture pertinenti come stazioni di rifornimento sono i principali fattori abilitanti chiave per sostenere una simile crescita di mercato. Attraverso questi investimenti, sarà possibile sviluppare circa 40 stazioni di rifornimento, dando priorità alle aree strategiche per i trasporti stradali pesanti quali le zone prossime a terminal interni e le rotte più densamente attraversate da camion a lungo raggio (es. Corridoio Green and Digital del Brennero, progetto cross-border, corridoio Ovest - Est da Torino a Trieste).

#### Idrogeno per le ferrovie

Oltre a sostituire i treni diesel, che ad oggi coprono un terzo delle ferrovie italiane, l'idrogeno è destinato a cambiare l'intero mondo dei trasporti: nei prossimi 10 anni la molecola può entrare stabilmente nel settore ferroviario, cambiandolo in modo profondo in Europa e in Italia.

Non a caso uno dei progetti di investimento previsti dal PNRR, da 0,3 miliardi, riguarda l'idrogeno nel settore ferroviario, in particolare per il trasporto passeggeri. In Italia circa **un decimo delle reti ferroviarie è servito dai treni diesel, e in alcune regioni** questi hanno un'età media elevata e **dovrebbero essere sostituiti nei prossimi anni**, rendendo questo il momento giusto per passare all'idrogeno, in particolare dove l'elettificazione dei treni non è tecnicamente fattibile o non competitiva.

L'intervento prevede quindi la **conversione verso l'idrogeno delle linee ferroviarie non elettrificate in regioni** caratterizzate da elevato traffico in termini di passeggeri con un forte utilizzo di treni a diesel **come Lombardia, Puglia, Sicilia, Abruzzo, Calabria, Umbria e Basilicata**. I progetti di fattibilità più avanzati in Valcamonica e Salento prevedono la sperimentazione in modo integrato di produzione, distribuzione e acquisto di treni ad idrogeno.

In termini di infrastrutture, sarà data priorità alle strutture di rifornimento alle aree con possibilità di sinergie con le stazioni di rifornimento per camion a lungo raggio, per aumentare utilizzo e domanda di idrogeno e per ridurre i costi di produzione. Il progetto include la produzione di idrogeno verde in prossimità delle stazioni di rifornimento, tramite sviluppo dell'intero sistema di produzione, stoccaggio e utilizzo dell'idrogeno. Dal momento che ad oggi non esistono stazioni di rifornimento a idrogeno per i treni in Italia, il progetto include attività di ricerca per lo sviluppo di elettrolizzatori ad alta pressione (TRL 5-7), sistemi di stoccaggio ad alta capacità con possibilità di utilizzo di idruri metallici o liquidi (TRL 3-5). Grazie a questi investimenti, sarà possibile convertire circa 9 stazioni di rifornimento su 6 linee ferroviarie.

### Ricerca e sviluppo

Per realizzare gli investimenti preventivati nel Recovery è però indispensabile l'ultimo progetto, da 0,16 miliardi, che intende migliorare la conoscenza delle tecnologie legate all'idrogeno in tutte le fasi: produzione, stoccaggio e distribuzione.

La sperimentazione nei principali segmenti e la realizzazione di prototipi per la fase di industrializzazione è finalizzata ad aumentare la competitività del settore tramite progressiva riduzione dei costi. L'obiettivo del progetto è di sviluppare un vero **network sull'idrogeno** per testare diverse tecnologie e strategie operative, nonché fornire servizi di ricerca e sviluppo e ingegneria per gli attori industriali che necessitano di una convalida su larga scala dei loro prodotti (in collaborazione con il MUR e la missione M4 del PNRR).

Nello specifico, la linea di intervento prevede lo sviluppo di **quattro principali filoni di ricerca**:

- produzione di idrogeno verde;
- sviluppo di tecnologie per stoccaggio e trasporto idrogeno e per trasformazione in altri derivati e combustibili verdi;
- sviluppo di celle a combustibile;
- miglioramento della resilienza delle attuali infrastrutture in caso di maggiore diffusione dell'idrogeno.

### Leadership industriale

Sempre restando nell'ambito della seconda missione del PNRR, ma spostandoci all'ultima azione programmata nell'ambito della seconda componente, dedicata a "Sviluppare una leadership internazionale, industriale e di ricerca e sviluppo nelle principali filiere della transizione", si trovano altri importanti progetti dedicati all'idrogeno.

Nel dettaglio, 0,45 miliardi sono dedicati a progetti volti ad installare in Italia di circa 5 GW di capacità di elettrolisi entro il 2030 e allo sviluppo di ulteriori tecnologie necessarie per sostenere l'utilizzo finale dell'idrogeno (come le celle a combustibile per gli autocarri). L'obiettivo finale è consolidare e creare competenze proprietarie, attraverso attività di ricerca e sviluppo svolte in forte sinergia con fornitori esterni e creare una catena europea nella produzione e utilizzo di idrogeno.

### Le riforme programmate: semplificazione e competitività

L'introduzione dell'idrogeno costituisce una novità assoluta nella gestione del sistema energetico. Di conseguenza, è indispensabile l'emanazione di una riforma che includa una serie di misure:

- emissione di **norme tecniche** di sicurezza su produzione, trasporto (criteri tecnici e normativi per l'introduzione dell'idrogeno nella rete del gas naturale), stoccaggio e utilizzo dell'idrogeno tramite decreti dei Ministri dell'Interno e Transizione ecologica;
- **semplificazione amministrativa** per la realizzazione di piccoli impianti di produzione di idrogeno verde, tramite costituzione di uno sportello unico per la concessione di autorizzazione a costruire e gestire impianti di produzione di idrogeno su piccola scala da RES;
- regolamentazione della **partecipazione degli impianti di produzione di idrogeno ai servizi di rete**, emanato dal Regolatore dell'Energia (ARERA);
- **sistema di garanzie di origine per l'idrogeno rinnovabile** al fine di dare segnali di prezzo ai consumatori, emesso dal Regolatore dell'Energia (ARERA) e dal Gestore Servizi Energetici – GSE;
- misure per consentire la realizzazione di **stazioni di rifornimento di idrogeno presso aree di servizio autostradali, magazzini logistici, porti, ecc.** tramite Accordo tra il Ministero della Transizione Ecologica e il Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibile per definire le aree di rifornimento per la realizzazione di corridoi H2, partendo dalle regioni del Nord Italia fino alla Pianura Padana e agli hub logistici.

In aggiunta, il PNRR include altre misure di stimolo alla produzione e al consumo dell'idrogeno, che dovranno facilitarne l'integrazione del sistema energetico. In particolare, si prevede innanzitutto l'istituzione di incentivi fiscali per sostenere la produzione di idrogeno verde in considerazione del suo impatto ambientale neutro (tasse verdi), inclusi in un progetto più ampio di revisione generale della tassazione dei prodotti energetici e delle sovvenzioni inefficienti ai combustibili fossili. A queste andranno aggiunte misure per la diffusione del consumo di idrogeno verde nel settore dei trasporti attraverso il recepimento della Direttiva Europea RED II.

#### 5.1.3.3 Italia: Autorizzazioni Idrogeno

La produzione di idrogeno, in Italia, è considerata un'attività industriale, indipendentemente dal metodo di produzione, anche quando viene prodotto con metodi a zero emissioni come l'elettrolisi dell'acqua. Quindi, questo tipo di attività sarebbe permessa solo in aree designate come industriali o, con specifiche condizioni, in aree commerciali. Questa limitazione è concepibile, visto che solitamente la produzione di idrogeno viene effettuata con processi industriali su larga scala. L'applicazione delle direttive della EIA6, SEA7, IED8 e della SEVESO9, che prevedono la valutazione di impatto ambientale, sono dunque giustificate. Tuttavia, le procedure legali e amministrative relegano i processi di produzione a zero emissioni, come l'elettrolisi, in queste aree, limitando quindi indebitamente i siti dove queste installazioni possono essere costruite. Inoltre, l'elettrolisi può essere tipicamente impiegata su piccola taglia su scala locale.

Il processo di autorizzazione per la costruzione e la gestione di un impianto di produzione di idrogeno viene ufficialmente trattato su base uniforme in tutta Italia. Le autorità locali possono prevedere requisiti diversi in termini di utilizzo del suolo, e questi devono essere presi in considerazione quando si richiede il permesso a costruire e gestire un impianto di produzione di idrogeno. Il richiedente deve descrivere con precisione la destinazione e la portata dell'impianto da installare in modo che le autorità municipali possano valutare la compatibilità con il Piano di utilizzo del suolo. Successivamente, il corpo dei Vigili del Fuoco locale è responsabile della fornitura di una valutazione in termini di sicurezza e prevenzione degli incendi, in base alla quale viene concesso il permesso di utilizzare l'impianto. A seconda del luogo di installazione, anche le autorità regionali come il Comitato Tecnico Regionale (CTR) e l'Agenzia Regionale Protezione Ambiente (ARPA) devono essere consultate.

#### 5.1.3.4 Italia: Certificazione di Origine

La certificazione e la garanzia dell'origine dell'idrogeno (rinnovabile, a bassa emissione di CO2) come combustibile non sono ancora disponibili. Il progetto CertifHy10 opera in questa direzione ed è prevedibile che la nuova direttiva europea sulle energie rinnovabili stabilisca la tracciabilità dell'idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio a livello europeo, aprendo la strada al sistema di garanzia dell'origine.

Garanzia d'Origine per l'idrogeno è in corso di valutazione da parte del gruppo CEN / CLC JTC 6 - Idrogeno nei sistemi energetici e, in particolare, dal WG 2 con la proposta di standard comune sulle "Garanzie di origine».

A livello europeo è stato avviato il progetto FaStGO, finanziato dalla Commissione Europea, finalizzato a fornire un supporto tecnico per l'identificazione dei requisiti per facilitare il processo di standardizzazione del sistema di certificazione delle Garanzie di Origine sulla base della Direttiva (UE) 2018/2001.

#### 5.1.4 Focus sugli aspetti Sicurezza ed Omologazione

Lo stoccaggio dell'idrogeno può essere impegnativo a causa di una densità di energia volumetrica sfavorevole che potrebbe comportare:

- Alta Pressione (fino a 700 bar-g)
- Temperature estremamente basse (-253 °C).

Lo stoccaggio indiretto tramite vettori di idrogeno pone diverse sfide in termini di volumi, perdita di gas e costi di gestione. Un'eventuale rottura di un serbatoio a 700 bar-g rilascia un'enorme quantità di energia e può rivelarsi catastrofico all'interno di strutture in acciaio chiuse.

La dimensione molto ridotta delle molecole di idrogeno fanno sì che essa sia in grado di permeare molto facilmente all'interno dei materiali di contenimento (il fenomeno dell'infragilimento da idrogeno ne è un esempio classico) ed è perciò cruciale la scelta di un materiale idoneo per la costruzione dei serbatoi.

Ad oggi esiste un database accessibile sul web, lo **HIAD** (Hydrogen Incidents and Accidents Database - <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/hiad-hydrogen-incident-and-accident-database>)

Il database è uno strumento di informazione sui dati relativi alla sicurezza dell'idrogeno, finalizzato a:

- Consentire un ritorno di esperienza e fornire lezioni di sicurezza apprese sulle cose da fare e da non fare
- Mantenere il settore e la ricerca aggiornati con i recenti eventi relativi all'idrogeno oltre a offrire un archivio storico
- Aiutare tutte le parti interessate a comprendere meglio gli eventi indesiderati correlati all'idrogeno
- Assistere lo sviluppo di procedure di omologazione e autorizzazione basate su fatti (statistiche sui guasti, meccanismi di guasto).

#### Iniziativa EHSP

La FCH2 JU (Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking), è un partenariato pubblico-privato a sostegno delle attività di ricerca, sviluppo tecnologico e dimostrazione nelle tecnologie energetiche delle celle a combustibile e dell'idrogeno in Europa. L'ente ha lanciato l'iniziativa EHSP (European Hydrogen Safety Panel) nel 2017. La missione dell'EHSP è assistere la FCH 2 sia a livello di programma che a livello di progetto nell'assicurare che la sicurezza dell'idrogeno sia adeguatamente gestita e a promuovere e diffondere la cultura della sicurezza relativa all'idrogeno all'interno e all'esterno del programma FCH2 JU. L'EHSP fornirà alla FCH2 JU un accesso unico, pratico e diretto al giudizio di esperti all'avanguardia per tutte le questioni riguardanti la sicurezza dell'idrogeno. L'obiettivo è il miglioramento del trasferimento delle conoscenze relative alla sicurezza sull'utilizzo dell'idrogeno, oltre i confini del progetto e stabilire una comunicazione coerente sulle performance di sicurezza.

## 5.2 Quadro Incentivi e Finanziamenti

### 5.2.1 Fondi Europei e Strumenti Finanziari per Investire nell'Idrogeno

Complessivamente, da qui al 2050, la **Commissione prevede investimenti tra 180 e 470 miliardi di euro nella produzione di idrogeno rinnovabile**, di cui **3-18 miliardi** per quello a basse emissioni di carbonio basato su combustibili fossili.

Secondo le stime, entro il 2050 l'idrogeno pulito potrebbe soddisfare il 24% della domanda di energia mondiale, con un fatturato annuo dell'ordine di 630 miliardi di euro.

La Commissione punta su una serie di leve:

- Forum strategico per importanti **progetti di comune interesse europeo (IPCEI)** al fine di promuovere azioni e investimenti congiunti o ben coordinati tra vari Stati membri per sostenere la catena di approvvigionamento dell'idrogeno.
- **InvestEU** vedrà le sue capacità più che raddoppiate nel quadro del nuovo strumento per la ripresa Next Generation EU e favorirà la diffusione dell'idrogeno incentivando gli investimenti privati.

- Il **Fondo europeo di sviluppo regionale** e il **Fondo di coesione**, forti di un'integrazione nel quadro della nuova iniziativa [REACT-EU](#), resteranno anch'essi a disposizione per sostenere la transizione verde.
- Si sfrutteranno le sinergie tra le componenti Energia e quella Trasporti del **Connecting Europe Facility (CEF)** per finanziare le infrastrutture dedicate all'idrogeno, la riconversione delle reti del gas, i progetti di cattura del carbonio e le stazioni di rifornimento di idrogeno;
- Il **Fondo per l'innovazione** del sistema EU ETS, che nel periodo 2020-2030 stanzierà 10 miliardi di euro a sostegno delle tecnologie a basse emissioni di carbonio, ha il potenziale di agevolare progetti dimostrativi unici nel loro genere nel campo delle tecnologie innovative basate sull'idrogeno.
- Ricorso a strumenti dedicati (progetti dimostrativi delle tecnologie energetiche **InnovFin, InvestEU**) nel quadro di **Horizon Europe**.

## 5.2.2 Situazione Nazionale Italiana

### 5.2.2.1 Progetti di Comune Interesse Europeo (IPCEI)

I Progetti di Comune Interesse Europeo consentono di riunire conoscenze, competenze, risorse finanziarie e attori economici di tutta l'Unione, al fine di ovviare ai gravi fallimenti sistemici o del mercato e alle sfide sociali che non potrebbero altrimenti essere affrontati. Essi sono intesi a favorire la collaborazione tra settore pubblico e privato per intraprendere progetti su larga scala che apportano vantaggi significativi all'Unione e ai suoi cittadini.

Considerati i loro effetti di ricaduta positivi sul mercato interno e sulla società dell'Unione, i Progetti di Comune Interesse Europeo possono rappresentare un contributo molto importante alla crescita economica, all'occupazione e alla competitività dell'industria e dell'economia dell'Unione Europea.

I principali elementi che caratterizzano i Progetti di Comune Interesse Europeo sono i seguenti:

- a) Devono contribuire in maniera concreta, chiara e identificabile a uno o più **obiettivi dell'Unione** e devono avere un impatto significativo sulla competitività dell'Unione e sulla crescita sostenibile;
- b) Possono essere proposti dagli Stati Membri o da **soggetti pubblici e privati**;
- c) Devono coinvolgere **più di uno Stato Membro**;
- d) Sono **cofinanziati** dagli Stati Membri e da Fondi dell'Unione;
- e) Il **finanziamento** può raggiungere anche il **100%** e può essere nelle forme di anticipi rimborsabili, prestiti, garanzie, sovvenzioni;
- f) I progetti di RSI devono essere **fortemente innovativi** o costituire un **importante valore aggiunto** in termini di RSI alla luce dello stato dell'arte nel settore interessato;
- g) I progetti che comportano lo **sviluppo industriale** devono consentire lo sviluppo di un nuovo prodotto o servizio ad **alto contenuto di ricerca e innovazione** e/o la diffusione di un processo di produzione radicalmente innovativo.

Il soggetto che coordina a livello europeo i lavori per l'implementazione degli IPCEI è lo Strategic Forum della Commissione. Il Forum ha lo scopo di identificare le **Catene Strategiche di Valore (SVC)** di importanza strategica per l'Europa sulle quali investire.

Le 6 Catene Strategiche di Valore identificate dallo Strategic Forum comprendono:

1. Veicoli connessi verdi e autonomi;
2. Salute intelligente;
3. Industria a bassa emissione di carbonio;
4. Tecnologie e sistemi ad idrogeno;
5. Industrial Internet of Things;
6. Sicurezza informatica.

In particolare, le tecnologie ed i sistemi ad idrogeno hanno un'importanza strategica a livello Comunitario data la loro versatilità di utilizzo: possono essere infatti adoperate sia come combustibile che come vettore di energia e stoccaggio, con numerose possibili applicazioni nei settori dell'industria, dei trasporti, dell'energia e degli edifici. In considerazione delle basse emissioni di CO<sub>2</sub> dei sistemi a idrogeno, tali tecnologie sono considerate una componente fondamentale per la decarbonizzazione, il principale obiettivo di neutralità climatica previsto dal Green Deal europeo al 2050.

In questo contesto, la strategia Europea sull'idrogeno delinea un ampio programma di investimenti, che include investimenti per gli elettrolizzatori, per l'aumento della capacità di produzione di energia rinnovabile necessaria per produrre idrogeno pulito, per il trasporto e lo stoccaggio dell'idrogeno.

Per sostenere questi investimenti e l'emergere di un intero ecosistema di idrogeno, la Commissione ha recentemente lanciato l'**Alleanza Europea per l'Idrogeno Pulito** (*European Clean Hydrogen Alliance*) come annunciato nella nuova strategia industriale della Commissione. L'Alleanza svolgerà un ruolo cruciale nel portare avanti la summenzionata strategia e sostenere gli investimenti per aumentare la produzione e la domanda, fornendo un ampio forum per il coordinamento tutte le parti interessate.

#### 5.2.2.2 Inquadramento Normativo

I Progetti di Comune Interesse Europeo (IPCEI) sono previsti fin dal Trattato di Roma che istituisce la Comunità Economica Europea all'articolo 92, paragrafo 3, lettera b) corrispondente all'attuale articolo 107, par. 3 lettera b) del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE).

L'articolo 107 del TFUE stabilisce che, salvo deroghe contemplate dai trattati, sono incompatibili con il mercato interno, nella misura in cui incidano sugli scambi tra Stati membri, gli aiuti concessi dagli Stati, ovvero mediante risorse statali, sotto qualsiasi forma che, favorendo talune imprese o talune produzioni, falsino o minaccino di falsare la concorrenza.

Le deroghe sono contemplate dallo stesso articolo 107, al paragrafo 3, lettera b), stabilisce che possono considerarsi compatibili con il mercato interno, tra gli altri, gli aiuti destinati a promuovere la realizzazione di un Importante Progetto di Comune Interesse Europeo.

Ciò nonostante, solamente nel 2014 la Commissione Europea ha emanato una Comunicazione volta a definire gli orientamenti relativi ai criteri che la Commissione stessa dovrà applicare per valutare gli aiuti di Stato destinati a promuovere la realizzazione di Progetti di Comune Interesse Europeo, nonché le modalità con cui la Commissione valuterà la compatibilità del finanziamento pubblico dei Progetti di Comune Interesse Europeo rispetto alle norme sugli aiuti di Stato.

A norma dell'articolo 108, paragrafo 3, del TFUE, gli Stati membri devono infatti comunicare preventivamente alla Commissione i progetti diretti a istituire o a modificare aiuti di Stato, compresi gli aiuti per un importante progetto di comune interesse europeo.

Il controllo comunitario degli aiuti di Stato si basa infatti su un sistema di autorizzazione ex ante. Secondo tale sistema, gli Stati membri sono tenuti ad informare la Commissione di qualsiasi progetto diretto ad istituire o modificare aiuti di Stato ("*notifica ex ante*") che non rientri nelle deroghe contemplate dai trattati, e non possono darvi esecuzione prima che sia stato autorizzato dalla Commissione ("*principio di sospensione*").

L'obbligo di notifica alla Commissione Europea si applica pertanto:

- a) a qualsiasi progetto di misura (di natura legislativa, regolamentare, amministrativa) che introduce nuovi requisiti o regimi di autorizzazione, o che modifica requisiti o regimi di autorizzazione esistenti;
- b) qualora uno Stato membro modifichi un progetto di misura notificato, con l'effetto di espandere in modo sensibile il campo di applicazione o il contenuto o di aggiungere requisiti o regimi di autorizzazione o di renderli più restrittivi per lo stabilimento o la prestazione transfrontaliera dei servizi.

Il processo di notifica è articolato in due fasi:

1. Una fase preliminare di **pre-notifica**;
2. Una fase finale di **notifica**.

La fase di **pre-notifica** è funzionale per la Commissione e lo Stato membro per definire tutte le informazioni necessarie affinché la notifica della misura di aiuto di Stato sia considerata completa. La pre-notifica garantisce notifiche più accurate e complete, che permettono di accelerare il processo di verifica, consentendo alla Commissione di adottare le decisioni entro 2 mesi dalla data di notifica.

Al termine della fase di pre-notifica, lo Stato membro presenta alla Commissione la **notifica** finalizzata ad ottenere l'autorizzazione *ex ante*.

### 5.2.2.3 Recovery Fund e l'Opportunità per l'Italia

**Il Recovery Fund o Next generation EU** è un nuovo strumento di finanziamento europeo, pensato per sostenere la ripresa economica dell'Unione a seguito della Pandemia da COVID -19, che è stato approvato dal Consiglio Europeo straordinario lo scorso 21 Luglio.

I Capi di Stato e di Governo Europei hanno previsto di aumentare il bilancio su base temporanea tramite nuovi finanziamenti raccolti sui mercati finanziari.

**L'Italia**, in particolare, potrà contare su circa **64 miliardi di sovvenzioni a fondo perduto**: il cui 70%, circa 45 miliardi, è riferito agli impegni per progetti 2021-2022, mentre il restante 30%, circa 19 miliardi, è riferito agli impegni relativi al 2023.

**Il governo dovrà presentare alla Commissione Europea i Piani di Ripresa e di Resilienza entro fine Aprile 2021.**

Una volta presentato alla Commissione Europea il Piano Nazionale per la Ripresa e la Resilienza (PNRR), La Commissione ha a disposizione fino a 8 settimane per esaminare e proporre al Consiglio Ecofin l'approvazione del Piano. L'Ecofin dovrà approvare quindi il piano a maggioranza qualificata entro 4 settimane.

**Una volta ottenuta l'approvazione si avrà la possibilità di accedere subito al 10% del finanziamento totale.**

### 5.2.2.4 Probabili Strumenti di Finanziamento

I progetti probabilmente verranno finanziati prevalentemente attraverso gli strumenti di finanziamento già esistenti (Misure fiscali e contributi a fondo perduto e/o misure di finanza agevolata) quali a titolo di esempio:

- **credito d'imposta per i beni strumentali tradizionali e tecnologicamente avanzati;**
- **credito d'imposta per le spese in ricerca, sviluppo, innovazione e design;**
- **credito imposta formazione 4.0;**
- **Superecobonus e Supersismabonus;**
- **Nuova legge Sabatini:** maggiorazione delle agevolazioni concedibili per gli investimenti in tecnologie digitali e in sistemi di tracciamento e pesatura dei rifiuti e per gli investimenti a basso impatto ambientale, nell'ambito di programmi finalizzati a migliorare l'ecosostenibilità dei prodotti e dei processi produttivi;
- **Macchinari innovativi:** misura che sostiene la realizzazione, nei territori delle regioni Basilicata, Calabria, Campania, Puglia e Sicilia, di programmi di investimento diretti a consentire la trasformazione tecnologica e digitale dell'impresa ovvero a favorire la transizione del settore manifatturiero verso il paradigma dell'economia circolare;
- **Contributi a fondo perduto e/o prestito per l'innovazione nel settore delle TIC** (tecnologie dell'informazione e delle comunicazioni) attraverso l'aggiornamento o la realizzazione ex novo di soluzioni tecnologiche a supporto delle attività di impresa con attenzione specifica agli aspetti di cybersecurity;
- **Fondo IPCEI:** (Importanti progetti di interesse comune europeo), ha lo scopo di contribuire al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo comunitari, favorire la competitività nei confronti dei grandi competitor internazionali (Cina, USA, ecc.) e permettere all'Unione Europea di rimanere o imporsi quale leader industriale a livello mondiale in alcuni settori e filiere tecnologiche strategiche. Misura in corso di attivazione (in primis: finanziamento di Batterie, Microelettronica, Idrogeno. In futuro anche di: Veicoli connessi ed autonomi; Salute intelligente; Industria a basse emissioni di carbonio; Internet industriale delle cose; Sicurezza informatica). Procedura Negoziata.
- **Accordi per l'innovazione:** sono una misura del MISE che finanzia progetti riguardanti attività di ricerca industriale e di sviluppo sperimentale finalizzati alla realizzazione di nuovi prodotti, processi o servizi o al notevole miglioramento di prodotti, processi o servizi esistenti. Nell'ambito del RFF saranno finanziati in particolare progetti mirati a sostenere progetti finalizzati alla transizione verde e digitale). Si tratta di una procedura negoziata, che per essere avviata i soggetti proponenti devono presentare al Ministero dello sviluppo economico una proposta progettuale contenente almeno i seguenti elementi:

- ✓ la denominazione e la dimensione di ciascun soggetto proponente, nonché una descrizione del profilo aziendale, con particolare riferimento alla struttura tecnico-organizzativa e alla presenza in ambito nazionale e internazionale;
- ✓ il piano strategico industriale aggiornato;
- ✓ la descrizione di ciascun progetto, con indicazione dei relativi obiettivi, delle date di inizio e fine, delle unità produttive coinvolte e dei costi previsti;
- ✓ la tipologia e l'importo dell'aiuto richiesto per la realizzazione di ciascun progetto.

I progetti di ricerca e sviluppo devono prevedere spese e costi ammissibili non inferiori a 5 milioni di euro e non superiori a 40 milioni di euro, avere una durata non superiore a 36 mesi ed essere avviati successivamente alla presentazione della proposta progettuale al Ministero dello sviluppo economico.

- **Contratti di sviluppo:** con il Contratto di Sviluppo Invitalia sostiene gli investimenti di grandi dimensioni nel settore industriale, turistico e di tutela ambientale. L'investimento complessivo minimo richiesto è di 20 milioni di euro. Solo per attività di trasformazione e commercializzazione di prodotti agricoli si riduce a 7,5 milioni di euro.

Sono previste procedure di Fast Track: Accordo di Sviluppo e Accordo di Programma, procedure a favore dei progetti strategici di grandi dimensioni e di significativo impatto sul sistema produttivo.

La direttiva MISE del 15 Aprile 2020 stanZIA, per le nuove procedure Fast Track, fondi dedicati alle imprese che facciano domanda per richiedere **gli incentivi del Contratto di Sviluppo presentando progetti nell'ambito della green economy (sostenibilità ambientale ed economia circolare)** e nel settore biomedicale e della telemedicina (rafforzamento del sistema nazionale di produzione di dispositivi, tecnologie e servizi di prevenzione delle emergenze sanitarie). Il Contratto di Sviluppo prevede le seguenti agevolazioni finanziarie:

- ✓ contributo a fondo perduto in conto impianti
- ✓ contributo a fondo perduto alla spesa
- ✓ finanziamento agevolato
- ✓ contributo in conto interessi.

L'entità degli incentivi dipende dalla tipologia di progetto (di investimento o di ricerca, di sviluppo e innovazione), dalla localizzazione dell'iniziativa e dalla dimensione di impresa. Gli incentivi sono diversi per i progetti a finalità ambientale.

- **Legge 181/89:** La legge 181/89 finanzia programmi di investimento produttivo o programmi per la tutela ambientale, completati eventualmente da progetti per l'innovazione dell'organizzazione e quelli per la formazione del personale. Gli investimenti devono prevedere spese per almeno 1 milione di euro. Le agevolazioni finanziarie possono coprire fino al 75% dell'investimento ammissibile con:
  - ✓ contributo a fondo perduto in conto impianti
  - ✓ contributo a fondo perduto alla spesa
  - ✓ finanziamento agevolato.

### 5.2.3 Innovation Fund: Ambito di Riferimento

L'Innovation Fund è uno dei più grandi programmi di finanziamento al mondo per lo sviluppo di tecnologie innovative a basse emissioni di carbonio.

Il Fondo si focalizza principalmente sui seguenti settori:

- ✓ Tecnologie e processi innovativi a basse emissioni di CO<sub>2</sub> nelle industrie ad alta intensità energetica, compresi i prodotti sostitutivi;
- ✓ Sistemi di accumulo e utilizzo del carbonio (CCU);
- ✓ Sistemi di gestione, cattura e stoccaggio del carbonio (CCS);
- ✓ Generazione innovativa di energia da fonti rinnovabili;
- ✓ Sistemi di accumulo di energia (Storage).

In particolare, l'Innovation Fund si concentra su tecnologie altamente innovative e grandi progetti dal considerevole valore aggiunto europeo tali da veicolare una riduzione significativa delle emissioni di carbonio. Esso altresì mira a finanziare progetti sufficientemente maturi in termini di pianificazione, modello aziendale, struttura finanziaria e legale consentendo, allo stesso tempo, la partecipazione di progetti su piccola scala

con costi in conto capitale totali inferiori a € 7,5 milioni che possono beneficiare di procedure semplificate di applicazione e selezione.

Il plafond del summenzionato fondo, che consta circa € 10 miliardi per il periodo 2020-2030, deriva dai proventi del sistema di scambio di quote di emissioni dell'UE (EU ETS), il più grande sistema di tariffazione del carbonio al mondo, nonché da eventuali fondi non spesi del programma NER300, suo predecessore.

L'Innovation Fund è uno strumento di finanziamento chiave per rispettare gli impegni dell'UE ai sensi dell'Accordo di Parigi e per raggiungere l'obiettivo di Climate Neutrality (emissioni 0) in Europa entro il 2050, come riconosciuto anche nel piano europeo per gli investimenti del Green Deal.

In data 3 Luglio 2020, è stato pubblicato il primo invito a presentare proposte progettuali di larga scala (superiori a 7,5 milioni di euro) grazie ad una prima allocazione finanziaria di circa € 1 miliardo. L'invito è aperto a progetti in settori ammissibili di tutti gli Stati membri dell'Unione Europea, dell'Islanda e della Norvegia. I finanziamenti possono essere utilizzati in combinazione con altre iniziative di finanziamento pubblico, quali gli aiuti di Stato o altri programmi di finanziamento dell'Unione Europea.

I progetti saranno valutati in funzione del loro potenziale per evitare le emissioni di gas a effetto serra, del potenziale di innovazione e della maturità finanziaria e tecnica, nonché in considerazione del potenziale di espansione e di efficienza sotto il profilo dei costi.

Le proposte dovranno essere elaborate nel rispetto delle indicazioni contenute nei documenti elencati di seguito:

- ✓ Decisione della Commissione del 2.7.2020 sulle attività connesse al Fondo per l'innovazione, che costituisce decisione di finanziamento e decisione relativa all'avvio del primo invito a presentare proposte nel 2020;
- ✓ Regolamento delegato (Unione Europea) 2019/856 della Commissione del 26.02.2019, che integra la direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio per quanto riguarda il funzionamento del Fondo per l'innovazione;
- ✓ Valutazione d'impatto che accompagna il Regolamento delegato della Commissione che integra la direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio per quanto riguarda il funzionamento del Fondo per l'innovazione.

#### 5.2.3.1 Specificità Innovation Fund Large Scale Projects

I progetti con costi di investimento superiori ad € 7,5 milioni che richiedono il sostegno dell'Innovation Fund saranno sottoposti a una procedura di candidatura in due fasi:

1. **Manifestazione di interesse (first stage)**, nella quale il soggetto proponente è tenuto a presentare una descrizione delle caratteristiche chiave del progetto in linea con i requisiti stabiliti nel relativo invito a presentare proposte. Le proposte progettuali sono valutate secondo i seguenti tre criteri:
  - a) **Efficacia del progetto**, in termini di potenziale di prevenzione delle emissioni di gas serra (GHG);
  - b) **Grado di innovazione** del progetto rispetto allo stato dell'arte;
  - c) **Livello di maturità** del progetto, in termini di pianificazione, modello di business, struttura finanziaria e giuridica e possibilità di raggiungere la chiusura finanziaria entro un periodo di tempo predefinito non superiore a quattro anni dalla decisione di assegnazione.

L'INEA (*Innovation and Networks Executive Agency* - Agenzia esecutiva per l'innovazione e le reti), deputata alla gestione del Fondo, verifica che la proposta sia ammissibile ed eleggibile; le proposte che soddisfano tali condizioni sono esaminate da valutatori esterni sulla base dei criteri di aggiudicazione stabiliti nel bando.

La graduatoria delle proposte viene formata in base alla somma dei punti ricevuti per i tre criteri di aggiudicazione a condizione che siano soddisfatti i requisiti minimi per ciascun criterio. Se una proposta non soddisfa i requisiti minimi in uno o più criteri, viene respinta. Tuttavia, le proposte respinte che hanno il potenziale per migliorare la loro maturità progettuale possono beneficiare dell'assistenza allo sviluppo del progetto (*Project Development Assistance* - PDA).

I primi 70 progetti che soddisfano i requisiti minimi sono invitati alla seconda fase. Se il finanziamento richiesto dai 70 progetti è inferiore di 2,5 volte il budget disponibile stabilito dal bando, anche i successivi progetti in graduatoria, che soddisfano i requisiti minimi, sono invitati alla seconda fase (fino al raggiungimento di un totale di 2,5 volte il budget disponibile per le agevolazioni).

2. **Domanda completa (second stage)**, nelle quale il soggetto proponente è tenuto a presentare una descrizione dettagliata del progetto e tutta la documentazione giustificativa, compreso il piano di *knowledge sharing*. I progetti sono valutati su tutti i criteri sopra menzionati, inclusi:
  - a) Scalabilità, intesa come potenziale tecnico e di mercato di una vasta applicazione e riproducibilità o di futuri abbattimenti dei costi;
  - b) Efficienza, misurata come costi pertinenti del progetto, dedotto qualsiasi contributo del promotore del progetto a tali costi, divisi per la quantità complessiva di emissioni di gas a effetto serra che si prevede di evitare, di energia che si prevede di produrre o stoccare o di CO<sub>2</sub> che si prevede di stoccare nei primi 10 anni di funzionamento.

L'INEA verifica che la proposta sia ammissibile ed eleggibile; solo le domande validate a seguito della valutazione della prima fase sono ammissibili alla seconda fase.

Le domande ammissibili sono valutate da valutatori esterni sulla base di tutti i criteri di aggiudicazione. Non esiste una soglia minima per criterio; tuttavia, se una proposta non raggiunge la soglia minima di 7,5 punti complessivi viene respinta. La graduatoria dei progetti viene formata secondo la somma dei punteggi ricevuti per ciascuno dei criteri di aggiudicazione.

Le proposte che superano le soglie minime di punteggio ma che non sono classificate sufficientemente in alto per ricevere finanziamenti possono essere inserite nell'elenco di riserva. L'elenco di riserva può essere utilizzato per la selezione di ulteriori proposte qualora esista disponibilità residua di fondi.

#### 5.2.3.2 Specificità Innovation Fund Small Scale Projects

I progetti con costi di investimento compresi tra € 2,5 milioni e € 7,5 milioni che richiedono il sostegno dell'Innovation Fund saranno sottoposti a una procedura di candidatura in un'unica fase nella quale il soggetto proponente è tenuto a presentare una descrizione delle caratteristiche chiave del progetto in linea con i requisiti stabiliti nel relativo invito a presentare proposte. Le proposte progettuali sono valutate secondo i seguenti tre criteri:

- a) **Efficacia del progetto**, in termini di potenziale di prevenzione delle emissioni di gas serra (GHG).
- b) **Grado di innovazione** del progetto rispetto allo stato dell'arte.
- c) **Livello di maturità** del progetto, in termini di pianificazione, modello di business, struttura finanziaria e giuridica e possibilità di raggiungere la chiusura finanziaria entro un periodo di tempo predefinito non superiore a quattro anni dalla decisione di assegnazione.
- d) **Scalabilità**, intesa come potenziale tecnico e di mercato di una vasta applicazione e riproducibilità o di futuri abbattimenti dei costi;
- e) **Costo Efficienza**, misurata come costi pertinenti del progetto, dedotto qualsiasi contributo del promotore del progetto a tali costi, divisi per la quantità complessiva di emissioni di gas a effetto serra che si prevede di evitare, di energia che si prevede di produrre o stoccare o di CO<sub>2</sub> che si prevede di stoccare nei primi 10 anni di funzionamento.

L'INEA (*Innovation and Networks Executive Agency* - Agenzia esecutiva per l'innovazione e le reti), deputata alla gestione del Fondo, verifica che la proposta sia ammissibile ed eleggibile; le proposte che soddisfano tali condizioni sono esaminate da valutatori esterni sulla base dei criteri di aggiudicazione stabiliti nel bando.

La graduatoria delle proposte viene formata in base alla somma dei punti ricevuti per i cinque criteri di aggiudicazione a condizione che siano soddisfatti i requisiti minimi per ciascun criterio. Se una proposta non soddisfa i requisiti minimi in uno o più criteri, viene respinta. Tuttavia, le proposte respinte che hanno il potenziale per migliorare la loro maturità progettuale possono beneficiare dell'assistenza allo sviluppo del progetto (*Project Development Assistance* - PDA).

Le domande ammissibili sono valutate da valutatori esterni sulla base di tutti i criteri di aggiudicazione. La graduatoria dei progetti viene formata secondo la somma dei punteggi ricevuti per ciascuno dei criteri di aggiudicazione.

Le proposte che superano le soglie minime di punteggio ma che non sono classificate sufficientemente in alto per ricevere finanziamenti possono essere inserite nell'elenco di riserva. L'elenco di riserva può essere utilizzato per la selezione di ulteriori proposte qualora esista disponibilità residua di fondi.

## 5.2.4 Clean Hydrogen Alliance

Il 8 Aprile 2021 la Clean Hydrogen Alliance ha lanciato, per le società ad essa associate, una richiesta di raccolta di progetti per la costruzione di una pipeline di progetti in ambito idrogeno finalizzato al raggiungimento dei seguenti obiettivi strategici riassunti nella lettera di invito ([https://ec.europa.eu/growth/content/hydrogen-commission-launches-project-collection-european-clean-hydrogen-alliance-investment\\_it](https://ec.europa.eu/growth/content/hydrogen-commission-launches-project-collection-european-clean-hydrogen-alliance-investment_it)):

- Entro il 2024: installazione di 6 GW di elettrolizzatori per la produzione fino a 1 milione di tonnellate di idrogeno rinnovabile entro il 2024, e
- Entro il 2030: installazione di ulteriori 40 GW di elettrolizzatori per la produzione di 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile.

La raccolta di tali progetti costituisce il primo stadio di un processo che deve realizzare la costruzione di una serie di progetti di investimento validi per la realizzazione degli obiettivi sopra definiti.

Tale fase di raccolta, che si è conclusa il 7 Maggio 2021, sarà seguita da un secondo stadio di analisi dei progetti e di match-making con investitori pubblici e privati finalizzato all'agevolazione della creazione di grandi progetti integrati. Ciò dovrà consentire la creazione di una serie di progetti validi per investimenti rinnovabili e a basse emissioni di carbonio lungo la catena del valore dell'idrogeno che saranno attuabili entro il 2030 in linea con la strategia dell'Unione Europea per l'idrogeno.

Tale bando consentirà ai partecipanti di fare rete, collaborare con altri progetti presentati (costruzione di progetti integrati più grandi), ottenere visibilità (eventuali Partner ed investitori pubblici e privati) e colmare lacune ed intralci nella catena del valore consentendo il rapido aumento della produzione di idrogeno pulito.

## 5.3 Principali Criticità allo Sviluppo Futuro

### 5.3.1 Aspetti Normativi\Policy

#### ITALIA

- Sviluppare le linee guida per i requisiti specifici e divieti di zona per l'installazione di un'unità di produzione di idrogeno, distinguendo tra **produzione attraverso processi industriali** (e.g. reforming), da metodi che non emettono gas serra, rispettosi dell'ambiente come l'**elettrolisi**;
- Sviluppare chiare linee guida di autorizzazione per le amministrazioni e gli sviluppatori di progetti. Queste linee guida dovrebbero riguardare le fasi obbligatorie di autorizzazione, con riferimento alle direttive e alle migliori pratiche dell'Unione Europea che devono essere applicate quando viene installata un'unità di produzione di idrogeno. Questo documento dovrebbe contenere specifiche procedure distinte per processi di produzione di idrogeno (reforming, elettrolisi, gassificazione, ecc.), e per scala dell'impianto (centralizzata o localizzata);
- Sviluppare **linee guida chiare e semplificate per la produzione di idrogeno mediante elettrolisi**;
- Semplificare e snellire il processo di autorizzazione per gli impianti di produzione di idrogeno: sarebbe auspicabile la creazione di uno **sportello unico designato a guidare il processo amministrativo**, anche quando sono coinvolte altre autorità;
- Razionalizzare la regolamentazione esistente (a livello Unione Europea e Nazionale) per considerare le specificità della **distribuzione localizzata di idrogeno (ad esempio per diffondere la mobilità sostenibile)**. I requisiti di autorizzazione applicabili alla produzione di idrogeno a livello nazionale dovrebbero essere identificati e studiati e dovrebbero essere riesaminati i loro collegamenti con gli obblighi stabiliti a livello di Unione Europea, evidenziando dove i requisiti vanno oltre quelli stabiliti dagli atti dell'Unione Europea. Le norme nazionali dovrebbero essere adattate per riflettere i cambiamenti a livello dell'Unione Europea;
- Stabilire procedure semplificate per la produzione di idrogeno su piccola scala e per metodi di produzione a zero emissioni. L'assenza di procedure semplificate per la produzione di piccole quantità di idrogeno, porta ad una procedura restrittiva che può scoraggiare gli investitori. Questa situazione scoraggia lo sviluppo di metodi di produzione rispettosi dell'ambiente e aggrava ulteriormente la (mancanza) di economie di scala che devono affrontare le unità più piccole;
- Promuovere procedure semplificate per unità demo (installazioni utilizzate per la ricerca, lo sviluppo o la sperimentazione di nuovi feedstock, combustibili o processi in laboratori o impianti pilota) per favorire la diffusione di molteplici sistemi di produzione di idrogeno in tutta Italia.

### 5.3.2 Certificazione di Origine

#### ITALIA

- La certificazione e la garanzia dell'origine dell'idrogeno (rinnovabile, a bassa emissione di CO<sub>2</sub>) come combustibile non sono ancora disponibili. Il progetto CertifHy10 opera in questa direzione ed è prevedibile che la nuova Direttiva Europea sulle energie rinnovabili stabilisca la tracciabilità dell'idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio a livello europeo, aprendo la strada al sistema di garanzia dell'origine:
  - Garanzia d'Origine per l'idrogeno è in corso di valutazione da parte del gruppo CEN / CLC JTC 6 - Idrogeno nei sistemi energetici e, in particolare, dal WG 2 con la proposta di standard comune sulle "Garanzie di origine».
  - A livello europeo è stato avviato il progetto FaStGO, finanziato dalla Commissione Europea, finalizzato a fornire un supporto tecnico per l'identificazione dei requisiti per facilitare il processo di standardizzazione del sistema di certificazione delle Garanzie di Origine sulla base della Direttiva (Unione Europea) 2018/2001.

# PROPOSTE DI FILIERA

Lo scopo della presente sezione è di identificare alla luce degli scenari di sviluppo analizzati, in particolare per il panorama italiano, alcuni segmenti di utilizzo che più di altri offrono opportunità di sviluppo e quindi di investimento.

## 6 PROPOSTE DI FILIERA

Alla luce degli scenari di sviluppo analizzati, in particolare per il panorama italiano, sono stati identificati alcuni segmenti di utilizzo che più di altri offrono opportunità di sviluppo e quindi di investimento:

1. Settori industriali hard-to-abate.
2. Infrastrutture per trasporto su strada, trasporto ferroviario, trasporto marittimo.
3. Infrastrutture portuali intese come hub per la fornitura di idrogeno a differenti utilizzatori quali: trasporto marittimo, logistica a terra delle merci, siti di produzione di energia e siti industriali.
4. Reti esistenti per il trasporto di idrogeno in blending con il gas.
5. Balance of Plant per impianti di elettrolisi.

### 6.1 Settori Industriali Hard-To-Abate

Come già detto al capitolo 4.1, per alcuni settori industriali, i cosiddetti “hard to abate”, la decarbonizzazione è resa più complicata da costi di riduzione sensibilmente più elevati, inerzia e vincoli tecnologici. Si tratta dei settori dell'industria pesante (cemento, acciaio, prodotti chimici) e dei trasporti pesanti (trasporti su strada pesanti, trasporti marittimi, aviazione).

Per tali settori l'idrogeno può potenzialmente fornire una soluzione rispetto alla necessità di diminuire le emissioni di CO<sub>2</sub>. Gli interventi richiesti per ciascun settore possono rappresentare opportunità di business laddove le aziende riescano ad intercettare la crescente domanda di servizi e componenti per operare questa trasformazione. Di seguito un elenco di settori con l'indicazione dei principali bisogni in termini di trasformazione dei processi produttivi:

- Nei trasporti pesanti (autotrasporti, trasporti marittimi e aerei a lungo raggio), date le maggiori densità energetiche richieste, idrogeno, ammoniaca, biocarburanti o combustibili idrocarburici sintetici possono rappresentare una valida alternativa.
- Nel settore siderurgico, è possibile sia sostituire il carbone da coke con l'idrogeno come agente di riduzione, che utilizzare una miscela di gas e idrogeno fino al 30% per riscaldare i forni destinati alla lavorazione del metallo. Questo implica modifiche agli impianti dell'acciaieria e ripercussioni sia sulle apparecchiature in uso (bruciatori industriali) che sulle caratteristiche del prodotto finale. Per tale ragione, il mercato si sta muovendo verso nuovi bruciatori senza fiamma per l'industria siderurgica, in grado di utilizzare come combustibile una miscela di gas naturale e idrogeno (“idrometano”) ma anche H<sub>2</sub> puro.
- Il settore del cemento dà particolare rilevanza alla tematica dell'efficienza energetica, dato che la CO<sub>2</sub> è generata sia dai processi di combustione termica coinvolti nella produzione ma deriva anche dalle stesse materie prime (es. calcare, costituito essenzialmente da calce e CO<sub>2</sub>). Il 97% dei consumi energetici del settore sono impiegati per la cottura del clinker, il restante è relativo alle fasi di macinazione a freddo/caldo ed altri usi di processo. I consumi elettrici rappresentano solo il 20% del fabbisogno totale di energia per la fabbricazione del cemento.  
La maggior parte dei grandi gruppi del settore sta esplorando l'uso dell'idrogeno per sostituire il gas naturale alimentato nei bruciatori dei forni di cottura del cemento.
- Nel settore del vetro le temperature elevate del processo di fusione limitano l'applicazione del riscaldamento totalmente elettrico alla produzione dei vetri speciali e per capacità produttive ridotte (5-150 t/giorno). Pertanto, la sostituzione del metano con un vettore alternativo come l'idrogeno (cioè come combustibile alternativo per i processi di combustione) appare essere la strada maggiormente suscettibile di riscontri positivi con un concreto abbattimento della CO<sub>2</sub>.  
L'altro processo su cui è possibile intervenire per il vetro è l'ossicombustione: elimina la necessità dell'aria di combustione e dei dispositivi di recupero del calore, aumenta la temperatura della fiamma, riduce il volume del forno per effetto dell'eliminazione dell'azoto dalla corrente dei fumi di combustione e riduce drasticamente le emissioni nei forni per vetreria. Per il momento all'interno del forno viene bruciata una miscela di syngas. Il passaggio successivo sarà utilizzare esclusivamente idrogeno, e sono in corso sperimentazioni per renderne il prezzo competitivo.
- Nel settore della ceramica è possibile inserire l'idrogeno verde nei forni a rulli come fonte energetica parzialmente alternativa al gas metano.  
L'utilizzo dell'idrogeno sui bruciatori consentirebbe di ridurre i consumi di gas metano (fino a un massimo del 30%) con un minore impatto ambientale, mantenendo elevati standard produttivi sia in termini di quantità che di qualità ma soprattutto diminuzione delle emissioni di gas serra. Il brevetto per

questa tecnologia è applicabile su tutti i bruciatori attualmente utilizzati sui forni a rulli e gli essiccatoi che producono la ceramica italiana.

- Le tecnologie per abbattere le emissioni dei settori industriali necessitano di ulteriori prove per il passaggio su scala industriale, nonostante gli indubbi vantaggi dell'utilizzare l'idrogeno come combustibile low carbon dei processi ad alta temperatura. La ricerca si sta concentrando sulle modalità di trasmissione del calore dalla fiamma di idrogeno al prodotto da riscaldare. Inoltre, per garantire la continuità della fornitura di calore durante il processo, i nuovi bruciatori a idrogeno dovranno (all'occorrenza e per brevi periodi) alimentarsi anche con metano. Sarà determinante riuscire ad assicurare costi di produzione e di integrazione di queste nuove tecnologie all'interno dei cicli produttivi che siano competitivi e quindi sostenibili.
- Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica e termica per gli edifici, una soluzione di grande interesse sia dal punto di vista economico che ambientale è rappresentata dai sistemi cogenerativi con celle a combustibile alimentate a idrogeno. La maggiore efficienza di tali dispositivi rispetto alla produzione separata di energia elettrica e termica garantisce minori perdite legate al trasporto dell'energia e un conseguente calo della CO<sub>2</sub> prodotta.

## 6.2 Infrastrutture per Trasporto Pesante su Strada, Trasporto Ferroviario, Trasporto Marittimo

Nel settore dei trasporti le sfide aperte relative allo sviluppo di una filiera idrogeno competitiva sono ad oggi molteplici. La riduzione dei costi della tecnologia è cruciale innanzitutto per avviare una transizione verso un settore trasporti orientato in questo senso.

È auspicabile un incremento dei volumi di produzione dell'intera filiera in modo da favorire in modo sensibile lo sviluppo tecnologico e l'automazione delle tecniche di produzione sia delle celle per gli autoveicoli leggeri e pesanti, sia per i sistemi di stoccaggio. Cruciale in questo senso è certamente una spinta di sviluppo incentrata verso le materie prime, in particolare quelle con i costi più elevati, come i metalli pregiati utilizzati nei catalizzatori delle celle e i materiali di rivestimento dei sistemi di stoccaggio.

Per rendere il sistema di *trasporto leggero* competitivo si stima che il costo energetico degli FCEV debba scendere almeno sotto i 50 €/kW mentre attualmente si attesta su valori superiori ai 200 €/kW.

I prezzi dei veicoli di medie dimensioni dotati di celle a combustibile sono ad oggi ancora ben al di sopra di quelli delle autovetture con motori a combustione interna. L'obiettivo anche in questo caso è che con il lancio della produzione della serie FCEV, i costi e i prezzi dei veicoli diminuiscano notevolmente.

Anche il settore del *trasporto pubblico* su strada è interessante dal punto di vista delle sfide offerte, in quanto i nuovi modelli di autobus e pullman garantiscono ottime autonomie e flessibilità paragonabili ai veicoli diesel. I progetti dimostrativi su flotte ridotte sono attualmente in fase di progettazione.

Per quanto riguarda il *trasporto pesante* le implicazioni dell'utilizzo dell'alimentazione ad idrogeno sono interessanti poiché si garantiscono ottime prestazioni in termini di potenze ed autonomia di funzionamento rispetto alle batterie, grazie alla maggiore densità energetica dell'idrogeno compresso.

Ad oggi, come già anticipato la convalida e la messa a punto dei veicoli di questo tipo è in fase di test e non è ancora disponibile una offerta commerciale su base regolare nel mercato.

Per quanto riguarda il *mercato ferroviario* il dato interessante che si evince è il TCO attestato ad un valore tra il 5% e il 20% inferiore rispetto alle tecnologie convenzionali, dati stimati dalle società europee che hanno investito nel settore. Anche in questo caso l'interesse del mercato è quello di una riduzione dei costi che spaziano dalla progettazione di sistemi di stoccaggio alternativi a bordo treno (compresi sistemi di stoccaggio di idrogeno criocompresso o liquido) fino allo sviluppo di sistemi ibridi, compresi sistemi con architettura e dimensionamento ad hoc, allo scopo di contenere celle a combustibile a bordo treno e sistemi innovativi per il recupero termico.

Interessanti spunti di sviluppo riguardano anche le prestazioni delle *stazioni di rifornimento* che devono garantire la soddisfazione dei vincoli tecnici, di sicurezza e di costi di produzione e di distribuzione.

### 6.3 Infrastrutture Portuali come Hub per la Fornitura di Idrogeno a Differenti Utilizzatori quali: Trasporto Marittimo, Logistica a Terra delle Merci, Siti di Produzione di Energia e Siti Industriali

Il settore navale ad oggi rappresenta uno dei mercati maggiormente sfidanti dal momento che a causa delle necessità di grossi accumuli di energia e della elevata potenza richiesta non si è ancora raggiunto un consenso sulle strategie di sviluppo dell'idrogeno nel settore. Un'ulteriore sfida è rappresentata poi dalla enorme diversificazione dei tipi di imbarcazione alle quali sarebbe necessario installare una tecnologia all'idrogeno dedicata e customizzata.

La sfida è rappresentata appunto nello stabilire una strategia apposita per ciascun tipo di imbarcazione.

L'importanza di andare ad agire sul trasporto marittimo è cruciale in quanto esso è, come anticipato, responsabile di circa il 2.5% delle emissioni globali di CO<sub>2</sub>.

Un'altra interessante sfida per il futuro dell'idrogeno viene dalla creazione degli *hub portuali* come centri di produzione di idrogeno, allo scopo di utilizzo in situ e come stazioni di rifornimento stradale e ferroviario.

Le aree portuali si prestano bene a questa tipologia di upgrade, data la loro posizione strategica e il grande utilizzo di energia richiesta. Questi possono costituire un punto di inizio importante verso la creazione di interi distretti metropolitani ad idrogeno e per questo motivo molti paesi stanno attualmente investendo nella trasformazione di aree portuali in veri e propri hub di produzione di idrogeno.

Tramite il progetto *HyTransPort.RTM* ad esempio è stata iniziata la transizione del porto di *Rotterdam* ad hydrogen hub, attraverso lo sviluppo e la costruzione di un nuovo gasdotto e la creazione di sinergia con aziende che intendono consumare o produrre idrogeno, invitate a collegarsi a questo gasdotto. Inizialmente il progetto è quello di instaurare una rete di scambio interno all'area portuale di Rotterdam, ma in seguito potrà essere il punto di partenza per trasportare l'idrogeno verde verso altre destinazioni del resto del paese.

Ad *Amburgo*, 12 aziende hanno deciso di formare l'*Hamburg Hydrogen Network* per ridurre di oltre un milione di tonnellate le emissioni di CO<sub>2</sub> tramite lo sviluppo dell'*hydrogen Hub* del porto della città.

Simili iniziative di sviluppo sono in fase di studio anche in UK, Belgio, Australia e altri.

In Italia Il progetto "*PORTS8*" ha l'obiettivo di realizzare un centro di produzione di idrogeno per l'utilizzo in loco e come stazione di rifornimento nell'area portuale di Porto Marghera (Venezia).

Tutti i progetti relativi alla creazione degli hub portuali hanno come target la produzione di idrogeno verde. Oltre a questo, lo sviluppo delle tecnologie di trasporto e stoccaggio rivestono un ruolo fondamentale nella creazione dell'hub e del distretto ad idrogeno.

I progetti degli hub portuali comprendono collegamenti con stazioni di rifornimento stradale o ferroviario e in questo senso lo sviluppo della tecnologia delle suddette stazioni rivestirà un ruolo cruciale nella sinergia di creazione di hub portuali e distretti ad idrogeno, anche stavolta in termini di vincoli tecnici, di sicurezza e di costi di produzione e di distribuzione.

### 6.4 Reti Esistenti per il Trasporto di Idrogeno in Blending con il Gas

Considerando gli sviluppi futuri e i piani di decarbonizzazione, il trasporto di H<sub>2</sub> nei gasdotti giocherà un ruolo fondamentale, e un aspetto chiave è la possibilità di utilizzare le infrastrutture di trasporto del gas naturale esistenti per essere adattate al trasporto H<sub>2</sub>.

In via preliminare sembra che il trasporto di miscele di gas naturale con contenuto di idrogeno inferiore al 10% in volume potrebbe essere fattibile nei sistemi di gasdotti di gas naturale con interventi limitati. Contenuti di idrogeno più alti, tuttavia, sembrano avere un grande impatto sui componenti del sistema, richiedendo interventi significativi.

Il collo di bottiglia più importante è legato all'utilizzo dei gradi di acciaio al carbonio normalmente utilizzati per i gasdotti di trasmissione del gas naturale. La maggior parte delle fonti della letteratura riporta una maggiore suscettibilità all'infragilimento da idrogeno per acciai di grado superiore a X52, con perdita di tenacità nell'acciaio per assorbimento dell'idrogeno e riduzione della vita a fatica, causando la crescita e la propagazione delle cricche.

Un altro componente chiave di un sistema di trasporto del gas sono le stazioni di compressione, attualmente dotate di compressori centrifughi, dove il limite per il contenuto di idrogeno nell'utilizzo di tali dispositivi è legato alla compatibilità dei materiali, all'efficienza di compressione, oltre che alla tenuta.

Con riferimento alle turbine esistono fundamentalmente due strategie per il design della camera di combustione:

- ridurre la reattività dell'idrogeno attraverso sistemi a diffusione (Diffusion Flame Combustion Chamber) e l'iniezione di acqua o vapore (Wet Low Emission, WLE) per ridurre emissioni di NOx,
- gestire la reattività dell'idrogeno con tecnologie tipo DLE (Dry Low Emission), che si avvalgono di diverse tecniche come pre-miscelazione, combustione a stadi o multi-combustori, etc. Lo sviluppo futuro è verso una combustione 100% H<sub>2</sub>DLE e lo stato attuale della tecnologia è tra il 5 e il 30% di H<sub>2</sub> con modelli di turbine Heavy Duty e Light Industries. Le turbine aeroderivative risultano più sensibili al blending di idrogeno (circa 5%) e sono in fase di sviluppo alcuni modelli che accettano un blending di idrogeno fino al 50%.

Altri componenti impattati nel caso di un incremento della percentuale di idrogeno nel blending con il gas:

- valvole
- misuratori di portata
- gas cromatografi
- sistemi di rilevamento perdite
- ecc.

A seconda della percentuale di blending, in via preliminare dal 10+30% fino al 100%, alcuni componenti avranno bisogno di essere adattati, sostituiti completamente con soluzioni che adottano nuove tecnologie.

## 6.5 Balance of Plant per Impianti di Elettrolisi

Quando si guarda ad un sistema di elettrolisi di grande capacità, esso è un vero e proprio impianto, e non un semplice modulo, infatti l'impianto di elettrolisi è costituito in parte dalla tecnologia elettrochimica mentre la restante parte, quella più significativa, il cosiddetto Balance of Plant (BoP) prevede sistemi e componenti che fanno parte della comune impiantistica industriale, come ad esempio:

- separatori gas/liquido
- gas cooler/condenser
- pompe dell'acqua di alimento, acqua demi e pompe di ricircolo elettrolita (per tecnologia alcalina)
- tubazioni idrogeno, ossigeno, acqua ed elettrolita
- valvole e strumentazione
- sistemi di automazione e controllo
- misuratori di portata di H<sub>2</sub>
- analizzatori concentrazione O<sub>2</sub> in H<sub>2</sub> ed H<sub>2</sub> in O<sub>2</sub>
- sistemi di deidratazione e de-ossidazione
- unità di purificazione e demineralizzazione dell'acqua
- air cooler/chiller
- trasformatori e rettificatori AC/DC
- ecc.

Attualmente i fornitori di elettrolizzatori propongono unità con capacità di 20 MW con cui realizzare un impianto di elettrolisi, ma la maggior parte hanno referenze per impianti da 2+6 MW prevalentemente con tecnologia alcalina.

Lo sviluppo futuro è quello di considerare moduli con stack aventi capacità fino a 5 ed anche 20 MW e proporre impianti di elettrolisi basati su unità replicabili per costruire le diverse capacità richieste.

Per scalare le attuali capacità degli elettrolizzatori, accanto allo sviluppo di tecnologie elettrochimiche competitive ed efficienti energeticamente, è necessario sviluppare l'intera supply chain relativa a componenti e sistemi che si trovano a valle della stessa tecnologia elettrochimica, mirando all'ottimizzazione di soluzioni tecnico-impiantistiche per poter abbattere spazi e costi.

Nel nostro Paese sono presenti eccellenze con riferimento alle celle elettrochimiche assieme a piccole realtà produttive, collaborazioni e sinergie tra sviluppatori delle celle elettrochimiche e manifattura permetteranno di standardizzare componentistica, materiali e configurazioni di impianto con l'obiettivo di incrementare la capacità produttiva e ridurre il costo di investimento.

## Riferimenti e Fonti

- Assovetro, Documentazione Associazione (2021)
- Confindustria, “Piano di Azione per l’Idrogeno” (Settembre 2020)
- Energy Transitions Commission, “Electricity, Hydrogen & Hydrogenbased Fuels in a Zero-carbon Economy” (Luglio 2018)
- Energy Transitions Commission, “Mission Possible: Reaching Net-zero Carbon Emissions from Harder-to-abate Sectors” (Novembre 2018)
- ETIP-SNET, “Sector Coupling: Concepts, State-of-the-art and Perspectives” (Febbraio 2020)
- European Commission, “A Hydrogen Strategy for a Climate-neutral Europe” (Luglio 2020)
- Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking, “Hydrogen Roadmap Europe” (Gennaio 2019)
- Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking, “Use of Fuel Cells and Hydrogen in the Railway Environment” (Maggio 2019)
- H2IT (Associazione Italiana Idrogeno e Celle a Combustibile), “Priorità per lo Sviluppo della Filiera Idrogeno in Italia” (Novembre 2020)
- Hydrogen Council, “Hydrogen Insights” (Febbraio 2021)
- Hydrogen Council, “Path to Hydrogen Competitiveness: A Cost Perspective” (Gennaio 2020)
- Hydrogen Europe, “Strategic Research and Innovation Agenda-SRIA” (Luglio 2020)
- IEA, “Energy Technology Perspective” (Settembre 2020)
- IEA, “The Future of Hydrogen: Seizing Today’s Opportunities” (Giugno 2019)
- International Renewable Energy Agency- IRENA, “Innovation Outlook- Renewable Methanol” (Gennaio 2021)
- PNIEC – Piano Nazionale Integrato per l’Energia ed il Clima (Dicembre 2019)
- Rocky Mountain Institute, “Hydrogen’s Decarbonization Impact for Industry” (Gennaio 2020)
- RSE, “Idrogeno, un Vettore Energetico per la Decarbonizzazione” (Febbraio 2021)
- Snam, McKinsey, “The Hydrogen Challenge: The Potential of Hydrogen in Italy” (Ottobre 2019)

## Acronimi

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
APU	Auxiliary Power Unit
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
ARPA	Agenzia Regionale Protezione Ambiente
ATLAS-H2	Advanced Metal Hydride Tanks for Integrated Hydrogen Applications
ATR	Autothermal Reformer
AWE	Alkaline Water Electrolysis
BAU	Business As Usual
BEV	Battery Electric Vehicle
BoP	Balance of Plant
CCGT	Combined Cycle Gas Turbines
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture Use
CCUS	Carbon Capture Use and Storage
CEER	Council of European Energy Regulators
CEF	Connecting Europe Facility
CHP	Combined Heat and Power
CNG	Compressed Natural Gas
CPO	Catalytic Partial Oxidation
CTR	Comitato Tecnico Regionale
DC	Direct Current
DLE	Dry Low Emissions
DOE	Department of Energy (USA)
DRI	Direct Reduced Iron
DSO	Distribution System Operators
EAF	Electric Arc Furnace
EEA	European Economic Area
EHSP	European Hydrogen Safety Panel
E-SMR	Electric Steam Methane Reforming
FC	Fuel Cell
FCEB	Fuel Cell Electric Buses
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicles
FCH	Fuel Cell and Hydrogen
FER	Fonte Energie Rinnovabili
GDP	Gross Domestic Product
GFCS	Generic Fuel Cell System
GHR	Gas Heated Reformer
GHG	Green House Gas
GN	Gas Naturale
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GSE	Gestore Servizi Energetici

HBI	Hot Briquette Iron
HIAD	Hydrogen Incidents and Accidents Database
HDV	Heavy Duty Vehicles
HYSTORY	Hydrogen Storage in Hydrides for Safe Energy Systems
HRS	Hydrogen Refueling Station
ICE	Internal Combustion Engine
IMO	International Maritime Organization
INEA	Innovation and Networks Executive Agency
IPCEI	Important Projects of Common European Interest
K-Gas	ex CPO - Catalytic Partial Oxidation
LCA	Life Cycle Assessment
LCOH <sub>2</sub>	Levelised Cost of H <sub>2</sub>
LHV	Lower Heating Value
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier
MCFCs	Molten-Carbonate Fuel Cells
MISE	Ministero dello Sviluppo Economico
MPG	Multi-Purpose Gasification
MUR	Ministero Università e Ricerca
NECP	National Energy and Climate Plan
NG	Natural Gas
OEM	Original Equipment Manufacturer
PCCC	Proton Conducting Ceramic
PDA	Project Development Assistance
PEC	Photo-Electrochemical Cells
PEM	Proton Exchange Membrane
PMI	Piccole e Medie Imprese
PNRR	Piano Nazionale per la Ripresa e la Resilienza
POx	Ossidazione Parziale non Catalitica
PSA	Pressure Swing Adsorption
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquids
PV	PhotoVoltaic
R&S	Ricerca & Sviluppo
RFF	Resources for the Future
RO-RO Vessel	Roll-on/roll-off Vessel
SCT	Short Contact Time
SMR	Steam Methane Reforming
SR	Steam Reformer
SOEC	Solid Oxide Electrolysis Cell

SOFCs	Solid Oxide Fuel Cells
STC	Solar Thermochemical Cycle
SVC	Catene Strategiche di Valore
TAR	Catrame
TCO	Total Cost of Ownership
TFUE	Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea
TIC	Tecnologie dell'Informazione e delle Comunicazioni
TRL	Technology Readiness Level
TSO	Transmission System Operators
WGS	Water Gas Shift
WLE	Wet Low Emissions
WTH2	Waste to H2