

PIANO D'AZIONE PER L'IDROGENO

Settembre 2020



CONFINDUSTRIA

Piano d'azione per l'idrogeno

Coordinatore di progetto:
Massimo Beccarello

Project Manager:
Andrea Andreuzzi

*Analisi e proposte elaborate grazie al contributo delle associazioni e
delle aziende del sistema Confindustria*

Sommario

1. Strategia per l'idrogeno: obiettivi e opportunità per l'Italia e l'Europa.....	3
1.1. L'idrogeno nelle strategie europee.....	4
1.1.1. A Clean Planet for All.....	4
1.1.2. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe.....	8
1.1.3. EU Strategy for Energy System Integration.....	14
1.2. Analisi delle opportunità dell'idrogeno in Italia.....	15
1.2.1. Le attuali politiche italiane nel campo dell'idrogeno.....	16
1.2.2. Scenari di sostenibilità economica per l'Idrogeno in Italia.....	19
2. Confronto internazionale: piani e strategie degli altri Paesi.....	23
2.1. La strategia tedesca dell'idrogeno.....	24
2.2. La strategia olandese dell'idrogeno.....	26
2.3. La strategia francese dell'idrogeno.....	29
2.4. Altre strategie e piani sull'idrogeno.....	31
3. Status quo: barriere allo sviluppo di una filiera integrata.....	33
3.1. Le tecnologie per l'idrogeno.....	34
3.2. Barriere allo sviluppo di una filiera integrata.....	37
4. Futuri campi d'applicazione: potenziali mercati e implicazioni attese.....	41
4.1. Evoluzione dei costi di generazione e analisi degli scenari di maturità tecnologica.....	42
4.2. Futuri campi di applicazione.....	43
4.2.1. Valutazione dei cluster industriali per un primo sviluppo dell'idrogeno.....	43
4.2.2. L'uso di idrogeno per gestire i picchi di domanda di energia.....	47
4.3. Implicazioni attese sul sistema energetico.....	49
5. Piano d'azione: misure di policy necessarie per il successo della strategia.....	52
5.1. Supporto alla ricerca.....	53
5.2. Supporto alla produzione di idrogeno e suoi derivati.....	55
5.3. Sostegno alla domanda di idrogeno e suoi derivati.....	56
5.4. Aspetti normativi e regolatori.....	59
5.5. Promuovere una cultura dell'idrogeno.....	61

1. Strategia per l'idrogeno: obiettivi e opportunità per l'Italia e l'Europa

1.1. L'IDROGENO NELLE STRATEGIE EUROPEE

- 1.1.1. A CLEAN PLANET FOR ALL
- 1.1.2. A HYDROGEN STRATEGY FOR A CLIMATE-NEUTRAL EUROPE
- 1.1.3. EU STRATEGY FOR ENERGY SYSTEM INTEGRATION

1.2. ANALISI DELLE OPPORTUNITÀ DELL'IDROGENO IN ITALIA

- 1.2.1. LE ATTUALI POLITICHE ITALIANE NEL CAMPO DELL'IDROGENO
- 1.2.2. SCENARI DI SOSTENIBILITÀ ECONOMICA PER L'IDROGENO IN ITALIA

1. Strategia per l'idrogeno: obiettivi e opportunità per l'Italia e l'Europa

1.1. L'idrogeno nelle strategie europee

1.1.1. A Clean Planet for All

La strategia europea di lungo termine (Comunicazione della Commissione UE 773-2018) prevede il raggiungimento della *Carbon Neutrality* al 2050, attraverso un aumento dell'efficienza energetica e della generazione elettrica rinnovabile, una crescita dell'elettrificazione degli usi finali, un calo dei consumi di petrolio e carbone, una contrazione delle importazioni di gas naturale e l'aumento dei consumi di biometano e idrogeno prodotti in UE.

L'Unione Europea ha già intrapreso la modernizzazione e la trasformazione necessarie per giungere a un'economia climaticamente neutra e continuerà a guidare gli sforzi a livello mondiale in questa direzione. I cambiamenti climatici rappresentano però una minaccia globale e l'Europa, da sola, non può fermarli. È quindi indispensabile che cooperi con i paesi partner per consolidare i percorsi di riduzione delle emissioni di gas serra che sono coerenti con l'accordo di Parigi.

La visione della Commissione Europea a lungo termine è incentrata su un'Europa a zero emissioni nette di gas serra e permetterà agli Stati membri, alle imprese e ai cittadini di compiere scelte e adattare il percorso scelto alle diverse situazioni nazionali, alle dotazioni di risorse, all'innovazione industriale e alle preferenze dei consumatori.

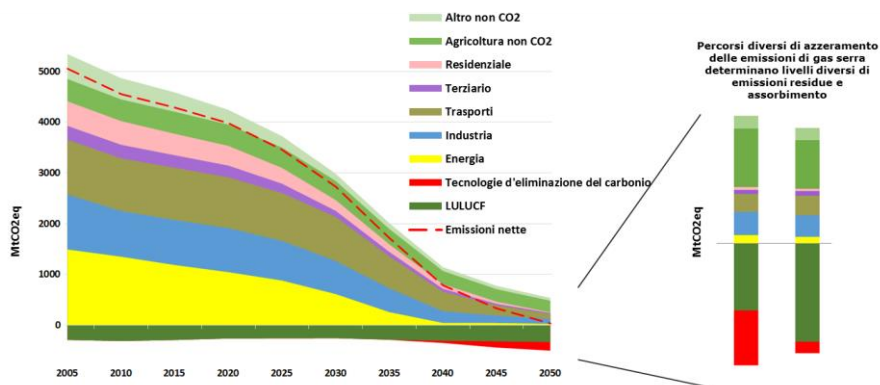
La transizione è resa oggi ancora più difficile dalle conseguenze economiche e sociali dell'emergenza sanitaria COVID-19 e sarà fattibile solo se socialmente equa, correlata a reali opportunità di crescita e fondata su efficienti opzioni tecnologiche. Il piano di ripresa dell'UE a valle della Pandemia è costituito da due strumenti, il fondo Next Generation EU (750 miliardi di euro) e un bilancio dell'UE rivisto (1.100 miliardi di euro), che completeranno il prossimo quadro finanziario pluriennale (MFF).

La somma totale degli stanziamenti per il periodo 2021-2027 sarà quindi di 1.850 miliardi di euro, e arriva a 2,4 trilioni di euro se si aggiungono gli investimenti previsti nel breve termine per le "reti di sicurezza" (safety nets). L'idrogeno è un settore chiave che dovrebbe ricevere sostegno nell'ambito dei piani di ripresa, soprattutto grazie alla sua capacità di rafforzare gli obiettivi a più lungo termine dell'Unione europea, come gli obiettivi di neutralità climatica e l'autonomia strategica dell'UE.

Il settore dell'idrogeno è esplicitamente menzionato più volte nell'insieme delle comunicazioni della Commissione e, nell'ambito degli attuali piani, esso è destinato a figurare in primo piano in molti dei vari programmi.

Figura 1
Traiettoria delle emissioni di gas serra EU in uno scenario a 1,5 C

Fonte: Comunicazione della Commissione Europea 773 del 2018



Sono stati definiti diversi scenari in funzione dell'evoluzione tecnologica attesa nei prossimi anni e delle scelte strategiche che gli Stati Membri potranno seguire, con l'obiettivo finale di contribuire a mantenere l'aumento della temperatura globale entro i limiti fissati nell'accordo di Parigi del dicembre 2015. Si possono in particolare raggruppare gli scenari in tre categorie:

- La prima categoria affronta l'ambizione ben al di sotto dei 2 gradi centigradi, con l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas a effetto serra nel 2050 di circa l'80% rispetto al 1990. In questa categoria vengono valutati cinque diversi scenari, considerando portafogli differenziati di opzioni di decarbonizzazione:
 - a. **Lo scenario ELEC** si basa sul passaggio dall'uso diretto dei combustibili fossili all'elettricità;
 - b. **Lo scenario H2** si basa su un passaggio all'idrogeno;
 - c. **Lo scenario P2X** si basa su un passaggio agli e-fuels (chiamati anche "power to X");
 - d. **Lo scenario EE** si basa su un rafforzamento delle misure di efficienza energetica;
 - e. **Lo scenario del CIRC** si basa sull'adozione dell'economia circolare.
- Tutti i precedenti scenari integrano un forte miglioramento dell'efficienza energetica e degli sviluppi delle energie rinnovabili, nonché miglioramenti nell'efficienza dei sistemi di trasporto, che va ben oltre i presupposti dello scenario di base. Inoltre, tre di questi scenari sono guidati da vettori di energia decarbonizzati ed esaminano l'impatto del passaggio dall'uso diretto dei combustibili fossili ai vettori ad emissioni di carbonio zero o neutrali, vale a dire elettricità (ELEC), idrogeno (H2) ed e-fuel (P2X), al fine di soddisfare il livello prescritto di ambizione. Gli altri due scenari esaminano in quale modo misure più severe di efficienza energetica (EE) o la transizione verso un'economia più circolare (CIRC) possano garantire la riduzione delle emissioni desiderata. Anche se non vengono poste restrizioni ad alcuna tecnologia o combustibile, ogni scenario si presume abbia alcuni vantaggi nel facilitare l'assorbimento di qualche percorso tecnologico specifico. Ad esempio, lo scenario dell'economia circolare (CIRC) presuppone la standardizzazione del materiale riciclabile e dei sistemi migliorati per la raccolta dei rifiuti, mentre lo scenario dell'idrogeno

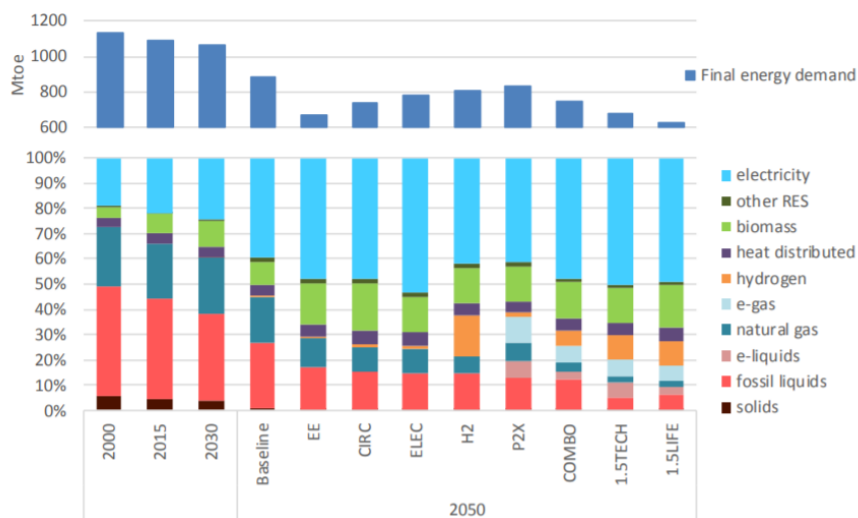
(H2) presuppone lo spiegamento tempestivo dell'infrastruttura e la distribuzione dell'idrogeno necessarie anche attraverso la rete di gas.

- La seconda categoria è costituita da uno scenario che funge da ponte tra le altre due categorie principali esplorate. Combina le azioni e le tecnologie dei cinque scenari precedenti, basandosi – ma solo in misura limitata – su tecnologie ad emissioni negative e ponendo la digitalizzazione come fattore abilitante forte. Lo scenario COMBO porta riduzioni di GAS serra dell'80%, escludendo il settore LULUCF (*Land use, land-use change and forestry*). Compreso il bacino di carbonio LULUCF nell'analisi si ottiene una riduzione complessiva in aumento in media di 4 punti percentuali. Ciò si traduce in una riduzione delle emissioni nette di gas a effetto serra (compreso LULUCF) nel 2050 vicino al 90% rispetto al 1990. Lo scenario mira a identificare fino a che punto possiamo spingerci nella riduzione delle emissioni combinando soluzioni tecnologiche e opzioni valutate negli scenari che raggiungono una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dell'80%, con una piccola dipendenza dalle tecnologie negative delle emissioni e senza modifiche alle preferenze dei consumatori.
- La terza categoria di scenari consente di ridurre ancora di più le emissioni, raggiungendo le emissioni nette di gas a effetto serra zero entro il 2050 e perseguendo così gli sforzi per contenere l'aumento della temperatura globale al di sotto di 1,5 gradi centigradi. In questa categoria, le emissioni rimanenti che non possono essere attenuate entro il 2050 devono essere bilanciate con emissioni negative, anche tramite LULUCF. Uno scenario (1.5TECH) mira ad aumentare ulteriormente il contributo di tutte le opzioni tecnologiche compreso l'impiego di biomassa e si basa maggiormente sulla cattura e stoccaggio del carbonio (CCS) al fine di raggiungere emissioni nette di zero nel 2050. Il secondo scenario (1.5LIFE) si basa meno sulle opzioni tecnologiche e più sui cambiamenti delle preferenze dei consumatori e del loro stile di vita per raggiungere una economia completamente circolare. Allo stesso modo, l'aumento della consapevolezza climatica dei cittadini dell'UE si traduce nei cambiamenti di stile di vita e nelle scelte dei consumatori più vantaggiose per il clima. Questi includono il proseguimento della tendenza dei consumatori dell'UE verso comportamenti meno ad alta intensità di carbonio, la *sharing economy* nei trasporti, la limitazione della crescita della domanda di trasporto aereo e un uso più razionale della domanda di energia per il riscaldamento e il raffreddamento. Entrambi gli scenari hanno ulteriori incentivi per migliorare il *sink* LULUCF, ma questo incentivo è molto più forte nello scenario 1.5LIFE.

Mentre gli scenari della terza categoria raggiungono la neutralità climatica al 2050, tutti gli scenari della prima e della seconda categoria continuano a intraprendere sforzi per ridurre le emissioni anche dopo il 2050, determinando una tendenza alla diminuzione delle emissioni di gas a effetto serra verso le emissioni nette di gas a effetto serra zero.

Figura 2
Proiezioni dei diversi
vettori energetici nei
consumi finali

Fonte: EU Long Term Strategy



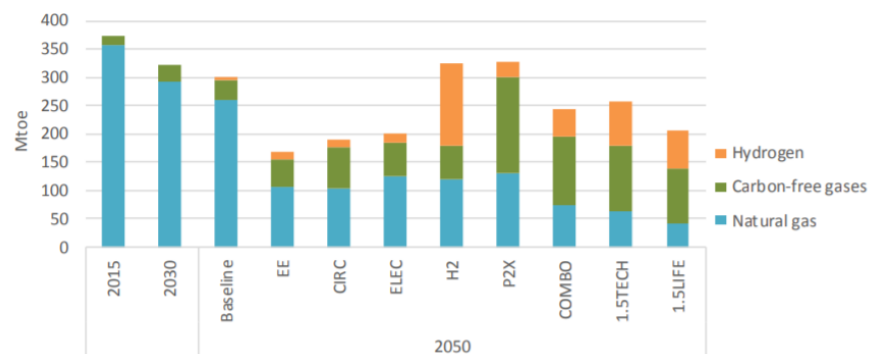
Con particolare riferimento ai combustibili gassosi, la strategia di lungo termine mostra una grande variabilità in relazione ai diversi scenari. Questa incertezza rappresenta sicuramente una sfida per pianificare la transizione energetica e, in particolare, nel pianificare il futuro dell'infrastruttura del gas. Nel lungo termine, le emissioni del gas naturale diventano sempre più incompatibili con gli obiettivi climatici. A seconda del settore, il gas naturale può essere sostituito da forme di gas a emissioni zero (biogas/biometano, e-gas da rinnovabili) o eventualmente da idrogeno (H₂), che può sostituire *tout court* alcuni usi tradizionali del gas ma necessita lo sviluppo di adeguamenti tecnologici per abilitare le applicazioni industriali.

Il consumo di gas naturale (escluso il consumo non energetico) risulta essere fortemente ridotto entro il 2050 in tutti gli scenari della Commissione Europea, passando dai 345 Mtoe nel 2015 a 273 Mtoe nel 2030 e ancora minore al 2050.

Nella maggior parte dei casi, il gas naturale continuerà ad essere consumato nella generazione dell'energia elettrica (associato alla CCS nei casi di riduzione più forte delle emissioni), mentre una parte residua significativa del consumo di gas naturale si riferirà al fabbisogno non energetico (chimica organica). Alla riduzione del gas naturale nei consumi farà da contraltare un aumento dei green gas, fra cui l'idrogeno.

Figura 3
Consumi di combustibili
gassosi

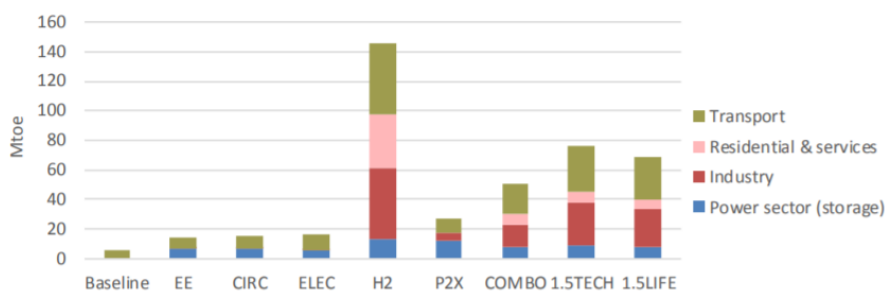
Fonte: EU Long Term Strategy



Nella strategia sono infatti considerati i nuovi vettori per applicazioni in ambito energetico e industriali, in particolare dove è difficile sostituire i combustibili fossili a causa delle proprietà chimiche e fisiche ricercate. L'idrogeno e i suoi derivati del carbonio ottenuti con reazione con CO₂ come *e-gas* (e-CH₄) e *e-liquid* sono considerati come possibili opzioni per la decarbonizzazione dei trasporti, degli edifici o dell'industria. Questi nuovi vettori, per essere considerati a loro volta privi di carbonio, dovranno fare affidamento in particolare sulla disponibilità di elettricità priva di carbonio.

Nella maggioranza degli scenari energetici tecnologicamente agnostici, l'uso dell'idrogeno si sviluppa nel settore industriale *hard to abate* (prevalentemente acciaio, cemento, carta e alluminio per le elevate temperature richieste o ammoniaca, fertilizzanti, raffinazione e plastica per l'impegno come materia prima), nei trasporti (prevalentemente mezzi pesanti a lungo raggio per i quali l'opzione dell'elettrificazione è meno efficace, ma potenzialmente anche bus, veicoli commerciali leggeri, treni, mezzi di movimentazione merci e auto di media/grande taglia¹) e, in modo minore, nel settore elettrico (considerando le opportunità connesse allo stoccaggio giornaliero e/o stagionale offerte dal vettore) e nel comparto residenziale e terziario.

Figura 4
Prospettive sul consumo di idrogeno per settore
 Fonte: EU Long Term Strategy



1.1.2. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe

La Commissione Europea ha recentemente presentato la **Strategia europea dell'idrogeno**, in cui è prevista la diffusione di idrogeno rinnovabile nel lungo periodo (idrogeno verde prodotto attraverso elettrolisi alimentata da fonti rinnovabili o mediante *reforming* di biogas se conforme ai requisiti di sostenibilità) e 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) nella fase di transizione. Resta completamente escluso invece l'**idrogeno grigio**, da combustibili fossili senza CCS e con un impatto rilevante a livello emissivo, che rappresenta attualmente la maggior parte dell'idrogeno prodotto. **Risulta opportuno prendere in considerazione tutte le soluzioni che contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi dell'UE in materia di energia,**

¹ I costi tecnologici per lo sviluppo e la produzione di veicoli commerciali ad alimentazione Fuel Cell non risultano minori rispetto a quelli ad alimentazione Full Electric, a parità di tipologia di veicolo ma la tecnologia FCEV – in ragione del minor ingombro e minor peso del pacco batterie, della migliore capacità di immagazzinaggio dell'energia e dei tempi nettamente inferiori di ricarica – consente un utilizzo più idoneo del mezzo commerciale, rispetto all'analoga versione BEV, laddove è richiesta una autonomia medio-elevata (oltre 350-400 Km) e missioni "weight intensive", ossia ad elevata incidenza in termini di rapporto peso/capacità.

ambiente, clima e economia circolare al fine di assicurare un approccio olistico e neutrale sotto il profilo tecnologico e condizioni di parità sul mercato.

La nuova Strategia europea per l'idrogeno, *"A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe"*, definisce un percorso comune europeo per incentivare l'uso dell'idrogeno, in considerazione degli obiettivi del Green Deal europeo e dell'obiettivo a lungo termine di decarbonizzazione al 2050. Il ruolo dell'idrogeno è in continua crescita soprattutto in determinati settori industriali *hard to abate*, nei trasporti (in primis pesanti e a lungo raggio) poiché può contribuire a decarbonizzare settori per i quali l'elettrificazione non rappresenta una soluzione efficiente². Negli altri settori, come ad esempio, il riscaldamento degli edifici residenziali e commerciali, l'impiego dell'idrogeno viene posto in relazione allo sviluppo delle "Hydrogen Valleys", almeno fino al 2030. Tuttavia, **le due sfide principali restano i costi ancora elevati di produzione e la domanda piuttosto bassa**. Oggi, l'idrogeno rappresenta infatti una frazione modesta del mix energetico globale e dell'UE ed è ancora in gran parte prodotto da combustibili fossili, in particolare dal gas naturale o dal carbone, con conseguente rilascio di 70-100 milioni di tonnellate di CO₂ all'anno nell'UE. In questo senso l'UE intende promuovere la creazione di un mercato efficiente per l'idrogeno, che ne aumenti la quota nel mix energetico europeo dall'attuale 2% al 13-14% entro il 2050. Inoltre, l'idrogeno può offrire **maggiore flessibilità e capacità di stoccaggio di lungo termine per il settore elettrico** (tramite *sector coupling*) e **migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti energetici dell'UE**, portando ad una minore dipendenza dai tradizionali esportatori di combustibili fossili, nel caso di matrici di origine di natura domestica.

La priorità della Commissione è sviluppare idrogeno pulito e rinnovabile, prodotto utilizzando principalmente l'energia rinnovabile, opzione compatibile con l'obiettivo di neutralità climatica dell'UE a lungo termine, oltre ad essere la **più coerente con un sistema energetico integrato**. Tuttavia, in particolar modo nella fase di transizione a breve e medio termine, sono considerate necessarie altre forme di idrogeno a basse emissioni di carbonio per ridurre rapidamente le emissioni derivanti dalla produzione di idrogeno esistente e sostenere lo sviluppo di un mercato sostenibile su scala significativa ma questo non dovrebbe tradursi in *stranded asset*.

Per indirizzare il sostegno alle più pulite tecnologie disponibili, la Commissione si adopererà per introdurre una terminologia e una certificazione complete, per definire le energie rinnovabili e altre forme di idrogeno. Si baserà sulle emissioni di carbonio del ciclo di vita, ancorate alla legislazione esistente in materia di clima ed energia, e in linea con la tassonomia dell'UE per gli investimenti sostenibili.

² La minor efficacia economica dell'opzione tecnologica dell'elettrificazione applicata ai veicoli commerciali è riconducibile soprattutto al Total Cost of Ownership (TCO), non tanto al costo iniziale di investimento.

Nella comparazione FCEV vs. BEV, i fattori che impattano positivamente sul TCO dei veicoli commerciali sono soprattutto i seguenti:

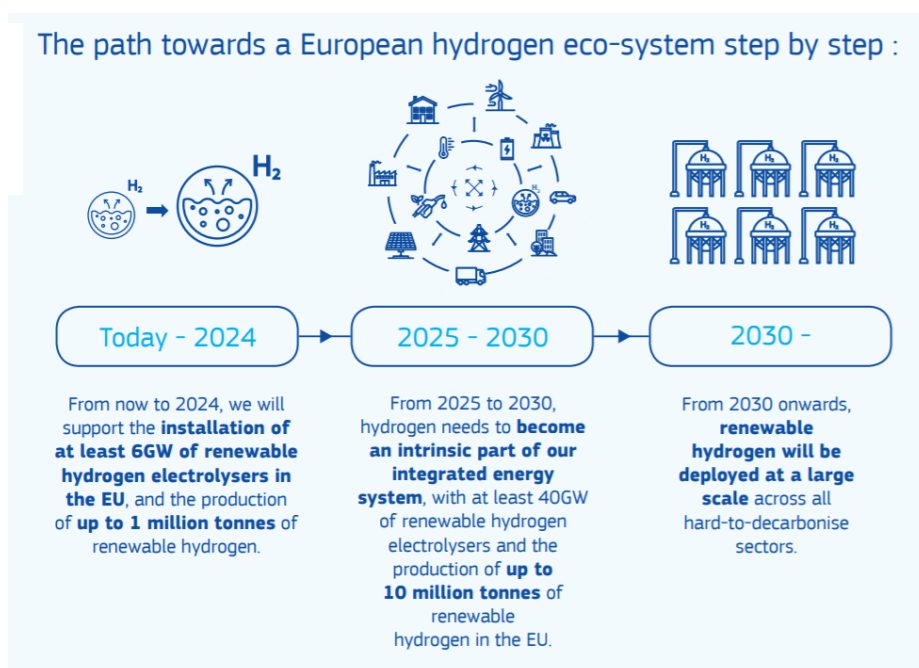
- ✓ i tempi di ricarica nettamente inferiori, che comportano timing molto più contenuti di fermo-veicolo
- ✓ la maggiore autonomia (fino a 3 volte in più, a parità di tipologia e peso trasportato), che comporta la possibilità di ottimizzare i cicli logistici in relazione alla capacità del mezzo, senza effettuare troppe soste per il rifornimento

La strategia europea definisce una tabella di marcia, suddivisa in tre fasi, lungo cui stabilire una traiettoria di sviluppo graduale per l'idrogeno.

- In una **prima fase (2020-2024)** l'UE dovrebbe **decarbonizzare l'attuale produzione di idrogeno**, con almeno 1 milione di tonnellate di idrogeno rinnovabile e l'installazione di almeno 6 GW di elettrolizzatori. In questa fase occorre potenziare la fabbricazione di elettrolizzatori, anche di grandi dimensioni (fino a 100 MW). Gli elettrolizzatori potrebbero essere installati accanto ai centri di domanda esistenti, quali grandi raffinerie o impianti siderurgici e chimici, e idealmente sarebbero allacciati a fonti locali di energia elettrica rinnovabile. Saranno altresì necessarie infrastrutture per la cattura e l'uso di CO₂ per facilitare determinate forme di idrogeno a basse emissioni di carbonio. Questa fase sarebbe agevolata anche da un quadro normativo adeguato, soprattutto in merito agli aiuti di Stato.
- Durante la **seconda fase (2025-2030)** l'idrogeno verde dovrebbe diventare **una parte sostanziale del sistema energetico europeo**, con un minimo di 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile entro il 2030 e 40 GW di elettrolizzatori installati (a cui si sommeranno ulteriori 40 GW installati al di fuori dell'Unione Europea). In questa fase l'idrogeno potrebbe già avere mercato sufficiente per sviluppare domanda industriale, come la siderurgia, ampliarne l'uso nei trasporti pesanti e bilanciare i sistemi elettrici basati sulle rinnovabili, anche con lo sviluppo di cluster ed ecosistemi regionali autonomi (cd. *Hydrogen Valleys*). **Gli investimenti in elettrolizzatori al 2030 raggiungerebbero i 24-42 Mld€**. L'infrastruttura gas dovrebbe essere utilizzata in parte per fornire l'idrogeno su lunghe distanze e sviluppare strutture di stoccaggio adeguate. Nello stesso periodo, sarebbero necessari **220-340 miliardi di euro per aumentare e collegare direttamente 80-120 GW di capacità di produzione di energia solare ed eolica per fornire l'elettricità necessaria agli impianti di elettrolisi**. Gli investimenti **nell'adeguamento della metà degli impianti esistenti** con la cattura e lo stoccaggio del carbonio (CCS) sono stimati in circa **11 miliardi di euro**. Saranno inoltre necessari investimenti per 65 miliardi di euro per il trasporto, la distribuzione e lo stoccaggio dell'idrogeno e per le stazioni di rifornimento di idrogeno.
- Infine, nella **terza fase (2030-2050)** le tecnologie per l'idrogeno verde dovrebbero essere mature a sufficienza per uno sviluppo su larga scala, contribuendo in modo sostanziale alla decarbonizzazione dell'UE entro il 2050. In questa fase la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili si prevede accresciuta in modo sostanziale, poiché entro il 2050 circa un quarto potrebbe essere usata per produrre idrogeno rinnovabile. **Gli investimenti cumulati nell'idrogeno rinnovabile in Europa potrebbero raggiungere i 180-470 miliardi di euro entro il 2050 mentre quelli per l'idrogeno a basso tenore di carbonio potrebbero raggiungere i 3-18 miliardi di euro**.

Figura 5
Fasi di sviluppo della
Strategia Europea
dell'Idrogeno

Fonte: EU Commissione



La Commissione europea ritiene che l'alto livello di ambizione e la tabella di marcia a lungo termine richiedano un **piano d'investimenti** adeguato anche per l'adattamento dei **settori finali** al consumo di idrogeno e di combustibili a base di idrogeno. Ad esempio, sono necessari circa 160-200 milioni di euro per convertire ad idrogeno un tipico impianto siderurgico dell'UE arrivato alla fine del ciclo di vita. Nel settore dei trasporti su strada, l'implementazione di 400 stazioni di rifornimento di idrogeno su piccola scala (ulteriori rispetto alle 100 attuali) potrebbe richiedere investimenti per 850-1000 milioni di euro.

Per la definizione dettagliata dei progetti concreti su cui investire, la Commissione ha istituito anche una **Clean Hydrogen Alliance**, che **raccoglie rappresentanti delle autorità pubbliche, dell'industria dell'intera catena del valore e della società civile europea** (attualmente 500 membri). L'ente avrà il compito di definire il dettaglio operativo della prima fase (2020-2024) e lavorerà su sei pilastri (applicazioni residenziali, trasmissione e distribuzione, mobilità, produzione, applicazioni industriali, settore energetico), collegando fornitori e consumatori di idrogeno pulito. Per coordinare le politiche sull'idrogeno al resto della politica industriale europea, la **Clean Hydrogen Alliance** darà seguito anche alle raccomandazioni sull'idrogeno dello **Strategic Forum for Important Projects of Common European Interest (IPCEI)**.

La Strategia Europea sull'Idrogeno punta in particolar modo sulla necessità di investire nella ricerca per accrescere l'efficienza e ridurre i costi delle tecnologie. Numerosi programmi di finanziamento europei – soprattutto InvestEU, Fondo d'innovazione ETS, fondi strutturali, Just Transition Mechanism – contribuiranno allo sviluppo dell'idrogeno, soprattutto stimolando gli investimenti privati e dimostrazioni innovative. In particolare, fra i programmi R&S europei si segnalano l'IPCEI e la creazione della **Clean Hydrogen Partnership**, tra la Commissione europea e Hydrogen Europe, per il sostegno alla ricerca, lo

sviluppo e la dimostrazione di tecnologie innovative per ridurre i costi e aumentare la competitività dell'idrogeno. Sono considerate inoltre necessarie ulteriori campagne di ricerca per ottenere migliori e armonizzati standard di sicurezza, per valutare l'impatto ambientale delle tecnologie dell'idrogeno e per garantire la fornitura di materie prime critiche parallelamente alla riduzione, alla sostituzione, al riutilizzo e al riciclaggio delle stesse³.

L'aumento della domanda e dell'offerta di idrogeno richiederà probabilmente varie forme di sostegno, differenziate in linea con la visione di questa strategia per dare priorità allo spiegamento di idrogeno rinnovabile. Durante una fase di transizione, sarà necessario un adeguato supporto per l'idrogeno a basse emissioni di carbonio (cosiddetto idrogeno blu), questo non dovrebbe però portare ad attività bloccate ovvero al c.d. *lock-in effect*, ma andranno calibrati gli investimenti per evitare il rischio di *stranded asset*⁴.

Per **sviluppare una domanda sufficiente**, si prevede la creazione di quote di idrogeno verde in settori specifici dell'industria e dei trasporti (di merce e di persone), oppure una **percentuale minima di utilizzo, come già previsto dalla normativa europea per le rinnovabili**, senza che tale previsione vada ad inficiare la competitività dei singoli settori in ambito nazionale e comunitario. In particolare, l'idrogeno e i combustibili sintetici derivati dall'idrogeno, si prevede potrebbero penetrare in modo significativo in una più ampia gamma di settori dell'economia definiti *hard to abate*, quali ad esempio l'aviazione e il trasporto marittimo, la chimica per le materie prime impiegate (idrogeno) ed i processi ad alta intensità energetica come acciaio e cemento. Il biogas/biometano sostenibile può anche avere un ruolo nella sostituzione del gas naturale negli impianti di produzione di idrogeno con la cattura e lo stoccaggio del carbonio per creare emissioni negative, a condizione che si operi in linea con gli obiettivi di biodiversità e i principi indicati nella strategia UE 2030 per la biodiversità. Si tratta di una tecnologia già disponibile oggi, che dovrebbe essere promossa per abilitare un coinvolgimento del comparto agricolo.

Sul lato dell'offerta, l'UE intende creare un **ecosistema industriale sostenibile**, attraverso uno **standard comune** per promuovere la produzione di idrogeno in base alle emissioni GHG nell'intero ciclo di vita, in relazione ai benchmark già esistenti per ETS. Inoltre, la Commissione proporrà una **terminologia e dei criteri europei per certificare l'idrogeno verde**, sul modello delle "garanzie d'origine" (GOs) già previste dalla Direttiva sulle rinnovabili. Viene anche previsto l'adeguamento del *framework* legislativo e regolatorio per tenere conto dell'impatto dell'idrogeno: in particolare per la revisione dell'ETS potrebbe essere definito anche uno **sistema di contratto per differenza sul prezzo del carbonio (CCfD)**, simile a quello in uso per le aste delle rinnovabili, che potrebbe pagare la differenza fra un prezzo strike e il prezzo attuale del carbonio nelle aste ETS, così da coprire il differenziale fra l'idrogeno convenzionale e l'idrogeno

³ Tipicamente per lo sviluppo dell'idrogeno si utilizzano elementi rari e catalizzatori preziosi. Nell'ambito delle celle a combustibile si utilizza il platino, mentre nei processi a membrana si sta utilizzando il palladio. Sono elementi rari, ma meno pericolosi del Litio o di altri elementi utilizzati nei sistemi di stoccaggio a batteria.

⁴ Riferimento "Una strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra".

decarbonizzato. Applicato a livello nazionale o europeo, può essere sviluppato un framework per gli aiuti di Stato, di cui è già prevista revisione delle linee guida nel 2021. Secondo la strategia si potrebbero in particolare prevedere sistemi diretti e trasparenti di **sostegno al mercato** per l'idrogeno rinnovabile, allocati anche attraverso meccanismi competitivi. Il sostegno *market based* dovrebbe essere coordinato all'interno di un mercato trasparente, efficiente e competitivo dell'idrogeno e dell'elettricità che fornisca segnali di prezzo che premino gli impianti di elettrolisi per i servizi che forniscono al sistema energetico (ad esempio, servizi di flessibilità, aumento dei livelli di produzione rinnovabile, riduzione dell'onere da incentivi rinnovabili).

Sotto il profilo infrastrutturale, l'intenzione dell'UE è quella di concentrare gli strumenti regolatori (TEN-E e TEN-T) e finanziari europei (programma CEF) a sostegno di **progetti "a prova di futuro" che facilitino l'integrazione dei gas rinnovabili e contribuiscano efficacemente alla transizione energetica**. Il fabbisogno iniziale di infrastrutture per il trasporto di idrogeno rimarrà limitato in quanto la domanda sarà soddisfatta inizialmente dalla produzione in loco e in alcune aree dalla miscelazione con il gas naturale. La Strategia evidenzia che la miscelazione dell'idrogeno nella rete di gas naturale a una percentuale limitata può consentire la produzione decentralizzata di idrogeno rinnovabile nelle reti locali in una fase transitoria. La pianificazione delle infrastrutture di trasmissione dovrebbe quindi iniziare, ad esempio nei piani decennali di sviluppo della rete (TYNDP). Le decisioni di investimento dovranno considerare anche l'opportunità di riutilizzare gli elementi dell'infrastruttura del gas esistente per il trasporto transfrontaliero su larga scala di idrogeno. **Il riutilizzo può offrire l'opportunità di una transizione energetica economicamente vantaggiosa in combinazione con un'infrastruttura dedicata all'idrogeno di nuova costruzione (relativamente limitata)**. Per abilitare tale impiego delle reti si dovrà non solo valutare l'idoneità tecnica dei gasdotti, ma anche rivedere il quadro normativo per i mercati competitivi del gas decarbonizzato, definendo apposite **regole di accesso e gestione delle infrastrutture**: le pipeline esistenti di gas naturale sono gestite da operatori di rete che spesso non sono autorizzati a possedere, operare e finanziare reti a idrogeno. Per sviluppare un mercato liquido, la Commissione punta su massimizzare l'accessibilità delle infrastrutture, mantenendo un ruolo neutrale per gli operatori di rete. Sarà quindi necessario sviluppare norme di accesso dei terzi, norme chiare per collegare gli impianti di elettrolisi alla rete (tuttavia preservando schemi di distribuzione privata indipendentemente dal mezzo impiegato) e snellire gli ostacoli autorizzativi e amministrativi per ridurre gli oneri indebiti per l'accesso al mercato. Nel caso della distribuzione per messo del sistema del gas metano, un importante vincolo da imporre a chi volesse scambiare idrogeno in rete dovrebbe riguardare la purezza dello stesso.

Ulteriori regole uniformi a livello UE dovranno essere definite con riferimento al *blending* di idrogeno nelle reti gas. La miscelazione infatti modifica la qualità del gas che verrà consumato in Europa con impatti sulle infrastrutture di trasporto e distribuzione, sulle applicazioni finali e sull'interoperabilità dei sistemi transfrontalieri. Un impatto significativo è legato ad esempio all'ambito della misura: una composizione variabile della miscela dovrà esser misurata

costantemente al fine di garantire al consumatore finale la corretta fatturazione in funzione del PCS della miscela.

Saranno altresì necessarie regole chiare per le infrastrutture per la cattura e l'uso di CO₂ per facilitare la diffusione di alcune forme di idrogeno a basse emissioni di carbonio. Inoltre, saranno necessarie stazioni di rifornimento di idrogeno per la mobilità, partendo dal trasporto pubblico (autobus a celle a combustibile) e dai veicoli commerciali pesanti, in virtù del prossimo arrivo sul mercato di nuovi modelli FCEV.

Per concentrare gli sforzi economici ed evitare la proliferazione di regole non armonizzate nel settore, la Commissione europea intende infine ridisegnare anche le **partnership energetiche con i Paesi del vicinato e dell'Africa**, con iniziative strategiche dedicate, sul modello di quanto fatto con Stati Uniti e Giappone tramite l'**International Partnership for a Hydrogen Economy (IPHE)**. Inoltre, la Commissione intende sostenere l'idrogeno anche all'interno della comunità internazionale – CEM H21, UN-ECE, IMO, G20, IEA, IRENA – promuovendo investimenti tesi a rimpiazzare gradualmente le importazioni di combustibili fossili con l'idrogeno.

1.1.3. EU Strategy for Energy System Integration

Insieme alla strategia sull'Idrogeno la Commissione ha lanciato la **Strategia per l'integrazione del sistema energetico, "Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration"**, che inizialmente era previsto includesse anche la strategia per l'idrogeno. Questa strategia si basa su cinque pilastri (efficienza energetica, elettrificazione della domanda, uso di combustibili rinnovabili, adattamento mercati energetici, diversificazione delle fonti), con l'obiettivo di gestire la pianificazione e il funzionamento coordinato del sistema energetico nel suo insieme, attraverso tutte la catena del valore (vettori energetici, infrastrutture e consumatori). L'integrazione settoriale dovrebbe permettere di ridurre le emissioni di carbonio provenienti da settori difficilmente decarbonizzabili (es. trasporti, edilizia, processi industriali) grazie all'utilizzo di energie decarbonizzate, come l'elettricità a basse emissioni di carbonio o i gas rinnovabili in combinazione con tecnologie innovative.

Il documento propone di **applicare il principio di efficienza energetica come fondamento per la creazione di un sistema energetico più circolare**, per cui entro il 2021 la Commissione fornirà agli Stati membri delle linee guida specifiche su come rendere operativo questo principio in tutto il sistema energetico. Nell'ambito della revisione della Direttiva (UE) 2018/2022 sull'efficienza energetica (già prevista entro Q2 2021), verrà rivisto il fattore di energia primaria (PEF), per tenere conto dei risparmi di efficienza energetica derivanti dall'elettricità e dal calore rinnovabili.

La Commissione vuole anche **accelerare l'elettrificazione della domanda di energia**, che dovrebbe basarsi soprattutto sulle fonti rinnovabili; l'elettricità dovrebbe raggiungere una quota compresa tra il 40 e il 50% del consumo finale

di energia nell'UE entro il 2050, con una percentuale minima di rinnovabili nel mix di elettricità compresa di almeno 80-85%. In questo senso sarà pubblicata in ottobre 2020 la nuova Strategia europea in merito alle energie rinnovabili offshore. In particolare, il testo fa riferimento all'edilizia (*Renovation Wave*) con l'installazione di pompe di calore e ai trasporti, con due milioni di nuove stazioni di ricarica elettriche entro il 2025. Anche in questo caso la Commissione europea fornirà orientamenti agli Stati membri entro il 2021, con l'intenzione di ridurre gli oneri e prelievi sul costo dell'energia elettrica, anche attraverso la revisione della Direttiva 2003/96/CE sulla fiscalità energetica (già in programma).

Inoltre, la nuova strategia si concentra sulla **promozione di combustibili rinnovabili e a impatto carbonico quasi neutro**, come ad esempio biogas, biometano, biocarburanti, combustibili sintetici e, appunto, idrogeno blu e verde. La Commissione europea ha intenzione di istituire, entro giugno 2021, un **nuovo sistema di certificazione europeo per tutti i carburanti rinnovabili e a basse emissioni di carbonio**, basato in particolare su criteri di riduzione delle emissioni e di sostenibilità. In aggiunta, con l'obiettivo di potenziare le quote minime di idrogeno rinnovabile in alcuni settori di uso finale, come ipotizzato anche nella nuova Strategia europea per l'idrogeno, verranno proposte delle iniziative specifiche per stabilire **quote minime di carburanti rinnovabili nei trasporti**, soprattutto nei settori marittimo e aereo, e per creare entro il 2023 un **quadro normativo per certificare gli assorbimenti di carbonio**, per monitorare e verificarne l'autenticità.

La Commissione europea ha sottolineato la necessità di **adattamento dei mercati energetici europei alla decarbonizzazione**, allineando la tassazione energetica a livello UE e riducendo i sussidi diretti ai combustibili fossili, anche con la revisione delle linee guida sugli aiuti di Stato (già in corso). La strategia elenca anche le azioni necessarie per il **completamento e l'integrazione delle reti energetiche** – revisione dei regolamenti TEN-E nel 2020 e TEN-T nel 2021, revisione della governance di TYNDP e maggiori investimenti sul *district heating* – e la **digitalizzazione del settore energetico**, con un piano d'azione dedicato nel 2021, con codice di rete apposito per la cybersecurity nel settore elettrico e gli atti delegati sull'interoperabilità. In tal senso l'idrogeno potrà rappresentare una valida opzione nei prossimi anni. Gli analisti stimano che l'idrogeno pulito potrebbe soddisfare il 24% della domanda mondiale di energia entro il 2050, con vendite annue di 630 miliardi di dollari.

1.2. Analisi delle opportunità dell'idrogeno in Italia

L'idrogeno potrà svolgere un ruolo fondamentale sia in forma assoluta – attraverso un utilizzo sia diretto nei comparti industriali della chimica e della raffinazione come materia prima o nell'industria ad alta intensità energetica che richiede il riscaldamento ad altissime temperature (anche oltre 1000 °C) e/o agente riducente in acciaierie e come combustibile nella mobilità (in primis pesante a lungo raggio), sia indiretto, specialmente in una seconda fase in cui risulterà più abbondante ed a buon mercato, per la produzione di energia elettrica

e termica attraverso l'iniezione dell'idrogeno nella rete gas miscelato con il gas naturale o puro (100% H₂) - che trasformato nei combustibili liquidi a basse o nulle emissioni di carbonio (*Low Carbon liquid fuels*⁵). L'idrogeno, i biofuels idrogenati e i *fuels* sintetici prodotti a partire da esso potranno in particolare contribuire al rilancio della filiera automotive dopo l'emergenza sanitaria. L'idrogeno è un mezzo di accumulo ad alta densità energetica e potrà svolgere anche un ruolo nell'integrazione delle fonti rinnovabili nei sistemi energetici: adatto per 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), è una soluzione che permette di collegare tra loro le reti energetiche (*sector coupling*) e di trasferire l'eccesso di produzione da energie rinnovabili ad altri settori.

Ad oggi il consumo di idrogeno in Italia è quasi interamente limitato agli usi industriali nella raffinazione e nella chimica (ammoniaca) ed è prevalentemente di tipo grigio, si potrebbe partire quindi proprio da tali usi per sostituire l'idrogeno grigio con idrogeno sostenibile. 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, pari all'1% dei consumi finali di energia a livello nazionale (1.436 TWh) e corrispondente a circa 480,000 t/anno, di cui circa 8,500 t/anno risultano commercializzati in bombole e in apposite tubature⁶.

1.2.1. Le attuali politiche italiane nel campo dell'idrogeno

Nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima viene preso in considerazione l'idrogeno, in particolare quello prodotto utilizzando energia elettrica da fonti rinnovabili, evidenziando come sia ottenibile da tecnologie attualmente disponibili sul mercato e permetta lo sviluppo di soluzioni di accumulo innovative quali il **power to gas**. Inoltre, l'immissione in rete di idrogeno senza destinazione specifica di uso viene considerata una soluzione per rendere più sostenibili le reti esistenti e **sfruttare l'infrastruttura del gas naturale**.

In particolare, viene previsto che si potrà ottenere un incremento della **diversificazione delle fonti di approvvigionamento e quindi della sicurezza energetica**, attraverso l'ottimizzazione dell'uso delle **infrastrutture gas esistenti** e lo sviluppo del mercato del **GNL** e l'incremento in rete di **quote crescenti dei gas rinnovabili** (biometano, metano sintetico e a tendere **idrogeno**).

Nel Piano del Governo viene considerata la necessità di investire nella ricerca nei prossimi anni, indirizzando gli sforzi verso il miglioramento delle prestazioni e dei costi degli elettrolizzatori, oltre che verso **l'iniezione controllata di quantità crescenti di idrogeno all'interno delle reti gas**.

⁵ I *low carbon liquid fuels* presentano emissioni di CO₂ virtualmente prossime allo zero e la tecnologia per la loro produzione è abbastanza matura e già in grado di essere industrializzata. In tale ambito un ruolo determinante che potranno avere le raffinerie, anche a beneficio di altri comparti industriali agendo come hub energetici a sostegno dello sviluppo e della produzione di idrogeno clean e low carbon. Nel contesto dell'integrazione del settore energetico, le raffinerie potranno operare nei cluster industriali fornendo una gamma di energie e prodotti a basse emissioni di carbonio, svolgendo un ruolo chiave nella gestione delle emissioni di CO₂ all'interno di tali cluster implementando schemi comuni di CCS e di CCU.

⁶ Fonte: Assogastecnici.

Sono allo studio anche soluzioni che in futuro prevedano due **infrastrutture separate** (una al 100% di idrogeno e un'altra con la miscela) in funzione del livello di maturità dei mercati. Soluzioni di generazione on-site con collegamento diretto all'utenza (anche tramite trasporto veicolare) saranno complementari a tali infrastrutture (ad esempio, come indicato dalla Strategia UE, in agglomerati industriali e zone costiere riadattando collegamenti già esistenti).

L'unico target per il settore è compreso nelle previsioni che riguardano il settore trasporti stradali, ove peraltro si considera la necessità di investire nelle infrastrutture di rifornimento. Il PNIEC, in particolare, prevede che **dall'idrogeno si otterrà circa l'1% del target FER per i trasporti, che equivale a circa 21.132 tonnellate di green hydrogen⁷**. Il PNIEC all'interno di questo 1% propone che una indicazione di uso differenziato potrebbe essere 0,8% di immissione in rete di gas tal quale o ritrasformato in metano e un modesto 0,2% per uso diretto in auto, bus e treni. Questo implica che solo lo 0,2% dell'idrogeno prodotto sarà utilizzato in maniera diretta e destinato a veicoli a celle a combustibile mentre il restante 0,8% immesso in rete e quindi poi riutilizzato sotto forma di miscela idrogeno-metano negli usi finali. L'idrogeno destinato a uso diretto è quindi pari a 4.230 tonnellate di H₂ all'anno.

Tabella 1
Produzione di idrogeno rinnovabile prevista nel PNIEC

Fonte: Elaborazioni su dati MISE

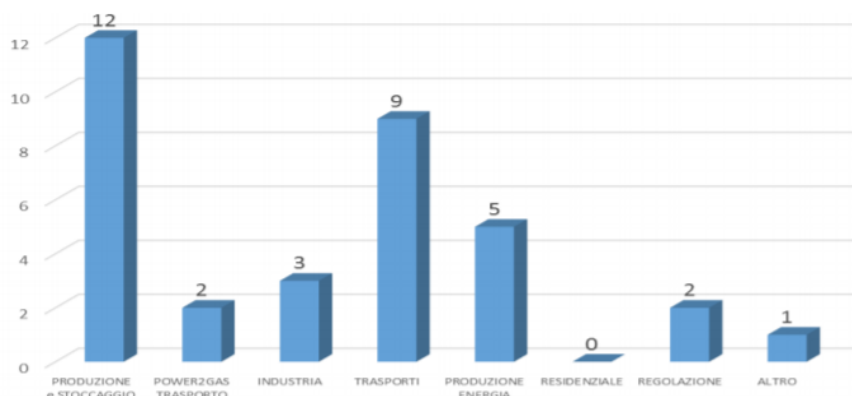
FER TRASPORTI	Target 1%	IDROGENO VERDE
6.051.000 Tep	60.510 Tep	703,7 GWh
		21.132 Ton H ₂

Le Aziende italiane sono già oggi altamente competitive nella produzione di tecnologie per l'idrogeno pulito e sono ben posizionate per beneficiare di uno sviluppo globale dell'idrogeno pulito come vettore energetico.

Nell'ambito dei tavoli tematici organizzati presso il Ministero dello Sviluppo Economico è stato approfondito il possibile ruolo dell'idrogeno e sono stati trasmessi 8 progetti dal mondo della ricerca (27% delle proposte raccolte) e 22 proposte nell'ambito dei diversi settori industriali, di cui una buona parte ricadenti in sperimentazioni già in essere, e quindi con un orizzonte operativo di breve/medio periodo.

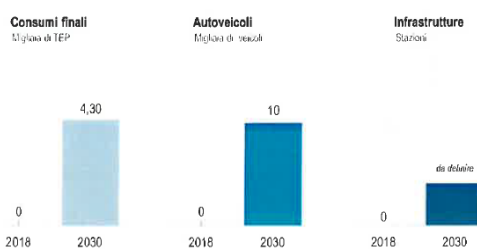
⁷ Fattore di conversione utilizzato per idrogeno 1kg=33,3 kWh considerando un'efficienza dell'elettrolizzatore pari al 100%. Considerando l'efficienza degli elettrolizzatori ad oggi in commercio (circa 60%) il rapporto porterebbe equivalere a 1kg=55.5 kWh.

Figura 6: Progetti industriali per settore presentati al Tavolo Idrogeno del MiSE
Fonte: MiSE



All'interno del tavolo che si interessa della mobilità sostenibile presso il MiSE è stato invece affrontato il tema relativo alle evoluzioni attese dei consumi di idrogeno nel settore dei trasporti. Nelle proiezioni del Governo i consumi finali di idrogeno per autoveicoli al 2030 saranno pari a 4.300 Tep, corrispondenti a circa 10.000 veicoli. Non sono stati invece ancora quantificati i fabbisogni infrastrutturali in relazione alle stazioni di rifornimento.

Figura 7: Evoluzione degli autoveicoli a idrogeno negli scenari del Tavolo Trasporti MiSE
Fonte: MiSE



Opportunità

- Sfruttamento **idrogeno verde** per la decarbonizzazione del settore trasporti (sinergia con piano FER)
- Sfruttamento delle potenzialità dell'elevata intensità energetica dell'**idrogeno liquido**
- Zero emissioni** allo scarico

Sfide

- Ad oggi, **lontano** dalla **competitività** di mercato
- Definizione modalità di **approvvigionamento**
- Diffusione veicoli** vs infrastrutturazione
- Definizione **migliore opportunità**: competizione o sinergia con altre motorizzazioni (es. GNC)?

L'Italia ha recepito la Direttiva Europea per la realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi (DAFI) n. 94 del 2014 con il Decreto Legislativo del 16 dicembre 2016, n. 257 e si è impegnata a realizzare l'infrastruttura per i combustibili alternativi adottando il Quadro Strategico Nazionale di cui all'Allegato III: la sezione b dell'Allegato III riguarda la "fornitura di idrogeno per il trasporto stradale" e prevede la realizzazione di un numero adeguato di punti di rifornimento per l'idrogeno accessibili al pubblico, seppur senza alcun impegno finanziario diretto, adottando gli scenari di sviluppo sviluppati nel "Piano Nazionale di Sviluppo Mobilità Idrogeno Italia" redatto da H2IT, l'Associazione Italiana Idrogeno e Celle a Combustibile. Il Decreto Legislativo n. 257 prevede un aggiornamento del Quadro Strategico Nazionale con cadenza triennale o anche in caso di significativi sviluppi tecnologici, di mutate condizioni di mercato anche con riferimento al contesto internazionale, o di sopravvenute esigenze di ordine economico, sociale e ambientale, tenendo conto anche delle singole componenti di fornitura. In preparazione alla revisione triennale è stato elaborato e pubblicato da H2IT un aggiornamento del "Piano Nazionale di Sviluppo Mobilità Idrogeno Italia" che delinea le potenzialità di sviluppo dell'infrastruttura di rifornimento di

idrogeno sul territorio nazionale e le azioni necessarie per la sua realizzazione, estendendo gli scenari di sviluppo anche al trasporto ferroviario, pesante, marittimo e della movimentazione materiali, oltre alla mobilità per auto e bus già sviluppati nella prima versione. Tale elaborato è stato messo a disposizione del Tavolo Idrogeno del Ministero dello Sviluppo Economico sopra menzionato.

Il Green Deal prevede una revisione dei diversi strumenti messi in campo negli anni precedenti, tra cui la stessa DAFI, prevista entro metà del 2021. Si prevede che l'idrogeno possa diventare obbligatorio e non più facoltativo, come previsto nel 2014. Questo darebbe un forte impulso al settore della mobilità a idrogeno.

1.2.2. Scenari di sostenibilità economica per l'Idrogeno in Italia

L'Italia possiede tre caratteristiche chiave che le consentono di candidarsi come abilitatore di una strategia europea sull'idrogeno:

- Grazie alla presenza di una **rete capillare per il trasporto e la distribuzione di gas** e alla **strategica posizione geopolitica nel mediterraneo**, attraverso una serie di interventi mirati il Paese può costituire la base per accogliere sempre maggiori percentuali di idrogeno per gli usi interni e, potenzialmente nel lungo termine, per l'esportazione verso il nord Europa.
- È il secondo Paese in Europa per valore aggiunto del settore manifatturiero ed è il primo per numero di piccole e medie imprese manifatturiere, un tessuto economico-industriale che racchiude alcune delle **competenze distintive** nella produzione di tecnologie applicate lungo la filiera, come nel caso delle tecnologie termiche potenzialmente applicabili all'idrogeno, dove l'Italia risulta essere il 1° produttore in Europa, o di alcuni settori delle tecnologie meccaniche destinate alla gestione di gas in pressione. Sebbene ci siano degli ambiti tecnologici e produttivi in cui è ancora necessario potenziare il proprio posizionamento, l'Italia può contare anche sui grandi **player nazionali della ricerca e dell'energia** in grado di porsi come soggetti capofila in grandi processi di innovazione e trasferimento tecnologico
- L'Italia può sfruttare la sua capacità di **integrazione dell'idrogeno nel sistema energetico**, grazie alle sue caratteristiche distintive. La **predisposizione del Paese all'utilizzo del gas** e la disponibilità delle infrastrutture dedicate che ne derivano, possono fungere da facilitatrici per la transizione verso l'idrogeno del Paese. Inoltre, per quanto riguarda la produzione di idrogeno verde, l'Italia può contare non solo su un posizionamento che la colloca tra i Paesi più virtuosi in Europa per la quota di **rinnovabili nella produzione di energia elettrica** (17,8%), ma anche su elevate competenze nella produzione di **biogas e biometano** (4° produttore al mondo di biogas e 2° in Europa).

L'Italia può inoltre posizionarsi strategicamente in tutti i settori di riferimento della filiera idrogeno: produzione sia a terra che in mare, logistica e trasporto, usi finali nella mobilità (soprattutto pesante a lungo raggio), industria e usi termici ed elettrici residenziali e commerciali, a importante complemento del ruolo giocato dall'elettificazione dei consumi prevista dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima. Sono presenti grandi operatori e aziende nel contesto nazionale,

con ruolo importante nell'apertura del mercato. Le PMI, come le start up innovative, possono svolgere inoltre un importante ruolo di *business development*. L'industria italiana è supportata da centri di ricerca di rilevanza internazionale con competenze in grado di coprire tutti gli aspetti dalla ricerca all'innovazione e di supportare lo sviluppo sperimentale fino alla realizzazione del prodotto commerciale.

Occorre garantire un percorso efficiente di sviluppo tecnologico, valorizzando le nostre caratteristiche specifiche di sistema Paese, e pertanto, valorizzando le soluzioni tecnologiche che sono più efficienti, in considerazione dei costi emergenti, della *readiness* tecnologica e delle correlate esternalità di sistema (positive e negative).

A livello di sistema Italia, per cogliere l'opportunità offerta e rilanciare l'economia nella crisi post COVID, occorre concentrarsi sull'accelerazione dei modelli di business basati sull'idrogeno prodotto a livello nazionale per ridurre la dipendenza dalle importazioni.

La produzione di idrogeno da fonti rinnovabili contribuirebbe all'integrazione del sistema energetico ed al bilanciamento della rete, affiancando le risorse di generazione tradizionali e accelerando la transizione: si conseguirebbe un'effettiva *smart sector integration*, anche valorizzando i futuri sviluppi di generazione rinnovabile in mare tramite le tecnologie per la conversione del moto ondoso, eolico fisso e galleggiante, oltre che il solare galleggiante per mare aperto. Una possibilità per abilitare l'avvio della filiera dell'idrogeno verde può essere, ad esempio, la produzione del vettore in co-localizzazione con le FER elettriche collegate alla rete (o comunque con fornitura di energia rinnovabile) o con i settori difficili da de-carbonizzare con l'elettrificazione diretta (industrie chimiche che impiegano l'idrogeno come materia prima e industrie ad alta intensità energetica come l'acciaio). Sarebbe altresì opportuno coinvolgere nella prima diffusione dell'idrogeno i comparti industriali con la maggiore disponibilità all'investimento nelle tecnologie *carbon free*.

Date le specificità del sistema Paese non vanno ovviamente escluse vie di produzione alternative, ad esempio la produzione di idrogeno da rifiuti solidi urbani, plastici non riciclabili (Plasmix⁸) e CSS⁹, da bioenergie (biomassa, biogas, ecc.) e con gli elettrolizzatori cloro-soda (non menzionati esplicitamente nei documenti ufficiali europei, ma che possono produrre idrogeno clean e rinnovabile se alimentati da energia rinnovabile a prezzi competitivi e rappresentano una quota dell'attuale produzione italiana). La tecnologia di produzione di idrogeno da rifiuti, in ottica di economia circolare, contribuisce alla valorizzazione in idrogeno di rifiuti come Plasmix e CSS, agevolando l'attuale processo di gestione di tali rifiuti, la cui produzione è prevista aumentare nei prossimi decenni. Un ulteriore contributo alla produzione di idrogeno a ridotte emissioni può venire dagli impianti industriali per la produzione di idrogeno (*steam reformer*) attraverso la sostituzione del tradizionale gas naturale con il

⁸ Plasmix: rifiuti plastici non riciclabili

⁹ Combustibile solido secondario

biometano prodotto da rifiuti, scarti agrozootecnici e dal trattamento di acque e fanghi. Inoltre, l'Idrogeno prodotto da bioenergie potrebbe essere un componente che si aggiunge a tutti gli utilizzi nel momento in cui venisse miscelato nella rete del gas naturale. La combinazione di tali tecnologie si configura come una soluzione ponte, che potrà contribuire alla generazione di volumi crescenti di H₂, tali da stimolare la domanda e gli investimenti in infrastrutture, ed accompagnare la progressiva diffusione dell'idrogeno verde, con la riduzione dei costi di produzione. In merito alle operazioni di intombamento della CO₂ si sottolinea la necessità di procedere ad un'analisi di fattibilità con un focus particolare agli aspetti legati alla sicurezza in funzione dei sistemi di accumulo a disposizione così da abilitarne lo sviluppo.

Una strategia nazionale per l'idrogeno che ambisca a un reale successo dovrebbe inoltre prendere le mosse da un'analisi dell'attuale situazione infrastrutturale del Paese, per sfruttarla in modo adeguato e minimizzare l'impatto economico e sociale delle trasformazioni necessarie per perseguire gli obiettivi di piena decarbonizzazione al 2050 e oltre.

In questa prospettiva, occorre tenere presente tra le altre cose:

- a) la capillarità delle reti italiane di distribuzione del gas naturale in termini fisici e la loro capacità di "fare sistema" con la parte restante della filiera infrastrutturale del gas naturale nel garantire capacità di punta e capacità di stoccaggio di energia a fronte dei picchi di domanda;
- b) la compatibilità di tali reti con l'idrogeno, con percentuali fino al 20% di *blending* con il gas naturale, attualmente in fase di sperimentazione a livello europeo e nazionale;
- c) l'attuale grado di penetrazione del gas tra le famiglie italiane, pari a circa il 92%, e tra le piccole attività artigianali e di servizio, che complessivamente "pesano" per oltre un terzo dei consumi attuali di gas naturale (cir. 21Mld mc);
- d) l'elevata tracciabilità dell'energia elettrica generata dagli impianti FER in grado di permettere la certificazione dell'impiego di *green Hydrogen* nei siti industriali e ottenere un immediato effetto di decarbonizzazione sui settori *cd. hard to abate*.

Si tratta di un patrimonio, sia in termini di immobilizzazioni tecniche che di abitudini consolidate, che va intelligentemente sfruttato per favorire la penetrazione del nuovo vettore energetico e il rapido raggiungimento della maturità tecnologica e delle economie di scala necessarie per la sua affermazione come elemento essenziale per la transizione energetica.

Le reti di trasporto e di distribuzione e i loro gestori possono svolgere un ruolo decisivo sul versante dell'offerta, rendendosi disponibili e contribuendo alla sperimentazione e al progressivo sviluppo di produzioni locali di idrogeno da fonte rinnovabile, ottenuto da eccedenze elettriche o da campi fotovoltaici dedicati, per la successiva immissione in rete tal quale in *blending* con gas naturale e - progressivamente - con biometano.

I distributori, data la loro presenza estremamente diffusa sul territorio, si trovano inoltre nella posizione ideale per proporre e realizzare progetti integrati, nei quali la CO₂ rilasciata durante la produzione di biometano viene utilizzata per

l'upgrading di idrogeno in metano sintetico. Il *blending* dell'idrogeno con il gas naturale e con il biometano permettere di cogliere altri vantaggi, il primo dei quali è quello di favorire una crescita – ancorché “implicita” – della domanda da parte dei consumatori finali, con adattamenti dell'infrastruttura, prevalentemente sul lato della misura.

Occorre un'evoluzione del quadro regolatorio e del mercato dell'idrogeno, prevedendo in una prima fase di sviluppo anche agli operatori di rete di investire nella sperimentazione, nello sviluppo tecnologico e nello *scaling up* impiantistico degli impianti per la produzione di idrogeno, così di fornire l'adeguata liquidità al mercato.

“A monte” occorrerà preventivamente definire un'adeguata classificazione dell'idrogeno prodotto, secondo le diverse tecnologie disponibili, in grado di rappresentarne le qualità ambientali e di stabilirne l'idoneità ai fini del riconoscimento del target e un altrettanto coerente sistema di tracciatura che permetta di certificarne l'origine (attraverso un sistema di certificazione e una normazione tecnica sulla base di quanto definito a livello europeo con la norma ISE 14687). Andranno anche messi a punto sistemi di iniezione controllata dell'idrogeno in rete e stabilita la pressione di iniezione.

In conclusione, si ritiene opportuno favorire nel breve-medio periodo la decarbonizzazione dei settori *hard to abate* o, comunque, di quelli in cui le tecnologie sono più mature e promettenti. Nel medio-lungo periodo si potrà poi procedere alla diffusione delle tecnologie dell'idrogeno nei diversi ambiti applicativi per gli usi finali, nel rispetto del principio della neutralità tecnologica, per consentirne lo sviluppo su larga scala e trarne i vantaggi in termini economici, valorizzando le competenze già presenti in Italia.

2. Confronto internazionale: piani e strategie degli altri Paesi

2.1. LA STRATEGIA TEDESCA DELL'IDROGENO

2.2. LA STRATEGIA OLANDESE DELL'IDROGENO

2.3. LA STRATEGIA FRANCESE DELL'IDROGENO

2.4. ALTRE STRATEGIE E PIANI SULL'IDROGENO

2. Confronto internazionale: piani e strategie degli altri Paesi

Parallelamente alla strategia europea, diversi Paesi, singolarmente o in forma aggregata, stanno presentando le proprie indicazioni in merito allo sviluppo dell'idrogeno. Quasi tutti gli Stati membri hanno incluso piani per l'idrogeno pulito nei loro piani nazionali per l'energia e il clima, 26 hanno sottoscritto la "*Hydrogen initiative*" e 14 Stati membri hanno incluso l'idrogeno nel contesto delle loro infrastrutture alternative e quadri politici nazionali. Inoltre, i Paesi aderenti al "*Pentalateral Energy Forum*" - Austria, Belgio, Germania, Lussemburgo, Paesi Bassi e Svizzera - hanno presentato nel 2020 una dichiarazione congiunta in cui sottolineano il ruolo significativo dell'idrogeno verde per raggiungere la neutralità climatica al 2050.

Negli ultimi mesi sono stati annunciati diversi piani di investimento nel settore dell'idrogeno: circa 1,5-2,3 GW di nuovi progetti di produzione di idrogeno rinnovabili sono in fase di costruzione o annunciati, e sono previsti altri 22 GW di progetti di elettrolizzatori che richiederebbero ulteriori elaborazioni e conferme. Tra novembre 2019 e marzo 2020, gli analisti di mercato hanno aumentato la lista degli investimenti globali pianificati da 3,2 GW a 8,2 GW di elettrolizzatori entro il 2030 (di cui 57% in Europa) il numero di aziende che entrano a far parte dell'*International Hydrogen Council* è passato da 13 nel 2017 a 81 oggi. **L'emergere di una catena del valore dell'idrogeno al servizio di una moltitudine di settori industriali e di altri usi finali potrebbe impiegare fino a 1 milione di persone, direttamente o indirettamente.**

Di seguito si riporta un approfondimento inerente alle strategie dell'idrogeno recentemente presentate dalla Germania e dai Paesi Bassi, oltre ad una ricognizione delle principali attività in ambito internazionale.

2.1. La strategia tedesca dell'idrogeno

La Germania vuole posizionarsi come il principale fornitore di tecnologie ecologiche per l'idrogeno sul mercato mondiale, intensificando la cooperazione con altri Stati membri dell'UE, in particolare nell'area del Mare del Nord e del Baltico, ma anche nell'Europa meridionale e sviluppando le prime centrali P2G via elettrolisi.

Nell'ambito del **piano per il rilancio 2020-2021** da **130 Mld€** definito dalla Germania - di cui 50 Mld€ per economia sostenibile, energie rinnovabili, digitalizzazione e mobilità - all'**idrogeno** andranno **9 Mld €**, di cui 2 mld € per "partnership con altri Paesi".

L'obiettivo del governo tedesco è quello di utilizzare in primis **l'idrogeno verde**, sostenerne una rapida crescita del mercato e stabilire le catene del valore corrispondenti. La Germania ritiene che nei prossimi dieci anni si svilupperà un

mercato globale ed europeo dell'idrogeno e anche **l'idrogeno low carbon** (ad esempio "blu" o "turchese") sarà scambiato su questo mercato. Vista la stretta integrazione della Germania nell'infrastruttura europea di approvvigionamento energetico, l'idrogeno a zero emissioni di CO₂ avrà quindi un ruolo anche in Germania e, se disponibile, **sarà utilizzato temporaneamente**.

La Germania intende procedere alla creazione di un "mercato domestico" e stima il fabbisogno interno tedesco di idrogeno di circa 90-110 TWh entro il 2030 (attualmente 55 TWh, solo 7% «green») in particolare nel settore industriale e in misura minore nei trasporti:

- Stime prudenti presuppongono un requisito aggiuntivo di 10 TWh nell'industria (una trasformazione della produzione interna di acciaio verso una produzione a gas serra neutra richiederebbe oltre 80 TWh di idrogeno entro il 2050. La conversione della produzione tedesca di raffinerie e ammoniaca in idrogeno richiederebbe a sua volta circa 22 TWh di idrogeno verde).
- La mobilità basata su idrogeno e PtX è considerata un'alternativa per applicazioni in cui l'uso diretto dell'elettricità non è ragionevole o tecnicamente impossibile - trasporti pubblici locali (autobus, treni), in parti di veicoli pesanti (camion), nei veicoli commerciali (ad esempio per l'uso nei cantieri o in agricoltura e silvicoltura) o nella logistica (trasporto di consegne e altri veicoli commerciali come carrelli elevatori).

Nella strategia si prevede di costruire impianti di idrogeno verde con una produzione totale fino a 5 GW (produzione di 14 TWh) compresa la necessaria generazione di energia offshore e onshore. Per tale produzione, la Germania intensificherà la cooperazione con altri Stati membri dell'UE, a partire dall'area del Mare del Nord e del Baltico, ma anche nell'Europa meridionale. In particolare, insieme ai paesi limitrofi del Mare del Nord e del Mar Baltico, la Germania spingerà la produzione di idrogeno con l'aiuto di un quadro normativo affidabile per l'energia eolica offshore.

Allo sviluppo dell'offerta e della domanda verrà affiancato un progressivo sviluppo infrastrutturale. **In futuro, una parte dell'infrastruttura del gas della Germania dovrebbe essere in grado di essere utilizzata anche per l'idrogeno.** Le infrastrutture esistenti che non sono più necessarie per il trasporto di gas naturale sono testate per la loro idoneità per un ulteriore sviluppo in infrastrutture di idrogeno puro, o vengono esaminate le opzioni per garantire la compatibilità dell'idrogeno delle infrastrutture di gas esistenti o modernizzate. Viene però prevista anche **l'espansione di reti dedicate all'idrogeno e l'utilizzo di tecnologie per la trasformazione chimica del vettore.** Esistono infatti opportunità anche per l'idrogeno liquido e i prodotti secondari PtL / PtG o LOHC, che possono essere trasportati in modo semplice e sicuro su lunghe distanze.

Da ultimo, la Strategia tedesca individua nell'interconnessione tra la ricerca di base orientata al futuro e la ricerca mirata orientata alle applicazioni un apripista per tecnologie chiave come l'elettrolisi e i processi bio-based per la produzione

di idrogeno, la **pirolisi del metano** ("idrogeno turchese"), la fotosintesi artificiale e le celle a combustibile.

Sono quindi state definite una serie di misure di policy concrete, fra cui le principali riguardano:

- Introduzione dei prezzi della CO₂ per i combustibili fossili nei settori del trasporto e del riscaldamento;
- Valutazione se **esentare imposte, dazi e prelievi per l'elettricità utilizzata per produrre idrogeno verde**;
- Stimolo nuovi modelli commerciali e di cooperazione tra gli operatori di elettrolizzatori;
- Introduzione di finanziamenti per gli elettrolizzatori e incentivi specifici per una capacità di 2 GW relativamente all'idrogeno destinato al trasporto;
- Maggiore designazione di aree che possono essere utilizzate per la produzione off-shore di idrogeno o PtX;
- Finanziamenti R&S nell'ambito del Programma nazionale per l'innovazione Hydrogen and Fuel Cell Technology (NIP), di una nuova iniziativa di ricerca interdipartimentale «Hydrogen Technologies 2030» e di un nuovo IPCEI;
- Sviluppo coordinato di un'infrastruttura di serbatoi basata sulle esigenze per la fornitura di veicoli anche nel traffico merci stradale pesante, nel trasporto pubblico e nel trasporto ferroviario locale;
- Sviluppo ambizioso dell'infrastruttura europea per facilitare il traffico transfrontaliero con unità a celle a combustibile;
- Armonizzazione internazionale delle norme relative alle applicazioni di mobilità dei sistemi a idrogeno e celle a combustibile;
- Sviluppo di un'industria di approvvigionamento competitiva per i sistemi a celle a combustibile;
- Differenziazione del pedaggio nelle reti di trasporto in funzione della CO₂ (per i camion);
- Istituzione di un programma pilota per i **contratti di differenza di carbonio (CfD)**, che si riferisce principalmente alle **industrie siderurgiche e chimiche** con emissioni legate al processo;
- Sviluppo di un'etichettatura significativa, ambiziosa e comprensibile dei prodotti intermedi e finali più rispettosi del clima;
- Nel settore edilizio negli edifici residenziali e non residenziali si proseguirà il processo, promosso dal 2016, riguardo l'acquisto di dispositivi di riscaldamento a celle a combustibile altamente efficienti nell'Energy Efficiency Incentive Program (APEE);
- Integrazione dell'idrogeno nei partenariati energetici esistenti e stabilire nuovi partenariati con i paesi strategici.

2.2. La strategia olandese dell'idrogeno

La regione dei Paesi Bassi settentrionali è riconosciuta come prima valle dell'idrogeno in Europa. Sorgerà inoltre nei Paesi Bassi il più grande impianto di idrogeno verde al mondo, sfruttando l'elettricità prodotta da un impianto eolico offshore del Mar del Nord di 3-4 GW. **La struttura dovrebbe entrare in funzione nel 2030**, con una produzione di **800.000 tonnellate di idrogeno**

all'anno. Per il 2040, tuttavia, il progetto potrebbe essere esteso ulteriormente, portando a 10 i GW eolici connessi alla struttura.

L'economia olandese ha una grande percentuale di industrie ad alta intensità energetica e, al fine di mantenere questo tipo di industrie, i Paesi Bassi ritengono fondamentale dar loro gli strumenti per acquistare vettori di energia a prezzi competitivi a livello internazionale.

Nella Strategia si prevede che i centri di ricerca e le imprese manifatturiere potranno sviluppare tecnologie in grado di far nascere nuovi posti di lavoro (attualmente sono coinvolte nel mondo dell'idrogeno 250 aziende olandesi, molte nel distretto di Arnhem).

I Paesi con energia solare a basso costo si concentreranno sull'esportazione di idrogeno e i Paesi Bassi vogliono fungere da hub energetico in futuro grazie alla posizione favorevole, ai porti e alla vasta rete di gas e capacità di stoccaggio. I porti potranno assumere una importante funzione poiché l'idrogeno ha il potenziale per diventare una merce negoziata a livello globale.

L'elettricità fornisce il 20% del consumo energetico finale nei Paesi Bassi. L'elettrificazione ne accrescerà il peso ma i combustibili gassosi resteranno cruciali e pertanto devono essere decarbonizzati attraverso componenti green e idrogeno (si stima che **al 2050 i consumi finali olandesi saranno soddisfatti da combustibili gassosi per il 30%-50%**).

Ad oggi circa il **10% del gas naturale olandese è utilizzato per la produzione di idrogeno grigio**, quindi con emissioni significative di CO₂. L'energia eolica offshore, presente nel Mare del Nord, diventerà una fonte chiave per la produzione di idrogeno verde. Il loro accordo nazionale sul clima prevede l'ambizione di **aumentare l'elettrolisi a circa 500 MW di capacità installata entro il 2025 e 3-4 GW di capacità installata entro il 2030**.

Lo sviluppo della filiera dell'idrogeno è strutturato secondo una **agenda politica fondata su quattro pilastri**:

- 1 Legislazione e regolamentazione**
- 2 Riduzione dei costi dell'idrogeno verde**
- 3 Sostenibilità del consumo finale**
- 4 Politica di sostegno e di accompagnamento**

Sul tema della legislazione e regolamentazione, l'Olanda si propone di:

- Promuovere un **uso della rete gas esistente** per il trasporto dell'idrogeno (compresi i collegamenti con gli altri Paesi UE) e identificare possibili opportunità per il **trasporto marittimo** (porto di Rotterdam);
- **Regolamentare il mercato e la gestione del trasporto, definendo compiti temporanei per gli operatori di rete** in termini di trasporto, stoccaggio e conversione per aiutare a dare il via al mercato dell'idrogeno e, successivamente, ruoli più strutturali una volta che questo mercato sia maturo;

- **Promuovere un sistema UE affidabile di Garanzie di origine e certificazione per l'idrogeno (all'interno della RED II)**
- Promozione della **sicurezza** e della valutazione dei rischi legati all'uso di idrogeno: mentre gli usi convenzionali non dovrebbero avere rischi superiori alle altre fonti fossili, ulteriori valutazioni devono essere sviluppate sui nuovi usi (progetto quadriennale **Hydrogen Safety Innovation**);
- Definire un **programma principale per le infrastrutture energetiche** affinché lo sviluppo della rete di idrogeno sia efficacemente coordinata.

Sul tema della riduzione dei costi dell'idrogeno verde è definito un piano impostato sulla **Ricerca e Sviluppo** (sovvenzioni fino a 300 €/ton). In particolare:

- **L'idrogeno blu** dovrebbe rimanere più economico nel breve termine (verrà fornito sostegno per le tecnologie CCS) e sarà un trampolino di lancio per l'idrogeno verde;
- Si attendono **significativi risparmi sui costi dell'idrogeno verde nei prossimi dieci anni (circa il 50-60%)** grazie alle **economie di scala** e alla ricerca di **materiali più economici per gli elettrolizzatori** (elettrodi e membrane);
- Potrebbe essere previsto un **obbligo di miscelazione di idrogeno nelle reti gas** per stimolarne la produzione (fino al 2% è già realizzabile con piccole regolazioni e con ulteriori modifiche si potrebbe arrivare a circa il 10-20%);
- **Altre tecnologie** per produrre o immagazzinare idrogeno pulito (come l'idrogeno legato ad altre sostanze o prodotto attraverso la pirolisi) sono generalmente ancora **in fase di ricerca e dimostrazione**.

Sotto il profilo della sostenibilità del consumo finale, la Strategia prevede che lo sviluppo della **produzione** e della **domanda di idrogeno a zero emissioni** progrediscano in tandem. In particolare:

- Settore della **mobilità stradale** (l'obiettivo è di 50 stazioni, 15.000 veicoli a celle a combustibile e 3.000 veicoli pesanti entro il 2025; 300.000 veicoli a celle a combustibile al 2030), nel **trasporto marittimo** e nell'**aviazione** (i Paesi Bassi sono per un obbligo di miscelazione europeo e perseguiranno un obbligo nazionale a partire dal 2023);
- **Settore dell'industria** (ammoniaca, urea, idrocarburi e combustibili bio e sintetici in combinazione con altre molecole).
- **Settore dell'edilizia civile** (non si prevede la disponibilità di idrogeno a prezzi concorrenziali prima del 2030);
- **Settore elettrico** (impianti *power to hydrogen* ammissibili per sovvenzioni fino a 2000 ore anno);
- **Settore agricolo** (disponibilità di aree per l'installazione di impianti rinnovabili e opportunità di uso dell'idrogeno nei macchinari agricoli, trattori e nel trasporto pesante dell'agro logistica);

Infine, in merito alle politiche di sostegno e di accompagnamento sull'idrogeno, i Paesi Bassi promuovono un **approccio europeo**, e se possibile

globale, per ottenere notevoli risparmi sui costi. Intendono definire le proprie decisioni anche in funzione degli sviluppi in Paesi limitrofi (Nord-Ovest Europa). Nella strategia prevedono in particolare:

- Sviluppo di **norme comuni europee per la sostenibilità, la qualità e la miscelazione dell'idrogeno nelle reti gas**;
- Sviluppo di **norme flessibili** che permettano la **creazione di un mercato** e un adeguato sostegno all'innovazione;
- Sviluppo di **progetti di ricerca** (lo strumento IPCEI può fornire un sostegno vitale per nuovi progetti di idrogeno su larga scala nei Paesi Bassi e in altri paesi europei);
- **Valutazione delle potenzialità dell'utilizzo delle reti gas esistenti** per il trasporto di idrogeno;
- Sviluppo di un sistema di **Garanzie di Origine e di certificazione** per l'idrogeno pulito.

2.3. La strategia francese dell'idrogeno

La strategia per lo sviluppo dell'idrogeno decarbonizzato è un asse di investimento prioritario per la Francia, tenendo conto di:

- **Questioni ambientali:** l'idrogeno fornisce molte soluzioni per decarbonizzare l'industria e i trasporti;
- **Sfide economiche:** l'idrogeno offre l'opportunità di creare un settore industriale e un ecosistema che creano posti di lavoro;
- **Questioni di sovranità energetica:** ridurre la dipendenza dalle importazioni di idrocarburi;
- **Questioni di indipendenza tecnologica:** rafforzare i punti di forza della Francia nella concorrenza globale;

Lo Stato deve pertanto intervenire su questi sviluppi tecnologicamente intensi al fine di condividere i rischi associati all'innovazione dirompente. Con un budget di 2 miliardi di euro nell'ambito del piano di ripresa, la strategia per lo sviluppo dell'idrogeno decarbonizzato si estende oltre il periodo 2020-2022 e stabilisce una traiettoria che durerà fino al 2030 con un totale di 7 miliardi di euro di sostegno pubblico.

La strategia francese fissa tre obiettivi:

1. **installare abbastanza elettrolizzatori per dare un contributo significativo alla decarbonizzazione dell'economia, ovvero sviluppare una capacità di produzione di idrogeno decarbonizzato di 6,5 GW per elettrolisi.**
2. **sviluppare una mobilità pulita soprattutto per i veicoli pesanti.** Parallelamente a una prima fase della conversione del **trasporto terrestre di passeggeri e merci** in tecnologie a idrogeno (veicoli commerciali e veicoli commerciali, autobus, treni a idrogeno), continuerà lo sviluppo di tecnologie e componenti chiave, attraverso progetti pilota, per navi alimentate a **idrogeno e aerei decarbonizzati a idrogeno, il cui prototipo** potrebbe entrare in servizio durante il 2030. Sarà **inoltre**

incoraggiato lo sviluppo degli usi dell'idrogeno nei territori con un obiettivo di evitare più di 6 Mt di CO₂ entro il 2030 (valore equivalente alle emissioni annuali di CO₂ della città di Parigi).

3. costruire un settore industriale in Francia che crei posti di lavoro e garantisca la padronanza tecnologica. L'obiettivo francese è quello di generare tra i 50.000 e i 150.000 posti di lavoro diretti e indiretti in Francia. Il settore industriale sarà quindi accompagnato a sviluppare posti di lavoro verdi per i francesi e a garantire la padronanza dei mattoni tecnologici critici nel nostro territorio.

La strategia nazionale andrà a beneficio delle soluzioni industriali in idrogeno prodotte sul territorio francese.

Il sostegno statale copre sia l'offerta che la domanda e accompagna in sequenza e gradualmente tutte le fasi chiave dell'emergere dell'offerta.

In particolare:

- o **Sostegno alla ricerca e allo sviluppo per** sviluppare tecnologie più efficienti per tutti gli usi dell'idrogeno;
- o Sostegno **all'industrializzazione** che combina un approccio europeo (partnership con i paesi partner per sviluppare progetti su larga scala) e nazionale;
- o Supporto per **la distribuzione** attraverso la creazione di meccanismi di supporto.

Il governo francese ha selezionato tre priorità di intervento, che corrispondono ai principali mercati dell'idrogeno e che consentono di ancorare il loro sviluppo sul nostro territorio a una dinamica sostenibile e sostenibile. L'ammontare totale dei 7 miliardi di euro di sostegno pubblico al 2030 saranno quindi suddivisi fra queste tre priorità:

- a) De-carbonizzare l'industria creando un settore dell'elettrolisi francese, a cui viene assegnato il 54% delle risorse. Per accelerare lo sviluppo del settore francese della produzione di idrogeno, la strategia propone una serie di strumenti finalizzati a sviluppare progetti ad alta capacità attraverso la visibilità on-demand e passare alla scala industriale per raggiungere la redditività degli investimenti. Allo stesso tempo sono previsti strumenti finalizzati a stimolare lo sviluppo dell'idrogeno in contesti industriali a partire dalla raffinazione, chimica elettronica e agroalimentare, che in alcuni casi già impiegano l'idrogeno;
- b) Sviluppare una mobilità pesante con idrogeno decarbonizzato, a cui viene assegnato il 27% delle risorse. Per accelerare lo sviluppo dell'offerta francese di veicoli decarbonizzati ad idrogeno, la strategia propone una serie di strumenti che stimolino la produzione di veicoli affidabili che soddisfino le esigenze delle imprese, la disposizione di attrezzature scalabili ad alte prestazioni e la creazione di competenze per produrre e mantenere;

- c) Sostenere la ricerca, l'innovazione e lo sviluppo delle competenze per promuovere l'uso di domani, a cui viene assegnato il 19% delle risorse. Per accelerare la preparazione della prossima generazione di usi dell'idrogeno, la strategia propone una serie di strumenti organizzati per continuare lo sforzo di R&S nel campo dell'idrogeno portando la Francia all'avanguardia a livello internazionale e per sostenere l'innovazione a favore dell'industrializzazione delle nuove tecnologie.

2.4. Altre strategie e piani sull'idrogeno

Recentemente in Europa è stata lanciata un'alleanza sull'idrogeno, preludio di una più ampia alleanza industriale per guidare la produzione sostenibile a basse emissioni di carbonio¹⁰. In Asia, alcuni Paesi importatori di commodity energetiche vedono l'idrogeno come un modo per diversificare il mix energetico, oltre a contribuire alla politica climatica.

- In **Cina**, l'impatto positivo sulla qualità dell'aria è visto come un motivo chiave per incoraggiare l'uso **nella mobilità**.
- Paesi come il **Giappone** e la **Sud Corea** prevedono importazioni su larga scala di idrogeno per diventare **meno dipendenti dalle importazioni di petrolio e gas naturale**.

Anche alcuni Paesi produttori di commodity energetiche sono intenzionati a diversificare la propria offerta con la possibile esportazione di idrogeno nel prossimo futuro, anche attraverso il collegamento con le reti di distribuzione del gas metano.

- La **Russia** ad esempio prevede di investire con forza sull'idrogeno: la strategia energetica russa al 2035 indica infatti un **potenziale significativo per la produzione di idrogeno**, miscele di metano-idrogeno ed elio. Il Governo russo intende creare sei nuovi cluster petrolchimici, nonché di impianti autonomi di idrogeno che funzionerebbero continuamente per **produrre sia idrogeno da gas naturale sia tramite elettrolizzatori d'acqua alimentati da energia nucleare o rinnovabili**, con l'obiettivo di aumentare l'efficienza dell'elettrolizzatore, con metodi di coltivazione in proprio o adattando tecnologie straniere. Gli investimenti pubblici riguarderebbero le infrastrutture di trasporto dell'idrogeno, nonché un quadro normativo per la sicurezza del settore. Il documento fissa un **obiettivo nazionale di export pari a 200.000 tonnellate di idrogeno entro il 2024 e 2 milioni di tonnellate entro il 2035**.
- l'**Australia** e la **Nuova Zelanda** stanno sviluppando strategie di idrogeno che si concentrano sul potenziale di esportazione.
- Nelle regioni in cui l'elettricità può essere generata su larga scala dalle energie rinnovabili a basso costo, come in **Medio Oriente, Nord Africa o Spagna e Portogallo**, sono state individuate opportunità per lo sviluppo di un settore di esportazione per l'idrogeno.

¹⁰ Il settore della raffinazione europea ha lanciato l'ambizioso progetto "Clean Fuels for All" che vede la partecipazione di tutti i Paesi dell'UE.

- In **Norvegia**, l'idrogeno sarà utilizzato per applicazioni marittime e sono in corso lavori per quanto riguarda la produzione di blue hydrogen con la cattura del carbonio (CCS).
- la **strategia inglese** prevede la promozione e la diffusione dell'idrogeno a partire da progetti concreti finanziati dal BEIS (*Department for Business, Energy and Industrial Strategy*). Tali progetti hanno lo scopo di verificare la fattibilità dell'immissione nelle reti di miscela fino al 100% di idrogeno, analizzandone tutti gli impatti lungo la catena del valore, e le possibilità di realizzazione di una nuova infrastruttura. Il governo UK sta già facendo bandi per la progettazione di distretti residenziali dove distribuiranno idrogeno prodotto da elettrolisi sfruttando energia eolica mediante la rete esistente e nuovi tratti. La Gran Bretagna è la nazione che per prima è partita con uno studio completo¹¹ e che al momento fa da capofila a livello europeo in ambito sperimentazioni/finanziamenti attivi per lo sviluppo della filiera dell'idrogeno.

¹¹ <https://www.h21.green/>

3. Status quo: barriere allo sviluppo di una filiera integrata

3.1. LE TECNOLOGIE PER L'IDROGENO

3.2. BARRIERE ALLO SVILUPPO DI UNA FILIERA INTEGRATA

3. Status quo: barriere allo sviluppo di una filiera integrata

3.1. Le tecnologie per l'idrogeno

L'idrogeno può essere visto sia come un vettore energetico a sé stante sia come una fonte di flessibilità, visto ruolo di immagazzinamento chimico dell'elettricità. Potrebbe infatti affiancare/sostituire il gas naturale come combustibile energetico di per sé (anche se spesso con perdite di efficienza energetica di produzione, distribuzione o di utilizzazione¹²) a fini di riscaldamento o di trasporto (utilizzando ad esempio le celle a combustibile) e come materia prima per applicazioni industriali (soprattutto nei processi che richiedono elevate temperature ad esempio industria siderurgica, raffinerie, fertilizzanti). L'idrogeno è infatti già un *input* comune per alcuni processi industriali (in particolare nelle sostanze chimiche), ma è attualmente prodotto attraverso una varietà di processi che utilizzano combustibili fossili come materia prima, producendo emissioni di CO₂ di processo (**idrogeno grigio**). **Questo rappresenta la maggioranza dell'idrogeno prodotto oggi (circa il 95%) ed è generato nelle seguenti modalità:**

- **steam reforming** del Gas Naturale;
- **gassificazione del carbone**;
- **reforming/cracking** di idrocarburi;
- **elettrolisi con Energia Elettrica da fonti fossili (p.e. centrali turbogas)**.

Nel futuro l'idrogeno sarà sempre più decarbonizzato e potrà essere prodotto in diverse forme:

- **L'idrogeno di origine rinnovabile (verde)** che comprende:
 - o **L'idrogeno clean da elettrolisi**, prodotto attraverso l'elettrolisi dell'acqua in un elettrolizzatore, alimentato da energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili;
 - o **L'idrogeno clean da bioenergie**, prodotto ad esempio attraverso lo *steam reforming* del biogas/biometano (invece del gas naturale) o la conversione biochimica della biomassa (fermentazione batterica di biomasse) purché conformi ai requisiti di sostenibilità. Le emissioni di gas a effetto serra nel ciclo di vita della produzione di idrogeno in questo caso sono prossime allo zero.
- **L'idrogeno a basse emissioni di carbonio** che comprende:
 - o **L'idrogeno basato sull'elettricità**, prodotto attraverso l'elettrolisi dell'acqua (in un elettrolizzatore, alimentato dall'elettricità), indipendentemente dalla fonte di energia elettrica. Le emissioni di gas a effetto serra complete della produzione di idrogeno a base di elettricità dipendono dal modo in cui viene prodotta l'elettricità.
 - o **L'idrogeno da fonte fossile con basse emissioni di CO₂ (blu)** prodotto mediante lo *steam reforming* del metano ma associato ad un sistema dove vengono catturati i gas a effetto serra emessi come parte del

¹² Nel settore del riscaldamento, le perdite di efficienza dell'utilizzatore finale sono trascurabili a fronte dell'impiego di risorse parzialmente o totalmente rinnovabili.

processo di produzione o attraverso l'elettrolisi dell'acqua con Energia Elettrica da fonti a bassa emissione di CO₂ (p.e. centrali nucleari). Le emissioni di gas a effetto serra della produzione di idrogeno a base fossile con cattura di carbonio o pirolisi sono inferiori a quelle dell'idrogeno grigio ma variano in funzione dell'efficacia della cattura dei gas a effetto serra (massimo del 90%);

- o **l'idrogeno da "recycled carbon fuels"** ottenuto dalla gassificazione di rifiuti, ad esempio plastici (PLASMIX), o combustibile solido secondario (CSS). La produzione di idrogeno mediante gassificazione di rifiuti non riciclabili, condotta rispettando i criteri di sostenibilità (le soglie minime di riduzione emissioni GHG) definiti con l'atto delegato della commissione UE ai sensi dell'art.25 comma 2 della Direttiva RED II, assicurerebbe un basso livello di emissioni CO₂, in quanto utilizza il rifiuto come materia prima. Tale tecnologia fornisce inoltre un secondo importante beneficio relativo alla gestione del rifiuto, la cui produzione secondo le stime è prevista in crescita nei decenni a venire. Inoltre, poiché il CSS contiene al suo interno una quota di carbonio biogenico, l'idrogeno prodotto potrebbe essere valorizzato in parte, (quota di carbonio biogenico presente nel CSS) come *fuel advanced* per la mobilità sostenibile;
- **l'idrogeno trasformato in combustibili sintetici derivati** come *e-gas* e *e-liquid* o in prodotti chimici, come l'ammoniaca. Affinché i combustibili sintetici siano considerati rinnovabili, la parte dell'idrogeno del syngas dovrebbe essere rinnovabile. I combustibili sintetici includono ad esempio il cherosene sintetico nell'aviazione, il diesel sintetico per le automobili e varie molecole utilizzate nella produzione di sostanze chimiche e fertilizzanti. I combustibili sintetici possono essere associati a livelli molto diversi di emissioni di gas a effetto serra a seconda delle materie prime e del processo utilizzato.

In particolare, in un sistema di alimentazione in gran parte basato su fonti rinnovabili elettriche variabili, l'idrogeno verde potrebbe essere prodotto in momenti di bassa domanda di elettricità o in momenti di picco di produzione di energia rinnovabile come stoccaggio energetico (esempio ore centrali estate per un campo PV), fornendo una maggiore flessibilità. Se necessario in grandi quantità, l'idrogeno potrebbe anche essere prodotto dall'elettricità nucleare a livello europeo o addirittura potrebbe essere importato da regioni con produzione di energia rinnovabile potenzialmente a basso costo. In questo caso andranno vagliati gli aspetti geopolitici e di dipendenza energetica con quelli di natura economica e di rendimento dell'impianto.

L'idrogeno può 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 dall'impresa maggiore di trasporto sulla rete del gas naturale, 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 stoccaggio 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 *blending* 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%¹³, salvo adattamenti di minore relativa portata, permettendo una rapida affermazione della domanda. L'idrogeno può anche essere immagazzinato su larga scala insieme al gas naturale o presso impianti dedicati, ad esempio in caverne salate e in altri impianti. L'idrogeno potrebbe anche essere convertito in idrocarburi sintetici reagendo, usando elettricità, con CO₂. Le emissioni di tali "*e-fuel*" dipenderanno dalla fonte di energia elettrica e, per essere pienamente contabilizzati come *carbon neutral*, la fonte di CO₂ dovrà provenire dalla biomassa o dalla cattura aerea diretta (DAC). Gli *e-fuel* hanno il vantaggio che, una volta prodotti, sono esattamente la stessa molecola del gas naturale o degli idrocarburi impiegati come carburanti e possono essere distribuiti tramite il sistema di trasmissione/distribuzione esistente e utilizzati dagli impianti/applicazioni esistenti. Un'altra opzione in fase di esplorazione è la trasformazione dell'idrogeno nell'ammoniaca, che è un prodotto versatile, più facile da trasportare e immagazzinare, che potrebbe essere utilizzato nell'industria o come trasportatore di energia (ad esempio, possibilmente nei trasporti pesanti e a lungo raggio). Infine, una soluzione per la valorizzazione dell'idrogeno prodotto come syngas è rappresentata dalla sintesi di metanolo, molecola che trova applicazione nell'industria chimica e nella produzione di carburanti. Tuttavia, queste tecnologie non sono ancora pronte per la distribuzione su larga scala e sono ancora caratterizzate da una bassa efficienza e da elevate stime dei costi di produzione correnti. Oltre ad essere complicati per gli aspetti legati alla sicurezza, progetti di questo tipo si giustificano solamente per produzioni di quantità molto elevate come, ad esempio, la produzione in un paese equatoriale e il trasporto via nave, in paesi meno soleggiati. Ci sono ad oggi ipotesi di questo tipo tra Australia e Giappone.

L'idrogeno può svolgere un ruolo determinante nel futuro dei trasporti, in primis quelli pesanti e a lungo raggio: un approfondimento dettagliato dello stato dell'arte e delle prospettive è contenuto nel Piano Nazionale di Sviluppo – Mobilità Idrogeno Italia elaborato da H2IT – Associazione Italiana Idrogeno e Celle a Combustibile. In particolare, l'idrogeno può essere fondamentale nel trasporto su strada (in primis nei trasporti pesanti) e nella correlata qualità dell'aria in ambiente urbano: i veicoli elettrici a celle a combustibile (FCEV) non emettono né CO₂ né altri inquinanti particolarmente dannosi per la salute umana generati nella combustione (NO₂, polveri sottili). A questi importanti benefici si aggiunge un effetto, seppur minore, di purificazione dell'aria aspirata dai sistemi a cella a combustibile. Nel settore dei trasporti leggeri, i veicoli FCEV possono fornire un servizio di trasporto paragonabile ai veicoli di oggi, in termini di tempi di rifornimento e autonomia. Nonostante i costi ad oggi elevati, è previsto che questi, grazie ad economie di scala, convergano entro il 2030 con quello delle altre tecnologie di alimentazione. A conferma dell'interesse, le maggiori case

¹³ MARCOGAZ, *Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use.*

automobilistiche mondiali hanno già integrato la tecnologia delle celle a combustibile ad idrogeno nei loro piani strategici. Anche nel trasporto pubblico di massa si prospettano interessanti applicazioni con un più di 300 autobus FCEV già operativi e con forte potenziale di sviluppo (Cina, USA, e Europa). Un consorzio europeo ha recentemente annunciato la costruzione di 600 autobus ad idrogeno entro il 2023, inoltre a Parigi circoleranno, a partire dal 2020, 600 taxi ad idrogeno e il Giappone aveva previsto l'utilizzo di soli autobus ad idrogeno durante le Olimpiadi.

Anche nel settore ferroviario, locomotori con *powertrain* a celle a combustibile sono già concorrenziali agli attuali a trazione diesel, in termini di prestazione e garanzia del servizio. In alcuni casi sono addirittura economicamente competitivi, come riportato e dimostrato da diversi studi europei per le linee non elettrificate, ove il costo di elettrificazione può in certi casi non giustificare le percorrenze e la frequenza del servizio. Ad oggi in Germania sono in regolare servizio passeggeri due treni a idrogeno; con ordini firmati per 41 ulteriori rotabili si prevede la sostituzione di una considerevole parte del suo parco locomotori diesel con mezzi ad Idrogeno in un prossimo futuro, seguita dal Regno Unito, Francia e altri paesi del Nord Europa.

La produzione di idrogeno da energia elettrica, con la possibilità di trasportarlo e di stoccarlo, potrebbe rappresentare una valida opzione per aumentare la flessibilità del sistema energetico, consentendo l'utilizzo di elevate quote di fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico, eolico) con minor costi di integrazione per il sistema energetico e un'ottimizzazione nel suo complesso. L'energia elettrica da *variable renewable energy* (VRE) porta l'impronta temporale e spaziale della sua risorsa: i profili di radiazione solare, di velocità del vento. Questi profili non sono necessariamente allineati con quelli della domanda energetica, sia dal punto di vista temporale che spaziale, ciò comporta periodi di eccesso di offerta alternati a periodi di deficit. Questa è una sfida, perché la rete elettrica richiede che l'offerta e la domanda di energia elettrica siano in equilibrio in ogni momento. L'utilizzo di tutte le infrastrutture di trasporto energetiche (energia elettrica e gas), la flessibilità nella produzione, la gestione della domanda (DSM, Demand Side Management) e la possibilità di stoccaggio possono essere elementi a favore dello sviluppo dell'idrogeno per garantire il fabbisogno energetico incluso il bilanciamento elettrico e la qualità del servizio, sebbene debbano essere utilizzati in base alla loro performance economica.

Le tecnologie basate sull'idrogeno sono adatte per applicazioni di storage di energia su grande scala, alla scala dei megawatt, che coprono tempi di stoccaggio da orari a stagionali. Tale approccio viene indicato come *power to power* (P2P) dove il vettore elettrico viene trasformato in idrogeno tramite elettrolisi, stoccata e ri-elettrificata quando necessario mediante cella a combustibile.

3.2. Barriere allo sviluppo di una filiera integrata

Le barriere allo sviluppo dell'idrogeno in Europa sono di diversa natura e vanno dai costi e dall'efficienza degli impianti, alla dotazione infrastrutturale, ai volumi prodotti / consumati e al framework regolatorio vigente. A seconda del processo, la produzione di idrogeno richiederà consistente energia aggiuntiva, ovvero maggiori investimenti in nuovi impianti di produzione e in più infrastrutture, compreso il settore dell'energia elettrica per l'adeguamento della rete. Ulteriori investimenti saranno necessari per lo sviluppo di hub industriali al fine di integrare la produzione dell'idrogeno con la cattura e stoccaggio della CO₂, l'impiego di biomassa avanzata, di rifiuti, ecc.

La creazione di un mercato efficiente per l'idrogeno all'interno dell'UE richiede il superamento delle barriere principali.

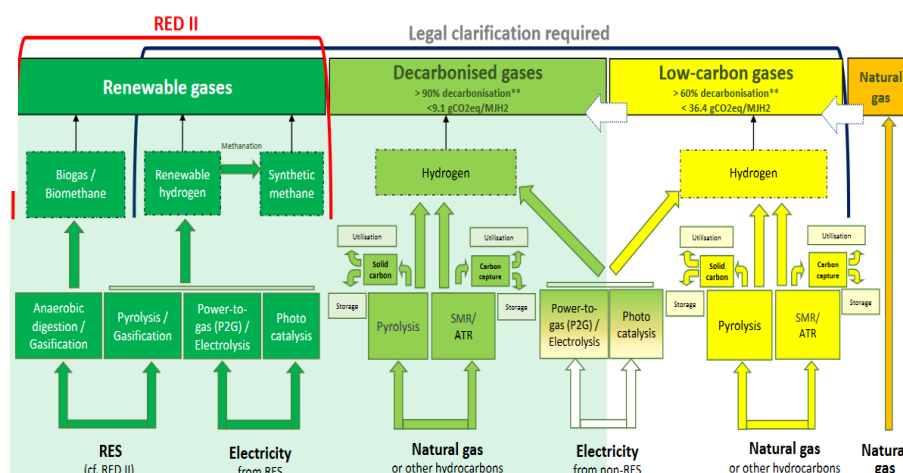
La prima è la **manca di produzione**: l'idrogeno rappresenta meno dell'1% dei consumi energetici dell'Europa ed è prevalentemente prodotto da processi altamente emissivi (**9,8 Mton/a prodotti in Europa** di cui solo il **4% Green Hydrogen**) e usato in pochi settori industriali. Attualmente la produzione europea è il 13,2% della **produzione mondiale di idrogeno** (la produzione mondiale è di **74 Mton/anno**) e il supporto pubblico al vettore energetico è largamente differente nelle diverse aree geografiche (Cina 4€ pro capite, Giappone 3€ pro capite, USA 0,75 € pro capite, EU 0,5€ pro capite).

La seconda, di più lungo termine, è l'**assenza di infrastrutture pienamente compatibili con l'idrogeno per il trasporto su lunghe distanze**, dato che le reti gas possono accogliere quantità di idrogeno, differenti per Stato membro in base alle caratteristiche delle reti e delle apparecchiature dei consumatori finali.

A livello europeo è altresì ancora assente un framework uniforme per l'idrogeno e le **attuali politiche** sono **largamente eterogenee** (incentivi diversi, diverse regole di connessione e accesso alle reti, ecc...). In particolare, si segnala la mancanza:

- di uno stabile sostegno alla produzione di idrogeno *clean e low carbon* al fine di supportare lo sviluppo di economie di scala;
- di un coordinamento nell'incentivazione alla produzione e alla domanda per i settori più difficili da decarbonizzare che possa favorire lo sviluppo di un mercato dell'idrogeno;
- di un chiaro e definito quadro normativo che favorisca lo sviluppo dell'offerta, della domanda e delle infrastrutture della filiera dell'idrogeno;
- di un quadro normativo che regolamenti la sicurezza tecnica di tutta la filiera dell'idrogeno;
- della promozione dell'idrogeno prodotto dai processi chimici e petrolchimici oggi in marcia, il quale non deve essere discriminato, in quanto vettori energetici fruibili fin da subito per la sperimentazione e sviluppo di *cluster* a idrogeno.

Figura 8: Ipotesi di classificazione delle diverse tipologie di gas a basse emissioni
 Fonte: Madid Forum



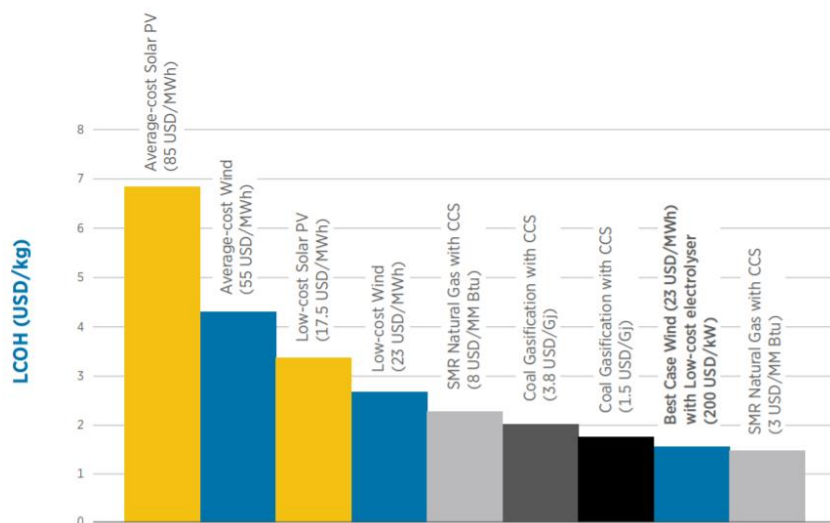
Inoltre, l'idrogeno al momento soffre di **bassa efficienza e alti costi**, dato che la conversione di elettricità rinnovabile in idrogeno non è efficiente quanto il consumo diretto dell'energia elettrica a causa delle perdite di conversione. Inoltre, il potenziale impatto dei rischi della catena di approvvigionamento e dell'incertezza del mercato sono amplificati dai margini stretti per i prodotti industriali finali a causa della concorrenza internazionale.

Sotto il profilo dei costi, né l'idrogeno rinnovabile né l'idrogeno a basse emissioni di carbonio, in particolare l'idrogeno a base fossile con la cattura del carbonio, sono oggi competitivi con l'idrogeno da fonte fossile (grigio). I costi di produzione stimati oggi per l'idrogeno a base fossile sono di circa 1,5 euro/kg per l'UE, fortemente dipendenti dai prezzi del gas naturale, e trascurando il costo della CO₂. I costi stimati oggi per l'idrogeno a base fossile con cattura e stoccaggio del carbonio sono di circa 2 euro/kg, e di idrogeno rinnovabile 2,5-5 euro/kg¹⁴. Sarebbero necessari prezzi del carbonio nell'intervallo di 55-90 euro per tonnellata di CO₂ per rendere l'idrogeno a base fossile con la cattura del carbonio competitivo con l'idrogeno a base fossile. I costi per l'idrogeno rinnovabile stanno scendendo rapidamente: I costi degli elettrolizzatori si sono già ridotti del 60% negli ultimi dieci anni e si prevede che si contrarranno ancora da qui al 2030 sfruttando le economie di scala. Nelle regioni in cui l'elettricità rinnovabile è a buon mercato, si prevede che gli elettrolizzatori saranno in grado di competere con l'idrogeno a base fossile nel 2030.

¹⁴ Una strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra, CE, pag.6.

Figura 9: Costi della produzione di idrogeno green e low carbon

Fonte: IRENA



Notes: Electrolyser capex: USD 840/kW; Efficiency: 65%; Electrolyser load factor equals to either solar or wind reference capacity factors. For sake of simplicity, all reference capacity factors are set at 48% for wind farms and 26% for solar PV systems.

Pensando all'utilizzo dell'idrogeno verde per aiutare la decarbonizzazione dei consumi termici resistenti, tipici di alcuni processi produttivi ad alta intensità energetica, esiste nella sostanza un'ulteriore barriera di tipo territoriale correlata a quella rappresentata dagli attuali elevati costi, sebbene in riduzione. Ovvero il **vincolo di prossimità** - per l'erogazione degli incentivi - tra impianto di elettrolisi e impianto di generazione rinnovabile, sebbene tale ostacolo potrebbe essere superato attraverso forme contrattualistiche di approvvigionamento virtuale di energia elettrica (cosiddetti Virtual PPA).

4. Futuri campi d'applicazione: potenziali mercati e implicazioni attese

4.1. EVOLUZIONE DEI COSTI DI GENERAZIONE E ANALISI DEGLI
SCENARI DI MATURITÀ TECNOLOGICA

4.2. FUTURI CAMPI DI APPLICAZIONE

5.2.1. VALUTAZIONE DEI CLUSTER INDUSTRIALI PER UN PRIMO
SVILUPPO DELL'IDROGENO

5.2.2. L'USO DI IDROGENO PER GESTIRE I PICCHI DI DOMANDA DI
ENERGIA

4.3. IMPLICAZIONI ATTESE SUL SISTEMA ENERGETICO

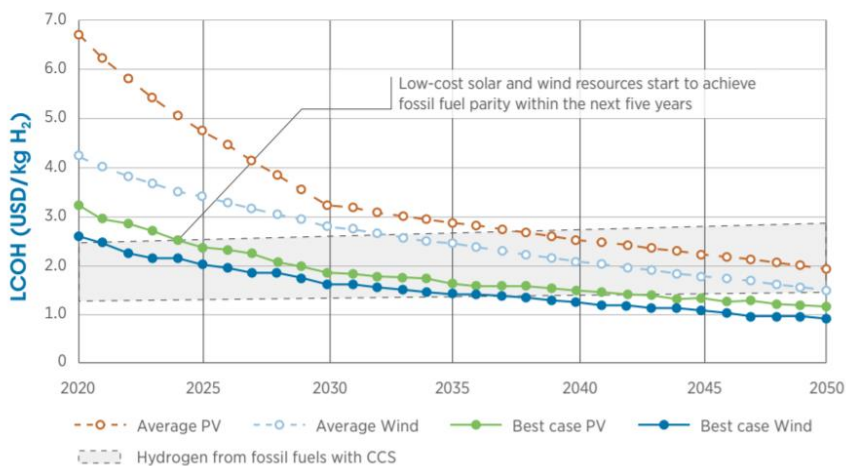
4. Futuri campi d'applicazione: potenziali mercati e implicazioni attese

4.1. Evoluzione dei costi di generazione e analisi degli scenari di maturità tecnologica

L'idrogeno grigio è attualmente il più competitivo ma si prevede che l'interiorizzazione dei crescenti costi della CO₂ lo renderà più costoso nel lungo periodo. L'evoluzione dei costi di sviluppo delle infrastrutture per sostenere l'uso e lo stoccaggio della cattura del carbonio (CCU e CCS) saranno determinanti per definire i valori di produzione di idrogeno a basse emissioni e di combustibili sintetici. L'evoluzione tecnologica e la possibilità di sfruttare economie di scala per i processi di reforming e cattura della CO₂ o dell'utilizzo di biometano e bio-nafta per la produzione di idrogeno da *reforming* potranno ridurre considerevolmente il *Levelized Cost Of Hydrogen* (LCOH) di queste tecnologie. Allo stesso tempo l'idrogeno verde vedrà un declino dei costi, guidato dalla contrazione dei costi di investimento necessari sia per lo sviluppo di capacità di generazione solare ed eolica, sia per gli elettrolizzatori. Ove sarà possibile la generazione rinnovabile a basso costo, in particolare per la disponibilità di ampie risorse naturali, si prevede un allineamento dei costi tra idrogeno a basse emissioni e idrogeno green già prima del 2030.

Figura 10: Evoluzione attesa dei costi della produzione di idrogeno

Fonte: IRENA



Note: Remaining CO₂ emissions are from fossil fuel hydrogen production with CCS.
 Electrolyser costs: 770 USD/kW (2020), 540 USD/kW (2030), 435 USD/kW (2040) and 370 USD/kW (2050).
 CO₂ prices: USD 50 per tonne (2030), USD 100 per tonne (2040) and USD 200 per tonne (2050).

Secondo tutti gli scenari internazionali, compresa la Strategia Europea, l'idrogeno low-carbon sarà il vettore energetico precursore dal punto di vista temporaneo, il quale permetterà già nei prossimi cinque anni di sviluppare ed anticipare l'intera filiera dell'idrogeno soprattutto per ridurre rapidamente le emissioni della produzione esistente, aprendo la strada alle applicazioni rinnovabili da sviluppare in parallelo.

L'analisi dei differenti scenari di maturità tecnologica è necessaria per capire attraverso quali strumenti normativi si possa definire una roadmap che preveda lo sviluppo delle tecnologie più mature e l'integrazione di quelle emergenti nel medio-lungo termine.

Una volta individuati i settori adatti e più promettenti per le applicazioni di questa tecnologia, risulta infatti necessario definire una strategia di rete distributiva in relazione al trasporto/stoccaggio e alle stazioni di rifornimento. La rete distributiva dovrà essere ben pianificata e collocata territorialmente in luoghi strategici dal punto di vista industriale/logistico, nell'ottica di creare condizioni di sostenibilità dei costi.

4.2. Futuri campi di applicazione

4.2.1. Valutazione dei cluster industriali per un primo sviluppo dell'idrogeno

La valutazione dei cluster industriali è funzionale a comprendere dove avviare una decarbonizzazione mediante la produzione di idrogeno con consumo in situ, in attesa dello sviluppo di una rete infrastrutturale.

Lo sviluppo dei nuovi campi di applicazione deve andare di pari passo con l'aumento della produzione di idrogeno. Due potrebbero essere i principali mercati, **le applicazioni industriali** (ad esempio acciaierie, le raffinerie e cementifici) e **la mobilità** (trasporti di merci e di persone). Al fianco di questi, quando la risorsa sarà più abbondante, l'idrogeno potrà diffondersi nel **riscaldamento degli edifici** e nella **generazione di energia elettrica** in *blend* con gas naturale ovvero in purezza, abilitando anche il *sector coupling* fra reti elettriche e gas (P2H). Il *blending* di idrogeno nelle reti del gas naturale, se economicamente compatibile, potrebbe anche essere previsto nella fase di transizione al fine di sostenere la domanda ma in una fase di risorsa scarsa risulta più efficiente destinare il vettore decarbonizzato ai processi *hard to abate* e nei settori dove la tecnologia è più matura e promettente. Anche i combustibili a basso contenuto di carbonio potranno far parte di una strategia globale per l'idrogeno che consenta di immagazzinare la produzione di elettricità rinnovabile come complemento alle batterie e contribuendo ai servizi di bilanciamento della rete. Nei trasporti occorre valutare attentamente le potenziali applicazioni, individuando gli specifici settori ove l'idrogeno può essere effettivamente utilizzato e tenendo conto che le valutazioni sui livelli di emissioni nocive prodotte dai mezzi devono essere ricondotte anche allo sviluppo tecnologico dei motori.

Un'applicazione immediata **nell'industria può** consistere nel ridurre e sostituire l'uso di idrogeno ad alta intensità di carbonio nelle **raffinerie, nella produzione di ammoniaca e per nuove forme di produzione di metanolo**. L'idrogeno è attualmente la fonte low carbon più economica in grado di garantire produzioni a livello industriale di natura continua e programmabile. In una seconda fase, l'idrogeno può costituire la base per investire e costruire processi di produzione

manifatturiera, ad esempio nel settore alimentare, ceramico, cartario, chimico o dell'acciaio a zero emissioni di carbonio, come previsto dalla nuova strategia industriale della Commissione UE.

Il **settore siderurgico**, in un futuro scenario "*carbon neutral*" al 2050, ha le potenzialità per diventare un importante consumatore di idrogeno, qualora si realizzassero le condizioni tecnologiche, regolatorie e soprattutto economiche per un suo impiego competitivo a livello industriale. In ambito siderurgico, infatti, sono attualmente in fase di sviluppo tecnologie, che qualora implementate su scala industriale, consentirebbero l'impiego dell'idrogeno, sia come agente riducente del minerale di ferro in sostituzione del carbone (CDA – Carbon Direct Avoidance), sia come combustibile in sostituzione del gas naturale nei forni e nei processi di riscaldamento. Per supportare la dimostrazione di queste nuove tecnologie e portare i diversi progetti in corso ad una reale implementazione su scala industriale è innanzitutto necessario un forte supporto ai programmi di ricerca, garantendo l'accesso alle risorse necessarie anche attraverso un coordinamento tra i diversi strumenti di finanziamento disponibili a livello UE. Eurofer, l'associazione europea dei produttori di acciaio, ha stimato che, per arrivare ad una produzione di acciaio "*carbon neutral*" al 2050, servirebbero 400TWh all'anno di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile, di cui 250 TWh da destinare alla produzione di 5,5 milioni di tonnellate di idrogeno verde all'anno, da utilizzare solo nei processi siderurgici.

L'utilizzo del combustibile idrogeno è già stato oggetto di verifiche preliminari anche nel **settore ceramico**, in particolar modo da parte dei produttori di impianti. Le prime verifiche svolte - seppur a livello embrionale - portano a pensare che l'idrogeno sia utilizzabile come combustibile per atomizzatore e forni, ovvero i principali processi termici che caratterizzano il settore, in forma *blended* e potenzialmente anche in modo esclusivo. Serviranno tuttavia inevitabili approfondimenti tecnici sui materiali da adottare per la combustione (la temperatura di fiamma dell'idrogeno è superiore a quella del gas naturale tipicamente impiegato) e sulla incidenza sul processo dei maggiori volumi di acqua generati dalla combustione ad idrogeno (a parità di potenza termica erogata) in particolar modo pensando ai processi dove l'energia termica ha funzione essiccative come nell'atomizzatore. Più in generale, gli approfondimenti saranno quanto più necessari dato che i processi termici del ciclo ceramico prevedono - a tecnologia attuale - sempre un utilizzo diretto dei fumi di combustione sul prodotto da trattare. A valle delle verifiche sulle possibilità di adeguare il processo, andranno inoltre valutati gli effetti sul prodotto, in particolar modo in riferimento alla cottura dove la trasmissione di calore avviene con dosato equilibrio di trasmissione e irraggiamento. L'adozione dell'idrogeno altererebbe sicuramente tale *set-point* (a causa dei diversi volumi in gioco, della diversa temperatura di fiamma, etc.) e necessiterebbe sicuramente di una fase di test ed adeguamento per garantire la qualità del prodotto offerto.

Nel settore dei trasporti, l'idrogeno potrà trovare inizialmente spazio ad esempio nel campo del trasporto **pubblico soprattutto per le tratte a lunga percorrenza**,

nelle flotte commerciali del trasporto merci e in parti della rete ferroviaria non elettrificate. Le stazioni di rifornimento di idrogeno possono essere facilmente fornite da fornitori regionali o locali, ma il loro impiego dovrà basarsi su un'analisi chiara della domanda della flotta e sui diversi requisiti per i veicoli leggeri e pesanti. Le celle a combustibile a idrogeno e i combustibili derivati dall'idrogeno necessiteranno di essere supportati in quanto non ancora in condizioni di maturità, a partire dall'ambito dei **veicoli stradali pesanti**, compresi i pullman, i veicoli a uso speciale e i veicoli merci a lungo raggio in modo da ridurre le loro emissioni di CO₂. Gli obiettivi 2025 e 2030 stabiliti nel regolamento sugli standard di emissione di CO₂ possono trainare il mercato per le soluzioni a celle a combustibile ma risultano inefficaci per gli *e-fuel*, in quanto non considerano l'intero ciclo di vita dei vettori energetici.

Nell'ambito del **trasporto pesante (di merce e di persone)**, i veicoli saranno responsabili di una fetta sempre maggiore delle emissioni di gas serra con una flotta di trasporti al 98% diesel. In questo quadro, le piattaforme pesanti alimentate a idrogeno, possono costituire una valida alternativa per sostituire gli attuali a gasolio. Unitamente al bio-GNL, l'idrogeno rappresenta infatti l'alternativa più promettente per il processo di decarbonizzazione, considerando le difficoltà di ottenere mezzi a trazione elettrici (a batteria) con carico utile (payload) sufficiente e autonomia confrontabile con quella dei veicoli attuali. I veicoli pesanti ad idrogeno oltre ad un payload accettabile hanno il vantaggio di tempi di rifornimento estremamente rapidi se paragonati ai mezzi puramente elettrici. Esistono sperimentazioni di flotte significative per il trasporto pesante di merce e di persone con autobus TPL in vari Paesi e con soluzioni fino alle massime dimensioni. Si ritiene pertanto opportuno dare priorità alla diffusione dell'idrogeno nei veicoli commerciali pesanti per il trasporto di merce e di persone impiegati per missioni di lungo raggio che, come già illustrato nel documento, risultano particolarmente idonei alla tecnologia *fuel cell*. **Diversamente, allo stato attuale, la decarbonizzazione dei veicoli commerciali leggeri impiegati per la logistica e mobilità delle persone urbana appare maggiormente percorribile attraverso l'elettrificazione. Tali soluzioni, inoltre, sono già ampiamente presenti sul mercato e dispongono di una rete di ricarica ormai in fase di sviluppo.**

I treni a celle a combustibile a idrogeno potrebbero essere sviluppati per le rotte commerciali ferroviarie non elettrificate: circa 4.763 km della rete principale italiana è ancora oggi servita dalla tecnologia diesel e alcune applicazioni di treni a idrogeno risultano già oggi competitivi in termini di costi. La possibilità di sviluppare l'idrogeno nella rete ferroviaria dovrà essere opportunamente valutata in termini di rapporto costi/benefici ed efficienza rispetto all'elettrificazione diretta della rete.

Nel lungo termine l'idrogeno potrà inoltre diventare un'opzione per decarbonizzare il **settore aereo e marittimo**, attraverso la produzione di cherosene sintetico liquido o altri combustibili sintetici. Si tratta di combustibili "drop-in" che possono essere utilizzati con la tecnologia aeronautica esistente, ma le implicazioni in termini di efficienza energetica devono essere prese in

considerazione. A lungo termine, le celle a combustibile alimentate a idrogeno, che richiedono la progettazione di aeromobili adattati, o motori a reazione a idrogeno possono anche costituire un'opzione per l'aviazione. Il **settore navale** sta attualmente affrontando l'inizio della trasformazione energetica. Sono recenti le prime applicazioni su grande scala di motori dual fuel a LNG e soluzioni basate a batterie (per applicazioni specifiche). Inoltre, si stanno affacciando sul mercato anche nuove tecnologie per l'utilizzo di idrogeno come combustibile nelle turbine a gas, consentendo di studiare sistemi di propulsione a ciclo combinato con alta efficienza e basse emissioni. Data la complessità del settore e la diversificazione delle tipologie di navi e delle operazioni che affrontano, ad oggi non è ancora consolidata e delineata una strada univoca per la necessaria transizione energetica. Certamente, in questo contesto, l'idrogeno ed i combustibili ricchi di idrogeno giocheranno un ruolo cruciale. Attualmente sono in fase di studio e di test diverse soluzioni applicative basate su questi combustibili, generalmente trasformati in energia elettrica mediante l'utilizzo di celle a combustibile o più semplicemente – in particolare in fase transitoria – in turbina o MCI.

Nell'ambito del settore marittimo, le celle a combustibile cominciano a mostrare una considerevole potenzialità nell'ambito della produzione elettrica, sia a fini propulsivi che come APU (*Auxiliary Power Units*), nonostante ci siano serie barriere da superare in termini di: requisiti di densità di potenza e ridotti spazi d'installazione a bordo. I sistemi a celle a combustibile mostrano potenziale anche per impieghi in ambito cogenerativo, con produzione in parallelo di calore. La caratteristica modulare delle celle a combustibile permette loro di adattarsi potenzialmente a diverse tipologie di imbarcazioni, ad esempio quando queste si trovano in porto per coprire i servizi hotel di bordo, garantendo così una riduzione dell'impatto ambientale. La possibilità di effettivo successo nella mobilità navale sarà legata alla disponibilità di una capillare rete di rifornimento e all'affidabilità e costo dei sistemi, a confronto con soluzioni di accumulo elettrico tradizionali. Lo sviluppo delle *Fuel Cell* per applicazioni navali può essere perseguito sfruttando diverse tipologie di combustibili ed utilizzando diverse tipologie di celle basate su tecnologie differenti (PEM, SOFC, etc.). Ognuna di queste soluzioni offre vantaggi e svantaggi specifici da valutare di volta in volta, ma, in generale, tutte scontano ancora problemi tecnologici rilevanti in termini di "scale-up" in potenza, di volumi, di integrazione tecnica a bordo e di costi. Per quest'ultimo aspetto infatti le soluzioni ad oggi green alternative più percorribili sono le applicazioni di batterie, più costo-efficaci rispetto alle *fuel cell*. Lo stesso contesto normativo (nazionale ed internazionale) rende attualmente molto difficile l'applicazione di tali soluzioni anche solo per casi prototipali e necessita quindi di uno sviluppo e armonizzazione nei vari settori di applicazione.

Le unità operanti nel settore marittimo, fatta eccezione per i traghetti locali e le unità minori per il trasporto locale, necessitano di grandi autonomie per percorrere tratte molto lunghe con ridotte possibilità di rifornimento. Questo rappresenta una grossa barriera all'elettrificazione delle unità, in quanto, date le potenze in gioco, anche i più grandi pacchi batterie non riescono a garantire (a costi e volumi ragionevoli) sufficienti prestazioni. L'idrogeno, o i combustibili

ricchi di idrogeno, possono aiutare a superare questa barriera, per quanto, in particolare l'idrogeno, seppur liquefatto, richieda volumi molto più elevati rispetto ai combustibili fossili. Al momento attuale l'idrogeno rappresenta, potenzialmente, un buon compromesso a parità di autonomia, garantendo un totale abbattimento delle emissioni a discapito della riduzione di una parte del carico pagante; in futuro la massiccia introduzione di stazioni di "re-fuelling" dell'idrogeno presso i principali porti nazionali e internazionali potrà facilitare la riduzione dei volumi di stoccaggio a bordo del combustibile purché si adottino nuovi business model per l'operatività e l'esercizio delle navi. A differenza di quanto può avvenire a terra per applicazioni stazionarie per l'alimentazione della rete elettrica nazionale, le applicazioni basate su celle a combustibile alimentate a idrogeno soffrono i picchi di carico, e non sono in grado di supportare rapide variazioni di carico nel tempo (es. nave in manovra) che potrebbero deteriorare velocemente sia le performance sia la vita operativa delle celle stesse. Per questo motivo le soluzioni navali dovranno (almeno finché tale limite tecnologico delle celle a combustibile non verrà superato) necessariamente adottare soluzioni miste (ad es. *fuel cell* e batterie) in grado di gestire sia la continuità del carico elettrico che la comparsa di picchi di carico in aumento o diminuzione.

Nell'ambito della Power Generation terrestre, dove i vincoli di peso, volumi e integrazione sono più facilmente superabili o non rappresentano un problema, l'idrogeno si presenta come un vettore energetico dalle enormi potenzialità applicative. Può infatti contribuire, nel lungo termine in cui sarà una risorsa abbondante, alla riduzione delle emissioni nei cicli termici terrestri con caldaie non convenzionali. Infine, le applicazioni terrestri con cicli combinati possono giocare un ruolo significativo per le applicazioni di cogenerazione, incluso l'uso tecnico del vapore per il teleriscaldamento.

La mobilità alternativa ad idrogeno include tipologie di mezzi anche lontani dall'uso comune, quali per esempio la **movimentazione materiali** (*Material Handling*), anche definita come logistica industriale. Questa, rappresenta una considerevole fetta dei mezzi ad uso industriale impiegati tutt'oggi in cui l'idrogeno può assumere un ruolo rilevante. Si includono in questa categoria, i mezzi per: movimentazione, protezione e stoccaggio delle materie prime o semilavorati dal loro sito di produzione al punto di utilizzo, la loro successiva manipolazione nei processi di produzione, la distribuzione dei prodotti finiti dalle fabbriche agli utenti o ai punti vendita, la movimentazione merci e bagagli negli aeroporti e nei porti. Si tratta di mezzi che possono essere dotati di celle a combustibile, con una previsione prudenziale di mercato pari a un 5% circa nel periodo 2019- 2024 (fonte: Piano Nazionale di Sviluppo - Mobilità Idrogeno Italia, elaborato da H2IT). La diffusione di mezzi a idrogeno nel settore della movimentazione materiali in Europa e in Italia è meno sviluppata rispetto a quello di altri paesi come gli USA o il Giappone. La richiesta però sta aumentando e può essere rafforzata con opportuni programmi pluriennali di incentivazione al cambio di veicoli obsoleti ed inquinanti.

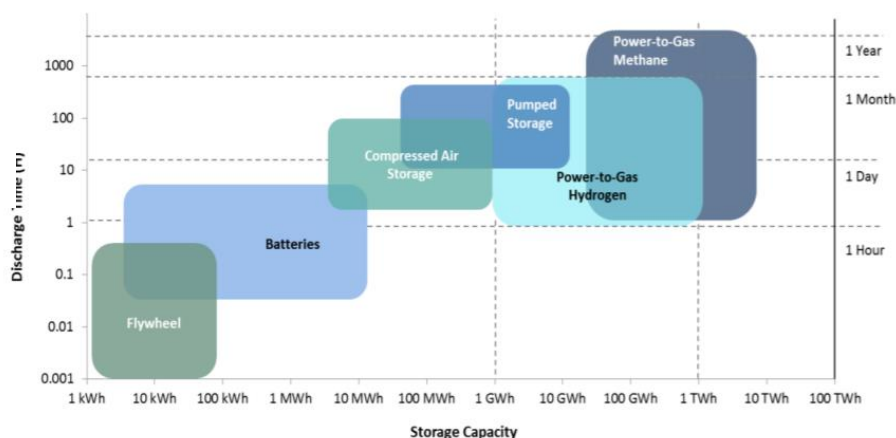
4.2.2. L'uso di idrogeno per gestire i picchi di domanda di energia

La valutazione dell'uso di idrogeno realizzato dai rifiuti, o dallo stoccaggio di CO₂ o dalla produzione di idrogeno da fonti rinnovabili – per fornire l'adeguata flessibilità alla rete elettrica permetterà di gestire i picchi di domanda di energia e abilitare il *sector coupling*. L'idrogeno può infatti fornire stoccaggio ciclico o stagionale consentendo agli elettrolizzatori e agli altri sistemi di produzione di funzionare in modo flessibile al fine di coprire le fluttuazioni di domanda della rete elettrica. Per lo stoccaggio possono essere sviluppati appositi accumuli ma possono essere anche impiegati i depositi sotterranei caverne saline o giacimenti di gas naturale oggi esauriti.

Nei prossimi anni si assisterà ad una forte trasformazione nel settore dell'elettricità, con una crescente quota di energie rinnovabili non programmabili intermittenti. L'idrogeno potrebbe essere impiegato per accumulare l'*overgeneration* rinnovabile nella rete. Anche la produzione di energia elettrica negli impianti termoelettrici attualmente alimentati a gas potrebbe essere in futuro convertita ad idrogeno, esistono infatti già in commercio turbine che possono essere alimentate con tale vettore.

Figura 11: Overview delle differenti opzioni tecnologiche per lo storage elettrico

Fonte: European Commission (2017), *Energy storage – the role of electricity*



Le navi in porto possono ridurre le emissioni provenienti dal proprio sistema di generazione qualora siano collegate alla rete elettrica terrestre (i.e. *cold ironing*). Questo però richiede lo sviluppo di specifiche infrastrutture portuali collegate alla rete elettrica terrestre, con potenze impegnate rilevanti nel caso in cui più navi di grandi dimensioni debbano stazionare in banchina nel medesimo istante (dai 3 ai 15 MW per nave a seconda delle dimensioni e della tipologia). Una strategia per soddisfare il fabbisogno elettrico passa anche attraverso la realizzazione di sistemi di conversione energetica che in banchina trasformano l'idrogeno o altri combustibili sintetici a base di idrogeno in energia elettrica che alimenta le navi; peraltro tali sistemi possono essere reversibili, permettendo l'accumulo energetico (sotto forma di stoccaggio di idrogeno) in occasione di eventuali picchi di autoproduzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. In questo modo la dorsale elettrica a cui il porto si attacca non dovrebbe essere potenziata, in quanto il porto stesso avrebbe la sua rete interna in grado di sopperire a questi incrementi di carico, garantendo anche una maggiore flessibilità operativa dal momento che tale rete alimentata autonomamente non necessiterebbe della programmazione degli assorbimenti con il gestore nazionale. In questo contesto

risultano quindi importanti gli impianti a ciclo combinato che generano potenza elettrica ad elevato rendimento globale, da affiancarsi all'autoproduzione da fonti rinnovabili nell'area portuale o retroportuale. Tali impianti potranno essere alimentati da combustibili gassosi arricchiti con idrogeno, per poi essere alimentati da soli combustibili a base idrogeno in sistemi composti da Turbine a Gas, caldaie o Fuel Cell ad alta temperatura a monte della Turbina a Vapore.

4.3. Implicazioni attese sul sistema energetico

Le politiche di decarbonizzazione a lungo termine comporteranno un cambio di paradigma nel settore energetico, con implicazioni sotto il profilo della sicurezza energetica, del fabbisogno infrastrutturale e della gestione delle fonti e dei vettori energetici. L'idrogeno presenta diversi percorsi di sviluppo in funzione delle modalità di produzione, trasporto e stoccaggio.

L'idrogeno può essere trasportato tramite pipeline, ma anche tramite opzioni di trasporto non basate sulla rete, ad esempio camion o navi che attraccano in terminali GNL appositamente adattati. Il trasporto può avvenire come idrogeno gassoso puro o liquido, o legato in molecole più grandi che sono più facili da trasportare (ad esempio, ammoniaca o vettori di idrogeno organico liquido). Il fabbisogno infrastrutturale dipenderà in ultima analisi dal modello di produzione e domanda di idrogeno e dai costi di trasporto e sarà legato alle diverse fasi dello sviluppo della produzione di idrogeno.

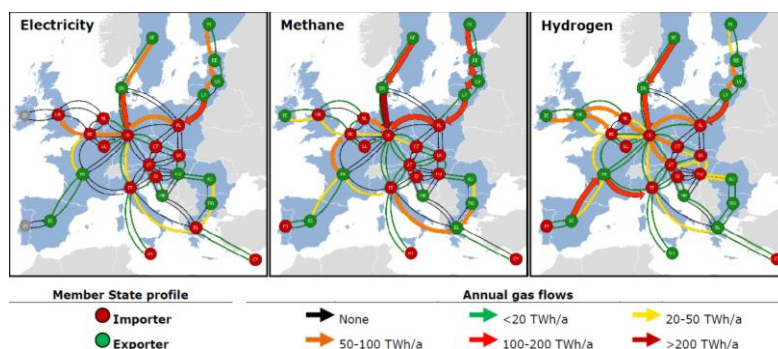
La **decarbonizzazione delle forniture di gas naturale e la conseguente riconfigurazione dei flussi di gas avranno effetti sui business case degli operatori di rete**. Nel medio e lungo termine gli operatori di rete fronteggeranno cambiamenti importanti sia dal punto di vista tecnico che regolatorio, con ricadute dirette sul costo del servizio in relazione ai volumi di gas trasportato. La riconfigurazione dei flussi gas all'interno dell'UE al 2050 porterà ad una ridefinizione dei flussi energetici tra Paesi, portando a galla la necessità di uno sviluppo organico delle infrastrutture energetiche, che punti a minimizzare il sottoutilizzo di infrastrutture *cross-border* e il conseguente aumento delle tariffe di trasporto. In quest'ottica, la **conversione di infrastrutture gas per il trasporto di idrogeno si presenta come un'opportunità cost-effective**, soprattutto guardando ad alcune direttrici Sud-Nord che potrebbero portare vantaggi diretti sia all'industria manifatturiera italiana sia alle industrie energetiche nell'ottica della creazione di un hub italiano dell'idrogeno in chiave di export verso l'Europa. Ad esempio, **la produzione di idrogeno verde in Nord Africa** ed il trasporto in Italia attraverso le reti esistenti opportunamente adeguate può presentare vantaggi sia in termini di **minori costi**, nell'ordine del 15-20% inferiore rispetto alla produzione nazionale (incluso anche il costo di trasporto), che di **maggiore disponibilità di suolo**, oltre ad una distribuzione della produzione nell'arco dell'anno ottimale in grado di mitigare gli effetti della stagionalità della produzione nazionale. Secondo uno studio¹⁵ pubblicato da 11 TSO europei, le

¹⁵ "European Hydrogen Backbone", Guidehouse, July 2020

infrastrutture gas esistenti in Europa possono essere adeguate a costi ridotti – nell'ordine dei 0,09-0,17 €/kg per 1000 km - al trasporto di idrogeno. La rete si svilupperebbe gradualmente a partire dai prossimi anni arrivando a un'estensione di 6.800 km entro il 2030, connettendo alcune "hydrogen valley" europee lungo il proprio tracciato. Entro il 2040, l'infrastruttura potrebbe arrivare a 23.000 km, il 75% dei quali rappresentato da esistenti condotte gas convertite all'idrogeno e il restante 25% da nuovi tratti di rete.

Figura 12: Effetti possibili sui flussi di importazione delle commodity energetiche in EU

Fonte: *Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure*

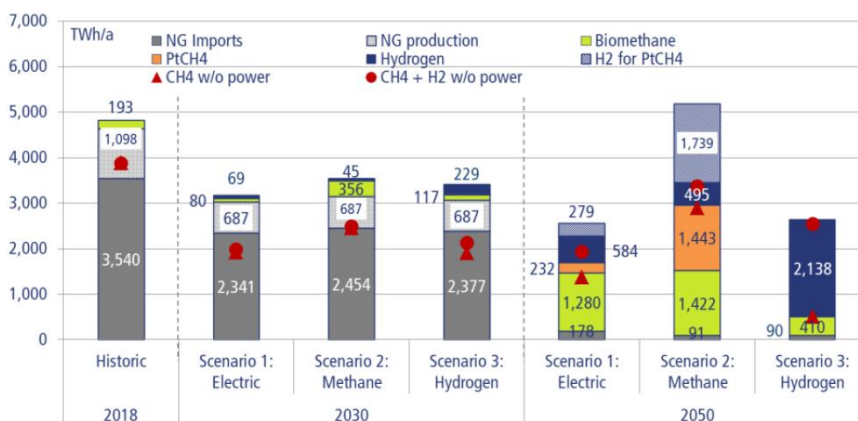


In alcuni documenti della Commissione europea si può leggere che il **reimpiego delle reti gas per il trasporto dell'idrogeno sia da considerare un'opportunità cost-effective**, ma viene presa in considerazione anche la creazione di infrastrutture apposite per alte concentrazioni di volumi di idrogeno. In particolare, secondo lo studio "Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure" della Commissione UE:

- Il consumo di combustibili gassosi in UE è destinato a ridursi dai livelli del 2015 di un **20% al 2030** (3.500 TWh/a), mentre al 2050 dipenderà dalle scelte tecnologiche (in alcuni scenari cresce mentre in altri si riduce del 60%).
- **Biometano e Idrogeno giocheranno un ruolo importante** nella decarbonizzazione del sistema energetico.
- Il **potenziale Ue per il biometano sostenibile è limitato** (1.150 TWh/a) mentre il **potenziale teorico dell'idrogeno** (6.500 TWh nel 2030 e 7.900 TWh nel 2050) e del **metano sintetico** è abbastanza grande da **sostituire la domanda di gas naturale**.

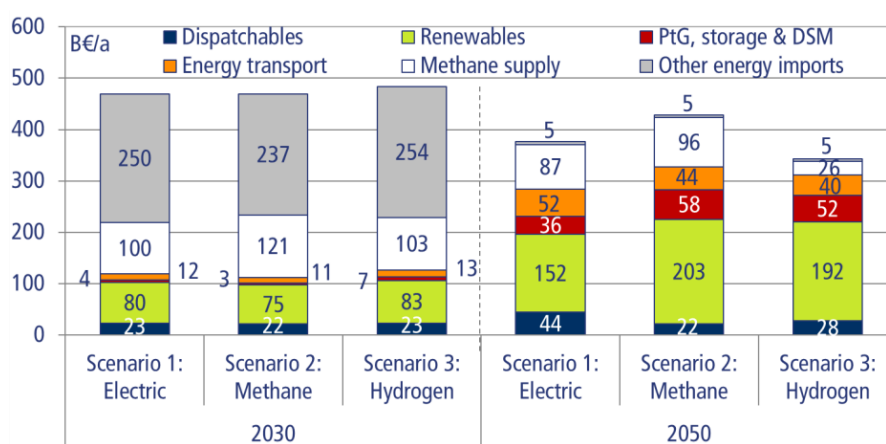
Figura 13: Proiezioni della Gas supply in UE 28

Fonte: *Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure*



Importate segnalare che lo **scenario basato sul sector coupling di elettricità e gas**, dove **l'idrogeno gioca un ruolo centrale** (scenario 3), permette di raggiungere gli obiettivi con il minore costo di sistema e **valorizzando gli esistenti asset gas**. L'utilizzo sempre più consistente di FER per soddisfare il fabbisogno energetico e per la produzione di idrogeno verde rischia di indebolire la resilienza della rete elettrica soprattutto nella fase di transizione iniziale in cui le tecnologie di produzione e immagazzinamento di idrogeno non saranno pienamente mature e non sufficienti a garantire il fabbisogno in caso di periodi di sottoproduzione/indisponibilità. La tecnologia turbogas permette di far fronte a questo aspetto, con possibilità di utilizzo nel lungo periodo: nell'immediato è possibile sfruttare la flessibilità dei moderni impianti in grado di raggiungere le piene condizioni operative in pochi minuti, potendo così riequilibrare la rete, e potendo utilizzare percentuali crescenti di idrogeno, in prospettiva al 20% nel medio termine. Successivamente sarà possibile sfruttarne le potenzialità a percentuali di idrogeno e/o gas verdi crescenti con la possibilità di arrivare fino al 100% di utilizzo di combustibili carbon free. D'altra parte, a tal proposito, si deve tenere in debita considerazione che le attuali turbine a gas delle centrali elettriche sono valutate come sensibili anche a piccole quantità di idrogeno e necessitano di ulteriori misure di ricerca e sviluppo o mitigazione quando si pianifica di alimentarle con concentrazioni di idrogeno più elevate¹⁶.

Figura 14: Stime dei costi annuali per il sistema energetico Fonte: *Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure*



Considerando la volontà della Commissione Europea di promuovere investimenti tesi a rimpiazzare gradualmente le importazioni di combustibili fossili con fonti e vettori sostenibili, fra cui l'idrogeno, si potrà sfruttare sia la posizione geopolitica dell'Italia nel mediterraneo, sia la concentrazione di risorse rinnovabili, per dirottare gli investimenti infrastrutturali sul nostro territorio.

¹⁶ Marcogaz, *Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use*

5. Piano d'azione: misure di policy necessarie per il successo della strategia

- 5.1. SUPPORTO ALLA RICERCA
- 5.2. SUPPORTO ALLA PRODUZIONE DI IDROGENO E SUOI DERIVATI
- 5.3. SOSTEGNO ALLA DOMANDA DI IDROGENO E SUOI DERIVATI
- 5.4. ASPETTI NORMATIVI E REGOLATORI
- 5.5. PROMUOVERE UNA CULTURA DELL'IDROGENO

5. Piano d'azione: misure di policy necessarie per il successo della strategia

Per attivare gli investimenti nei prossimi anni in Italia e in Europa è necessario che i policy makers della Ue avviino un dialogo ad alto livello con l'obiettivo di creare un quadro politico, un coordinamento tecnico ed **un framework regolatorio abilitante** che consentano la creazione di **forti segnali di prezzo e il funzionamento del mercato, così da assicurare la crescita dimensionale dell'idrogeno e superare l'attuale fallimento di mercato**. Ricerca e innovazione sono inoltre necessarie per incrementare l'efficienza e il funzionamento dell'intera *value chain*. A regime saranno fondamentali **politiche** che valutino l'impatto in termini di **GHG saving sull'intero ciclo di vita** per le diverse tecnologie di produzione idrogeno. Tali politiche dovrebbero **promuovere tutte le possibili alternative**, come l'idrogeno verde, blu, idrogeno da carbonio riciclato e in genere tutte le tipologie di idrogeno a ridotto impatto emissivo.

Per accelerare i tempi di inserimento dell'idrogeno nell'economia italiana si potrebbero avviare **due strade in parallelo a breve termine**:

- La prima che preveda **l'iniezione in rete di idrogeno** senza causare modifiche alle apparecchiature esistenti (*blend* che non superino il 15%-20% di idrogeno);
- La seconda che faccia subito partire **sperimentazioni smart di produzione di idrogeno in zone prossime al punto di utilizzo** nell'ottica di uno sviluppo organico che possa poi poggiarsi sul riutilizzo di infrastrutture di trasporto esistenti (eg. la dorsale che unisce la Sicilia al Nord Italia) in grado di collegare tra loro i diversi punti di produzione e consumo. Questo secondo binario permetterebbe da subito la sperimentazione di tecnologie con miscele ad alto contenuto di idrogeno, anticipando la messa a punto dei dispositivi che dovranno sostituire gli attuali, permettendo, al contempo, la pianificazione dello sviluppo della rete di trasporto – conversioni e nuove realizzazioni – al fine di distribuire idrogeno in percentuali crescenti, inoltre avrebbe il vantaggio di dedicare in modo mirato una risorsa inizialmente scarsa proprio ai settori che hanno difficoltà nel decarbonizzarsi.

5.1. Supporto alla ricerca

Sono necessarie opportune policy dirette a supportare lo sviluppo di tecnologie innovative, promuovendo le attività R&D e la realizzazione di progetti sperimentali per l'avvio di una economia dell'idrogeno. Le politiche di supporto alle attività R&D dovrebbero essere orientate all'innovazione tanto della produzione/trasporto dell'idrogeno, quanto delle tecnologie di utilizzo nei diversi settori di applicazione.

- o Massimizzare il coinvolgimento dei centri di competenza e delle università, dei laboratori, delle aziende e operatori economici e tecnologici, con una strategia di sviluppo della filiera e di attrazione dei

- soggetti interessati chiave per il posizionamento internazionale (in linea con le azioni in Mission Innovation IC8).
- Mantenere un ingaggio internazionale, in particolare a livello europeo, della comunità scientifica e del mondo imprenditoriale, con la strategia di crescita del trasferimento all'industria e di crescita della dimensione del settore.
 - Introdurre un sistema di incentivazione che riguardi le campagne di ricerca su nuovi componenti (o su modifiche-integrazioni di tecnologie esistenti), le quali andranno a comporre la rete dell'idrogeno sia in ambito trasporto sia industriale. Ad esempio, potrebbe essere importante prevedere incentivi in campo di *testing* e prove di laboratorio, con l'obiettivo poi di supportare il giusto impianto di certificazione che deve essere realizzato a garanzia della sicurezza. Il sistema di incentivazione potrà tenere in considerazione la naturale diminuzione del costo degli "*equipment*" e la riduzione del costo finale di H2 clean e low carbon, che sarà determinata dall'aumento del fattore di scala della produzione di questi sistemi.
 - Sviluppare progetti di ricerca finanziati per colmare i gap tecnologici, oppure per abbassare i costi (economici od ambientali) legati ai singoli componenti. Quindi una volta individuato, componente per componente costituente la rete idrogeno, un gap tecnologico che lo rende non economicamente sostenibile, sarebbe utile prevedere una campagna di progetti di ricerca finanziati mirati a colmare il gap. Questo potrebbe rivelarsi un vantaggio nell'ottica della creazione di valore in Italia, che potenzialmente si potrebbe esportare negli altri paesi.
 - Individuazione di impianti pilota da esercire con elevate percentuali di idrogeno per periodi di tempo crescenti. Questo permetterebbe di accelerare lo sviluppo, incrementare l'efficienza di esercizio e l'economicità e individuare tempestivamente eventuali limitazioni e implicazioni tecnologiche in anticipo rispetto a quando una diffusione capillare di questo vettore sarà possibile
 - Incentivare progetti di R&D per adattamento o creazione di sistema di misura da inserire nella filiera del gas con blending di idrogeno considerando opportune analisi dell'impatto sul parco degli apparecchi a gas attualmente installati derivante dall'immissione in rete di idrogeno, con specifica attenzione agli aspetti di sicurezza, funzionalità, rendimento ed emissioni.
 - Stabilire una collaborazione strategica tra i progetti di *hydrogen valleys*, ossia di quei contesti territoriali in cui costruire ecosistemi basati sull'idrogeno, con particolare riferimento al progetto *Hydrogen Valley* interno al Centro di Ricerca ENEA della Casaccia: L'ipotesi è quella di partire dalla situazione attuale, che vanta oltre 4km di rete gas metano interna sviluppata ad albero su tre diversi livelli di pressione, per sviluppare una piattaforma polifunzionale utile a dimostrare le tecnologie di produzione, iniezione, trasporto, distribuzione ed utilizzo dell'idrogeno lungo tutta la filiera valutando gli impatti a partire dal *blending* fino ad utilizzi al 100%. Il Centro di Casaccia, non dovendo rispettare vincoli stringenti di produzione industriale, può rappresentare una soluzione flessibile ed efficace sia per testare i diversi segmenti della filiera [produzione, accumulo, *metering*, distribuzione, ma anche utilizzo in caldaie, utenze termiche, utenze power come *fuel cell*, *genset* e turbine, utenze mobility e stazioni di

rifornimento, utenze di processo e di conversione] che per stringere la collaborazione con partner industriali interessati allo sviluppo e dimostrazione delle tecnologie. Il sito è presidiato h24 da personale esperto che si avvarrà del supporto del Corpo dei Vigili del Fuoco per garantire la necessaria sicurezza durante le fasi di progettazione, realizzazione e sperimentazione degli apparati.

- Sviluppare progetti pilota correlati a soluzioni di rifornimento e stoccaggio per applicazioni navali (sia lato porto che lato nave): Sviluppo di soluzioni di *cold ironing* per fornire potenza elettrica alle navi in banchina tramite impianti di conversione dell'energia con *Fuel Cell* o Cicli combinati con Turbina a Vapore; sviluppo di soluzioni e tecnologie per la trasformazione dell'idrogeno, o dei combustibili ricchi di idrogeno, a bordo di navi (in particolare, l'attenzione dovrà essere dedicata allo sviluppo di soluzioni basate su celle a combustibile capaci garantire potenze dell'ordine, in una prima fase, dei 2-5 MW, per arrivare, sul medio periodo, ad alcune decine di MW); sviluppo di soluzioni, layout ed impianti ausiliari per garantire a bordo delle navi un'integrazione sicura, efficace ed efficiente delle soluzioni precedentemente indicate.

5.2. Supporto alla produzione di idrogeno e suoi derivati

Il successo della strategia dell'idrogeno passa dal rendere economicamente vagliabile l'adozione di idrogeno *clean e low carbon*, al fine di supportare lo sviluppo di economie di scala ed un coordinamento nell'incentivazione alla produzione e alla domanda che possa favorire lo sviluppo di un mercato. Ad oggi, l'idrogeno *clean e low carbon* ed i suoi derivati hanno un costo di produzione più elevato rispetto alle alternative tradizionali dovuto sia ai costi di investimento sia ai costi variabili di produzione (che dipendono ad esempio dal costo dell'energia rinnovabile utilizzata nel caso del *Green Hydrogen*). Per la creazione di un mercato dell'idrogeno e degli LCLF che sia da incentivo ai vettori con una minore impronta di carbonio rispetto a quelli convenzionali, si ritiene necessario intervenire su entrambi attraverso uno schema di supporto. Le possibili linee di azione concreta per promuovere il vettore sono infatti la fissazione di target per l'immissione in rete di percentuali minime di idrogeno a carico degli operatori di reti gas o la definizione di incentivi per lo sviluppo dei sistemi di produzione/*blending*/immissione sia a trasportatori e distributori sia a soggetti privati, seguendo il modello perseguito nell'ambito del biometano.

L'incentivazione deve essere prevista per la produzione e per l'utilizzatore finale (*in primis* industriale), che deve essere adeguatamente stimolato all'adeguamento tecnologico. Tale strumento di incentivazione dovrà riguardare tutte le singole parti della componentistica, e non soffermarsi solo su produzione o su utilizzo, bensì prendere in considerazione tutti i singoli componenti tecnologici che si troveranno a rientrare nella rete dedicata all'idrogeno. In particolare, si potrebbe prevedere di:

- **Indirizzare coerentemente i rischi di investimento** dei primi investitori attraverso la definizione di un'azione di natura pubblica o misto pubblico-privata di supporto.
- Definire il modello di gestione della **Proprietà Intellettuale** generata (in ambito privato).

Supportare gli investimenti sia in termini di **accesso ai fondi pubblici e privati**, sia in termini di **agevolazioni fiscali**: questo tipo di aiuto dovrebbe

andare a compensare l'assenza (attuale) di industrializzazione nella produzione su larga scala di tecnologie funzionali alla produzione di idrogeno *clean e low carbon* (elettrolizzatori, CCS, ecc.) e alla produzione di *e-fuel* derivati dall'idrogeno, rendendo l'investimento iniziale sostenibile per gli attori privati.

- **Supportare il costo variabile di produzione** (meccanismi di supporto dedicati di tipo market-based): sarebbe opportuna la creazione di uno schema di supporto che renda competitivo l'utilizzo dell'idrogeno *clean e low carbon* nei settori in cui esso risulta più prossimo alla competitività rispetto all'alternativa attuale, ovvero:
 - Settori industriali "Hard to abate";
 - Trasporti terrestri e marittimi, in particolare pesanti a lungo raggio.

L'incentivo dovrebbe essere previsto per un congruo lasso temporale e fino allo sviluppo di un mercato contendibile ed efficiente. Questo **supporto al costo variabile** di utilizzo permette di **rendere competitive le nuove tecnologie *clean e low carbon*** rispetto all'alternativa attuale **colmando il gap di costo e consentendo agli utilizzatori finali la possibilità di approvvigionarsi senza sovraccosti**. Il supporto dovrebbe seguire una roadmap fondata sulla maturità tecnologica e di valore economico complessivo, tenendo in considerazione l'effetto scala in termini di personale impiegato, indotto economico generato e di costo per il consumatore finale.

5.3. Sostegno alla domanda di idrogeno e suoi derivati

Per quanto riguarda il settore degli impieghi industriali, anche nell'ottica della decarbonizzazione del gas naturale che rappresenta un vettore energetico non pienamente sostituibile per determinati processi, dovrebbero essere considerate politiche di sostegno alla domanda potenziale. Ad esempio, politiche di stimolo alla trasformazione dei processi attraverso la leva fiscale e il riconoscimento di contributi per gli indispensabili interventi tesi alla conversione degli impianti esistenti al nuovo combustibile (sia blend che tal quale) al fine di assicurare nei tempi necessari la *readiness* degli impianti industriali di utilizzazione (mediante adeguamento o nuova installazione). Ciò anche per garantire i necessari interventi a garanzia della sicurezza e per rendere l'investimento iniziale sostenibile per gli attori privati. Il sostegno allo sviluppo della domanda nazionale (in particolare nel breve periodo per quei settori industriali che già oggi impiegano l'idrogeno nei propri processi produttivi) dovrebbe avvenire attraverso appositi meccanismi, che non vadano tuttavia a penalizzare la competitività dei consumatori di idrogeno ma che anzi la promuovano, con evidenti benefici in termini sia di decarbonizzazione sia reputazionali per i produttori sul mercato globale.

Inoltre, andrebbe intercettato l'ampio campo di applicazione potenziale che risiede nelle applicazioni cogenerative associabile a processi manifatturieri con richiesta termica creando uno specifico quadro di supporto alla diffusione dell'utilizzo di idrogeno nell'ambito della cogenerazione ad alto rendimento. All'interno di questo contesto, va inoltre costruito con sostegni dedicati un ambiente favorevole alla diffusione delle celle a combustibile, alimentate a biometano o idrogeno. La loro penetrazione nel tessuto industriale manifatturiero consentirebbe la produzione di energia direttamente sul luogo di

consumo e coerentemente con le quantità necessarie, senza necessità di sistemi di accumulo e senza interferire con le tecnologie produttive esistenti.

Una possibile politica di sostegno potrebbe prevedere la riammissione delle fonti rinnovabili termiche, incluso l'idrogeno da fonti rinnovabili, nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi. Il meccanismo dei Certificati Bianchi (o dei TEE) è stato – ed è ancora oggi – la principale policy di sostegno ed incentivazione agli interventi di efficienza energetica nel settore industriale. Tale meccanismo inizialmente non prevedeva l'incentivazione solo dell'efficienza energetica, ma anche di tutti gli interventi in grado di comportare un risparmio di energia primaria di tipo fossile (Gas, Carbone, Petrolio, Gasolio), nella fornitura dell'energia termica utilizzata nei processi produttivi.

Proprio questo tipo di applicazioni sono state in grado nel decennio che va dal 2004 al 2014, di produrre dal 10 al 15% di tutti i certificati bianchi scambiati nel mercato spot gestito dal GME, e di conseguenza di generare una riduzione equivalente di consumo di energia di tipo fossile sostituita con energia termica prodotta da fonte rinnovabile.

Purtroppo con l'uscita del decreto del MISE 11 gennaio 2017, è stata introdotta con l'art. 6 la seguente disposizione: *"I progetti che prevedono l'impiego di fonti rinnovabili per usi non elettrici sono ammessi esclusivamente in relazione alla loro capacità di incremento dell'efficienza energetica..."*; nella sostanza tale prescrizione ha ottenuto l'effetto di escludere totalmente la valorizzazione, in termini di decarbonizzazione, del combustibile di tipo fossile sostituito dalla fonte rinnovabile, contribuendo al crollo drammatico della liquidità di titoli di efficienza energetica nella borsa regolamentata, e alla grave destabilizzazione dei prezzi sul mercato che è stata poi alla base degli interventi di emergenza che il MiSE stesso ha dovuto adottare in seguito.

Il primo importante provvedimento adottato per cercare di evitare il crollo del meccanismo di incentivazione dei certificati bianchi è stato varato con la pubblicazione, appena un anno dopo, del decreto 10 maggio 2018 (denominati appunto "decreto correttivo"). Con questo decreto il MiSE ha cercato di ripristinare alcune delle misure espansive sulla liquidità bloccate dal decreto precedente, compreso un intervento di modifica dell'articolo 6, comma 4, già citato, con la seguente nuova formulazione: *"I progetti che prevedono l'impiego di fonti rinnovabili per usi non elettrici sono ammessi esclusivamente in relazione alla loro capacità di incremento dell'efficienza energetica e di generare risparmi di energia non rinnovabile"*. Con l'introduzione del termine "risparmi di energia non rinnovabile", si è riaperta la strada alla valorizzazione delle fonti rinnovabili termiche; bisognerà però aspettare un provvedimento introdotto con l'art. 48 del decreto-legge n.34/2019 del 30 aprile 2019, convertito con modificazioni della legge 28 giugno 2019 n. 58 (DL Crescita), per avere maggiore chiarezza sulla riammissione agli incentivi di questi interventi. Nel provvedimento all'art. 48 si legge:

"1-bis. Fermo restando che l'ammissibilità dei progetti di cui all'art. 6, comma 4, del decreto del MiSE 11 gennaio 2017, pubblicato in Gazzetta Ufficiale n.78 del 3 aprile 2017, è subordinata alla capacità di incrementare l'efficienza energetica rispetto alla situazione ex-ante, il risparmio di energia addizionale derivante dai seguenti progetti è determinato: In base all'energia non rinnovabile sostituita rispetto alla situazione di baseline, per i progetti che prevedono la produzione di energia tramite le fonti solare, aerotermica, da bioliquidi sostenibili, da biogas e da biomasse tra le tipologie di cui all'articolo 8, comma 4, lettere a) e b), del decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 luglio 2012, pubblicato in Gazzetta

Ufficiale n.159 del 10 luglio 2012; In base all'incremento dell'efficienza energetica rispetto alla situazione di baseline, in tutti gli altri casi."

Il punto a) riammette nella sostanza al contributo dei certificati bianchi tutti gli interventi tecnologici per la fornitura di energia termica, in grado di sostituire con una delle fonti rinnovabili elencate (dunque anche il sole ed il vento), combustibili di tipo fossile (metano, gasolio ecc.); il contributo economico è proporzionale alla quantità di energia fossile sostituita, dunque considerando l'entità dell'energia termica richieste da alcune tipologie di industrie, i contributi economici potenziali possono essere molto potenti come strumento di incentivazione. In questo contesto l'idrogeno verde diventa un vettore energetico che permette di sfruttare energia eolica e fotovoltaica per le esigenze termiche, attraverso la combustione per miscelazione principalmente con il metano, e di conseguenza basterebbe l'inclusione di questa tipologia di intervento (cioè "installazione di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno da fonte rinnovabili), nella tabella A del decreto 10 maggio 2018, per orientare il contributo dei certificati bianchi a questo tipo di applicazioni nei siti produttivi "resistenti" alla decarbonizzazione.

In sintesi, **l'impiego di idrogeno in ambito industriale potrebbe essere favorito** utilizzando il principale strumento di sostegno all'efficienza energetica già presenti nel quadro regolatorio italiano, quale appunto i **certificati bianchi** per la valorizzazione del metano sostituito dall'idrogeno, prevedendo altresì la **possibilità di cumulo** con il **credito di imposta** per l'installazione dell'elettrolizzatore, previsto per interventi industria 4.0, il quale potrebbe generare un ulteriore contributo corrispondente a circa il 30% dell'investimento. In particolare, si può prevedere che il cumulo tra Certificati Bianchi e industria 4.0 non preveda più un *cap* al 50% dei Titoli di Efficienza Energetica. Queste forme di incentivazione potrebbero essere rafforzate, se necessario, con fattori moltiplicativi, i quali potrebbero avere già in partenza un andamento progressivo in riduzione, lineare con la diffusione delle tecnologie. Questo rafforzamento globale degli strumenti di incentivazione potrebbe essere ottenuto da subito lavorando sugli **strumenti già esistenti**, in modo da permettere la graduale diffusione degli elettrolizzatori ed innescare la riduzione dei costi dovuti ad una loro diffusione su larga scala.

Per quanto riguarda, invece, il settore del trasporto potrebbero essere considerate:

- Politiche di incentivazione per l'acquisto di mezzi di trasporto su gomma alimentati a idrogeno, in primis per i veicoli pesanti a lungo raggio per la movimentazione di merci e persone. Tale politica di incentivazione dovrebbe tenere conto dell'esigenza di copertura del differenziale, rispetto ad una soluzione *business as usual*, non solo sul prezzo finale di acquisto dei veicoli ma anche sul TCO a carico delle imprese di autotrasporto. Tali costi risultano infatti molto elevati, soprattutto nella fase di start up rispetto all'analogo mezzo ad alimentazione convenzionale.
- Politiche che favoriscono la diffusione dell'idrogeno premiando chi ha scelto di utilizzarlo (ad esempio, l'esenzione dal pagamento dei pedaggi autostradali per i mezzi alimentati a idrogeno);
- Politiche per assicurare un livello di tassazione dell'idrogeno e dei carburanti a bassa emissione di carbonio favorevole, al fine di facilitare una politica di prezzi dei carburanti che sia socialmente accettabile e in grado di incoraggiare gli investimenti, sulla scorta di quanto accaduto per il GNL.
- Politiche di revisione della regolamentazione sui limiti alle emissioni di CO₂ di auto e camion dovrà evolvere dall'approccio Tank to Wheel a quello *Well to Wheel*. Gli standard di CO₂ nei veicoli dovrebbero tenere conto dei benefici effettivi in termini di CO₂ ottenuti dall'idrogeno come da tutte le

forme di energia rinnovabile o derivante dal recupero di rifiuti. In termini di impatto ambientale i motori alimentati con i low carbon fuels abbattano del 100% la CO₂ TTW, emettendo esattamente quella assorbita dall'atmosfera nel processo produttivo. Questi effetti - calcolati con l'approccio *well to wheel* - non vengono considerati dall'attuale approccio *tank to wheel*.

- Politiche per favorire la realizzazione di infrastrutture di rifornimento idrogeno.

Meriterebbe infine un ulteriore approfondimento in una fase successiva l'utilizzo dell'idrogeno nel **settore residenziale** dal quale potrebbe giungere una significativa spinta alla filiera visto che, al 2020, esistono in Italia circa 20 mln di impianti a gas per riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria. Nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima del Governo si lascia un ruolo "marginale" all'uso residenziale dell'idrogeno, spingendo verso l'elettrificazione. L'idrogeno sostenibile, con tutti i green gas in generale, rappresenta la possibilità di decarbonizzare un edificio già dotato della rete di distribuzione del gas utilizzando, almeno parzialmente, infrastrutture esistenti e riducendo gli investimenti necessari atti a limitare l'impatto ambientale complessivo.

5.4. Aspetti normativi e regolatori

Fornire subito chiarezza sulle regole di sviluppo del settore eviterà l'insorgere di investimenti inefficienti o di costi ex post per la riallocazione degli interventi. Si dovrebbe predisporre un chiaro quadro normativo che si dirami non solamente alle tecnologie di produzione, ma anche alla componentistica che equipaggia le reti (stoccaggio, trasporto, ecc...), sino agli usi finali. Tale normativa deve essere realizzata, là dove possibile, a livello globale ed europeo¹⁷ per evitare barriere *cross-border*.

Un mercato dell'idrogeno, aperto e competitivo con prezzi che riflettano i costi di produzione, i costi di carbonio, e i costi e i benefici derivanti dalle esternalità ambientali fornirebbe in modo efficiente il vettore agli utenti finali. Occorre garantire che la parità di trattamento dell'idrogeno con altri vettori non comporti distorsioni nei prezzi relativi dei diversi vettori energetici. Solidi segnali di prezzo sono fondamentali poiché non solo consentono agli utilizzatori di energia di prendere decisioni informate su quale vettore energetico utilizzare ma anche spingono gli utenti verso decisioni di investimento in misure di efficienza energetica. Queste le azioni che plausibilmente si renderanno necessarie:

- i. definizione del quadro normativo europeo per uno sviluppo di idrogeno sfruttando tutte le tecnologie a disposizione in ottica olistica (sono necessari piani normativi coerenti tra gli Stati Membri, per favorire in futuro il trasporto di idrogeno all'interno dell'UE, evitando vincoli alle frontiere come diverse percentuali di *blending* o di purezza tra i diversi Stati);
- ii. introduzione di una chiara definizione delle diverse tipologie di gas sulla base delle emissioni (*GHG saving* nel ciclo di vita) e dell'origine dell'energia impiegata (rinnovabile o fossile) e di una chiara classificazione energetica per l'idrogeno;

¹⁷ Ad esempio, si potrebbe Incaricare CEN od altri enti e creare un *sector forum* dedicato ad identificare prima e monitorare poi tutta la normativa che potrebbe rientrare in questo ambito di applicazione.

- iii. intervento sui Regolamenti/Direttive verticali che riguardano l'eco-design e l'etichettatura degli apparecchi per inquadrare l'idrogeno clean come un combustibile rinnovabile;
- iv. implementazione di un sistema di garanzie d'origine, eventualmente blockchain-based, che tracci la filiera dell'idrogeno verde - anche ai fini di una sua premialità - omogeneo a livello europeo;
- v. definizione di regole per massimizzare l'utilizzo delle infrastrutture esistenti (produzione, trasporto, storage e distribuzione nelle sue diverse modalità), stabilendo i ruoli e le opportunità per i diversi operatori di mercato. Per i metanodotti l'attuale Legislazione Italiana prende a riferimento la delibera ARERA 64/2020/R/Gas; quest'ultima stabilisce che il riferimento italiano per il contenuto massimo di idrogeno nelle reti diviene la UNI/TS 11537 la quale indica un limite dell'1% con possibilità di incrementi secondo gli sviluppi normativi EU. L'idrogeno è in sostanza considerato "componente aggiuntivo in piccole tracce" e non "componente primario" come CH₄, C₂H₆ e altri idrocarburi. Il DM 18/05/18, invece, pur non citando l'idrogeno direttamente come componente ammissibile ne permette indirettamente la sua presenza. L'accettabilità della miscela viene definita dalle caratteristiche chimico-fisiche: Potere Calorifico Superiore, Wobbe Index e Densità Relativa. Pertanto, si ritiene possibile utilizzare l'idrogeno in miscela di gas fintanto che queste caratteristiche risultano soddisfatte (es. fino a 10% di H₂ in vol nel Gas Naturale presente in rete italiana);
- vi. In linea con le indicazioni contenute nella Strategia europea dell'idrogeno e nella Strategia per l'integrazione del sistema energetico, si dovrebbe procedere ad una chiara definizione degli impianti di Power-to-Gas dal punto di vista normativo, in grado di valorizzare il doppio beneficio che tali impianti sono in grado di fornire al sistema energetico sul fronte della produzione di gas verdi e di servizi di flessibilità al sistema elettrico. L'attuale impianto normativo non prevede infatti una classificazione specifica per la tecnologia Power-to-Gas, accomunata sia ad un impianto di produzione di gas che ad un impianto di consumo di energia elettrica. In particolare, tale definizione dovrebbe garantire che le imposte e gli oneri sulla produzione da Power-to-Gas siano paragonabili a quelle sulle tecnologie alternative per la produzione di gas o sugli accumuli di energia, ad esempio la produzione di gas rinnovabile, ad es. biogas / biometano e lo stoccaggio di elettricità rinnovabile a breve termine o stagionale, ad es. batterie, idroelettrico pompato. Altresì, garantire che la tecnologia Power-to-Gas sia in grado di operare sul mercato elettrico come fornitore di servizi di flessibilità alla rete elettrica, svolgendo il ruolo di tecnologia di accumulo. In tal senso potrebbe essere definita una possibile differenziazione del regime tariffario applicato agli impianti Power-to-Gas in base alla funzione di impiego (accumulo o immissione in rete) e al sistema energetico di trasporto (sistema gas o sistema elettrico).
- vii. indirizzo della regolamentazione in corso di definizione a livello comunitario sulla Finanza Sostenibile (Tassonomia) – che stabilisce un sistema di classificazione delle attività da ritenere sostenibili ai fini dell'accesso al credito – verso gli investimenti a lungo termine in tecnologie utili alla decarbonizzazione.
- viii. sostegno allo sviluppo dell'offerta nazionale, attraverso piani *ad hoc* che diano il giusto supporto alla diffusione di tecnologie di produzione di idrogeno verde e blu senza incorrere in incentivazione dirette di servizi

ancillari. Risulta di estrema importanza una visione aperta delle politiche incentivanti le quali, pur con la doverosa attenzione ad evitare policy di sostegno distorsive, dovrebbero essere caratterizzate da un approccio espansivo, principalmente in merito alla cumulabilità tra gli incentivi ed al vincolo di prossimità degli impianti a fonte rinnovabile.

- ix. definizione in ambito nazionale di una governance chiara e di un interlocutore unico che si assuma l'ownership di coordinare lo sviluppo dei progetti nella fase di ricerca / testing e analisi della tecnologia, come avviene in UK dove il BEIS assegna a una società i fondi per sviluppare un progetto di analisi della filiera del gas con i partner commerciali (gestori di rete, produttori idrogeno, produttori tecnologia ecc.). In Italia gli attori chiave in tale formulazione potrebbero essere il Ministero dello Sviluppo Economico e l'Enea, considerando anche il progetto *Hydrogen Valley* presentato a dicembre proprio dall'ENEA.
- x. definizione di regole chiare in tema di riparto dei rischi e valorizzazione degli standard tecnici. Nello specifico, a livello nazionale, per quanto riguarda le infrastrutture gas:
 - Tavolo di partnership Costruttori/Aziende Gas;
 - Presenza di esperti italiani nei TCs ISO e CEN che hanno in carico l'aggiornamento normativo;
 - Collaborazione con Associazioni europee (ORGALIM, FARECOGAZ, HYDROGEN EUROPE, ...) e internazionali (HYDROGEN COUNCIL, H2 VIEW, IAHE, ...).
- xi. sostegno allo sviluppo di regolamentazioni internazionali per l'idrogeno in ambito navale coerenti, chiare e facilmente applicabili che possano abilitare il vettore a bordo dei mezzi del trasporto marittimo, con particolare riferimento:
 - a. alle normative navali internazionali in sede IMO (International Maritime Organization) per abilitare le applicazioni a bordo;
 - b. alla normativa locale per renderla flessibile e abilitare la realizzazione e le attività di test di soluzioni prototipali in ambito navale;
 - c. alle norme per la regolamentazione dello stoccaggio, distribuzione ed utilizzo dell'idrogeno, e combustibili ricchi di idrogeno, in aree portuali.

Un aspetto che andrebbe, infine, considerato con maggiore attenzione riguarda la gestione delle relazioni contrattuali all'interno della filiera e dei partenariati e la necessità di assicurarne la stabilità, in modo che ciascuno possa trarre dall'attività prestata una remunerazione adeguata all'investimento ed anche, si badi bene, ai rischi. Va da sé infatti che se non si troverà il modo di distribuire i rischi, vi sarà la concreta possibilità che, nonostante gli incentivi alla spesa, solo poche imprese saranno disposte ad investire nel *business* dell'idrogeno. Per rinsaldare le relazioni di filiera già sul piano contrattuale, ci sono varie soluzioni che il regolatore potrebbe adottare, a cominciare dall'introduzione di standard tecnici dotati di forza esimente tali per cui l'impresa (costruttrice o distributrice) che li segua non potrà essere ritenuta responsabile di eventuali malfunzionamenti del sistema energetico.

5.5. Promuovere una cultura dell'idrogeno

Si propone di promuovere e attuare azioni di coinvolgimento dei cittadini al fine di far conoscere e favorire l'accettabilità sociale delle tecnologie dell'idrogeno. Un'adeguata campagna di informazione (sia su utente finale, sia su utenza

industriale) potrebbe essere un driver aggiuntivo per creare un mercato all'idrogeno. Da qui potrebbe essere identificata una riconoscibilità con un marchio di certificazione dedicato (sia a livello nazionale, sia a livello europeo) attestante la decarbonizzazione del processo nell'ottica di rilanciare l'industrializzazione e l'occupazione in Europa.

Nello specifico, a livello nazionale si propone:

- La presenza italiana a eventi europei e internazionali (EHEC 2021, WORLD HYDROGEN CONGRESS, Hydrogen Technology Conference & Expo, ...);
- L'avvio di percorsi formativi universitari e inserimento della tematica nei programmi scolastici superiori.