

## Hydrogen Innovation Report 2021

Lo Hydrogen Innovation Report 2021 è il primo Rapporto che Energy & Strategy dedica all'idrogeno, in un momento di grandi riflessioni, a valle della lunga paralisi causata dal COVID-19, sulle prospettive di raggiungimento degli ambiziosi obiettivi di sostenibilità che l'Europa, e non solo, si è data. Obiettivi che devono ora fare i conti con la necessità di garantire, dopo la pandemia appunto, l'indispensabile e sperabilmente sostenuta ripresa economica.

Il report si inserisce quindi nell'ampio e attuale dibattito sulla necessità di accelerare il processo di decarbonizzazione, con il ruolo fondamentale che le economie avanzate intendono dare all'idrogeno.

Il tema dell'idrogeno nel contesto della transizione ecologica è molto ampio, investendo un'ampia filiera dalla produzione al trasporto e infine agli utilizzi finali. Il focus del primo report di Energy Strategy dedicato all'idrogeno sarà rivolto alla produzione, sia dal punto di vista delle tecnologie produttive e delle problematiche connesse, in particolare riguardo alle emissioni di CO<sub>2</sub>, sia per quanto riguarda i modelli di business e la sostenibilità economica. L'indagine analizzerà inoltre gli elementi principali della Strategia Europea per l'idrogeno e le conseguenti declinazioni a livello nazionale nei principali Paesi Membri, Italia in particolare, oltre che lo "status quo" dei progetti in essere sull'idrogeno.

### Quali sono le tecnologie di produzione dell'idrogeno?

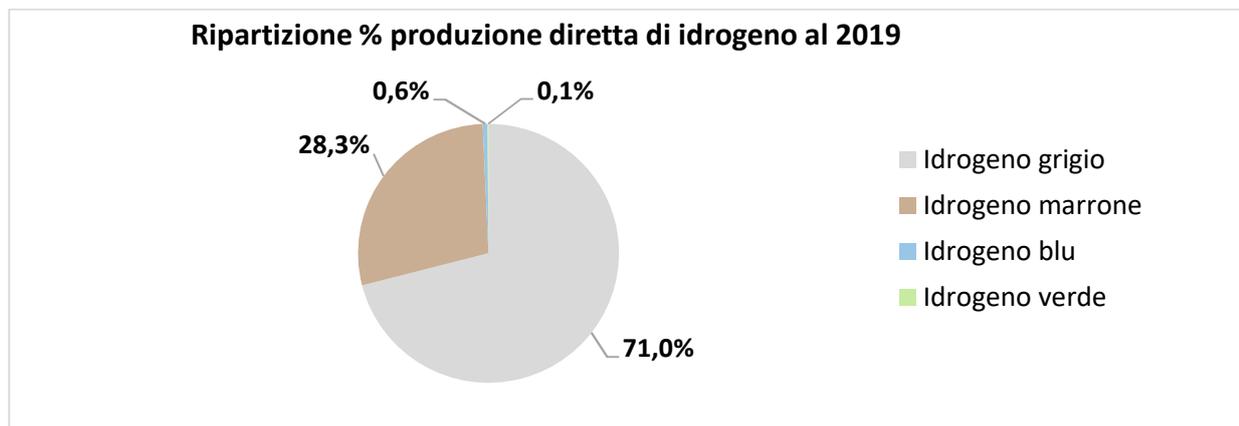
**L'idrogeno è l'elemento chimico più diffuso in tutto l'Universo ed è l'elemento chiave alla base della vita sulla Terra.** Il nostro corpo così come la totalità della materia organica è infatti principalmente costituita da idrogeno. L'idrogeno è quindi anche alla base di tutti i combustibili fossili come il gasolio, il metano o la benzina, gli stessi che generano le emissioni di CO<sub>2</sub> che si sta cercando di abbattere.

**Quando si parla di "idrogeno" nel contesto energetico si intende in realtà la molecola di idrogeno H<sub>2</sub>, molecola presente allo stato gassoso in condizioni ambiente e in realtà molto poco diffusa in atmosfera. L'importanza della molecola idrogeno risiede nella possibilità di produrre energia, termica mediante combustione o elettrica mediante elettrolisi, in maniera pulita senza emissione di anidride carbonica.** La difficoltà risiede nel fatto che la molecola di idrogeno è scarsamente presente in Natura e va quindi prodotta, consumando a sua volta energia e con un costo associato. **Il bilancio tra le emissioni di CO<sub>2</sub> nella produzione della molecola di idrogeno e i costi complessivi per la sua generazione, trasporto e stoccaggio è alla base dell'intero ruolo dell'idrogeno nella transizione energetica.**

La tematica della produzione di idrogeno – da qui in avanti è da intendersi la molecola di idrogeno – ha portato a definire una serie di "colori" con i quali distinguere i diversi processi produttivi dell'idrogeno in base alla fonte energetica utilizzata e, conseguentemente, alle relative emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera. Nel Report saranno descritti in particolare le seguenti tecnologie di produzione, rispettivamente "marrone", "grigio", "blu" e "verde" (e "giallo"), in quanto le uniche con uno stadio di sviluppo significativo ad essere presenti oggi sul mercato.

	Idrogeno <b>MARRONE</b>	Idrogeno <b>GRIGIO</b>	Idrogeno <b>BLU</b>	Idrogeno <b>TURCHESE</b>	Idrogeno <b>GIALLO</b>	Idrogeno <b>ROSA</b>	Idrogeno <b>VERDE</b>
<i>Processo</i>	Gassificazione	Steam reforming	Steam reforming o gassificazione con CCUS	Pirolisi	Elettrolisi	Elettrolisi	Elettrolisi
<i>Fonte energetica</i>	Carbone	Gas metano	Gas metano Carbone	Gas metano	Energia elettrica dalla rete	Energia elettrica nucleare	Energia elettrica rinnovabile

Oggi l'idrogeno "puro" è prodotto per alimentare una serie di processi industriali, in particolare in ambito chimico per la produzione di ammoniaca e petrolchimico per alcuni processi di raffinazione. **Oggi, la quasi totalità dell'idrogeno, il 99,3% delle circa 73 Mton H<sub>2</sub> totali, è prodotto da "Steam Methane Reforming" (SMR) e da gassificazione del carbone.** Oggi, quindi, la quasi totalità dell'idrogeno prodotto ha **un forte e negativo impatto sull'ambiente**, immettendo circa 5-10 tonCO<sub>2</sub>/ton H<sub>2</sub> nel caso dello SMR o peggio 18-20 tonCO<sub>2</sub>/tonH<sub>2</sub> nel caso della gassificazione.



D'altra parte, i costi di produzione dell'idrogeno mediante questi processi sono bassi, rispettivamente 1-2 \$/kgH<sub>2</sub> per lo SMR e 1-1,5 \$/kgH<sub>2</sub> per la gassificazione.

**Il tema centrale della produzione dell'idrogeno sta tutto qui: come produrre idrogeno per gli attuali usi e per gli usi futuri come il trasporto pesante, il riscaldamento urbano o la decarbonizzazione di alcuni processi industriali come la siderurgia, a costi competitivi con gli attuali, ma senza emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera.**

I due processi coinvolti oggi in questa sfida sono l'idrogeno blu e l'idrogeno verde.

Con **idrogeno blu** si intende la **produzione di idrogeno da SMR** o, più raramente, **da gassificazione** accoppiata a **processi di sequestro e cattura della CO<sub>2</sub> prodotta, (Carbon Capture Utilization and Storage, CCUS)**. Esistono una serie di impianti pilota a livello industriale per la produzione di idrogeno blu che, con approcci diversi, hanno dimostrato la possibilità di arrivare a un **costo complessivo di produzione dell'idrogeno blu attorno ai 2-2,5 \$/kg H<sub>2</sub>**, con circa il 90% come massimo livello di cattura dell'anidride carbonica generato nel processo - corrispondente a una soglia di emissioni di circa 5 ton CO<sub>2</sub>/ton H<sub>2</sub>. Il problema è che a livello europeo, in accordo alle attuali **soglie di emissioni stabilite dalla RED II**, la produzione **di idrogeno pulito deve mantenere la propria quota di emissioni al di sotto della 3 ton CO<sub>2</sub>/ton H<sub>2</sub>**. Oggi **l'idrogeno blu non sarebbe in grado di soddisfare i limiti imposti dalla RED II**, così come l'idrogeno prodotto tramite elettrolisi dell'acqua mediante prelievo di elettricità dalla rete, il cosiddetto "idrogeno giallo", se questa è prodotta con un mix energetico altamente derivante da combustibili fossili. L'Italia, con una media di emissioni nel 2019 pari a 284,5 grammi di CO<sub>2</sub> per kWh di energia elettrica prodotta dall'attuale mix energetico, ricadrebbe in questa situazione.

**L'idrogeno verde**, ovvero la produzione di idrogeno mediante elettrolisi dell'acqua utilizzando elettricità prodotta da fonti rinnovabili, è **ad oggi l'unica tecnologia presente sul mercato in grado di rispettare appieno i limiti di emissioni imposte dalla RED II: l'idrogeno verde è quindi il pilastro su cui è centrata tutta la Strategia europea dell'idrogeno.**

L'idrogeno verde si basa sulla rottura della molecola dell'acqua  $H_2O$  che avviene quando questa è sottoposta ad una tensione superiore a circa 1,48 V in una cella elettrolitica, sviluppando ai due elettrodi rispettivamente  $H_2$  e  $O_2$ . La produzione di idrogeno verde avviene quindi alimentando mediante elettricità prodotta da fonte rinnovabile una serie di celle elettrolitiche in serie, denominata stack, che consumano acqua e producono idrogeno e ossigeno. Una serie di stack posti in parallelo, denominato "modulo", assieme alle componenti necessarie per la purificazione dell'acqua, il trattamento dei gas e l'alimentazione elettrica, il cosiddetto "Balance of System" (BOS), costituiscono complessivamente l'elettrolizzatore.

Esistono diverse tipologie di elettrolizzatori, alcune di esse già presenti sul mercato ed altre in fase di ricerca e sviluppo; le tecnologie che ad oggi sono maggiormente note sono sotto riportate sulla base del Technology Readiness Level (TRL) e della diffusione attuale delle tecnologie sul mercato.



Gli **elettrolizzatori alcalini (AEL)** sono utilizzati già da molti anni in alcuni comparti industriali come la produzione del cloro-soda e hanno dimostrato una notevole affidabilità. Si basano su un elettrolita alcalino, tipicamente KOH con concentrazioni attorno al 25% in peso, e sulle reazioni di produzione di  $H_2$  e  $O_2$  che si sviluppano su due elettrodi di Nickel. Le due semicelle sono separate da un setto poroso che permette il passaggio degli ioni  $OH^-$  ma non il passaggio diretto dei gas prodotti agli elettrodi.

I **vantaggi degli elettrolizzatori AEL** sono la **sostanziale affidabilità**, l'**elevata vita utile attorno alle 60.000-100.000 ore di funzionamento** e l'**uso di materie prime non costose per la realizzazione**. Gli **svantaggi** sono la **impossibilità di operare a bassi carichi (< 20%)** per il problema del mixing tra  $H_2$  e  $O_2$  che potrebbe generare esplosioni, l'**elevato footprint** e le **alte perdite resistive nell'elettrolita** che limitano l'efficienza a valori attorno ai 50-78 kWh/kg $H_2$ .

Come per gli altri tipi di elettrolizzatori, il valore attuale della **CAPEX ha una forchetta molto ampia**, dato il basso grado di diffusione e industrializzazione, che è attorno ai **700-1.300 \$ per kW di potenza installata**.

Un'alternativa alla tecnologia AEL è costituita dagli **elettrolizzatori a membrana polimerica (PEM)**. In questo caso l'elettrolita è costituito da una sottile membrana polimerica in grado di far passare gli ioni  $H^+$ , mentre gli elettrodi sono costituiti da Titanio rivestito da specifici catalizzatori.

Gli elettrolizzatori PEM hanno un design molto più compatto, possono essere operati a bassi e alti carichi (>100%) e hanno una vita utile sufficientemente elevata, attorno alle 50.000-80.000 ore di funzionamento. Sono però **necessari materiali molto costosi** come Pt o Au come ricoperture per la protezione dei materiali dall'ambiente fortemente acido esistente nella cella e, soprattutto, materiali **come Platino e Iridio per i catalizzatori**. **L'Iridio in particolare**, l'elemento chimico meno presente sulla crosta terrestre, **si teme possa diventare un collo di bottiglia dell'intera tecnologia**. Oggi il suo costo è salito del 400% rispetto alla media 2015-2020 in virtù della sua importanza nella produzione dell'idrogeno.

Il valore della **CAPEX per un elettrolizzatore PEM**, anch'esso con un range ampio, attorno a **1.000-1.400 \$/kW**, è oggi superiore ad un AEL.

Una variante che compone i vantaggi delle tue tecnologie AEL e PEM è il cosiddetto **elettrolizzatore a membrana anionica (AEM)**, ancora però ad un basso livello di TRL, in particolare per quanto riguarda la resistenza e la vita utile della membrana. Un elettrolizzatore AEM è simile come concetto ad un PEM ove, però, la membrana anodica permette il passaggio degli ioni  $OH^-$  invece che  $H^+$ . L'ambiente presente nella

cella è debolmente alcalino, semplificando molto i requisiti dei materiali per la resistenza alla corrosione chimica.

Gli elettrolizzatori descritti sopra operano tutti a bassa temperatura, attorno ai 70-80 °C, e risentono tutti di una efficienza non molto elevata, attorno ai 50 kWh per kg di H<sub>2</sub>. **L'elettrolizzatore ad ossidi solidi (SOEC), opera invece ad alta temperatura**, attorno ai 700 °C, **con consumi energetici inferiori**. Il funzionamento si basa su un elettrolita ceramico ad ossido solido, permeabile allo ione O<sub>2</sub><sup>-</sup>, e utilizza vapore ad alta temperatura in sostituzione dell'acqua. E' una tecnologia interessante per il basso consumo energetico, in particolare **per quei settori di utilizzo che hanno vapore ad alta temperatura all'interno dei loro processi**, ma risente ancora di **un TRL relativamente basso**, in particolare per la vita utile degli ossidi ceramici.

**In sintesi, il cuore della produzione dell'idrogeno verde è rappresentato dall'elettrolizzatore le cui diverse tecnologie costruttive sono in gara per abbassare i valori della CAPEX e delle OPEX, in particolare il consumo di energia elettrica.** In accordo alla letteratura esistente, i parametri caratteristici al 2030 per le diverse tecnologie sono sotto riportati.

Parametri [2030]	AEL	PEM	SOEC	AEM
CAPEX impianto [USD/kW]	400-600	600-900	800 - 2.200	650-1.000
OPEX* [% Capex Impianto]	2 - 3%	2 - 3%	2 - 3%	2 - 3%
CAPEX sostituzione Stack [USD/kW]	160-220	300-350	500-800	350-450
Vita utile stack [h]	80.000 - 100.000 h	80.000 - 100.000 h	50.000 - 70.000 h	50.000 - 60.000 h
Consumo energetico [kWh/kgH <sub>2</sub> ]	45 - 60	45-65	30 - 40	40 - 50
Tecnologia reversibile	No**	Si	Si	No**
Variazioni di carico [%]	10 - 200%	10% - 200%	15% - 150%	10% - 120%
Flessibilità a freddo [min]	<40 minuti	<10 minuti	300 - 500 minuti	<10 minuti
Temperatura [°C]	> 90°C	60 - 80°C	600 - 700°C	60 - 70°C
Pressione operativa [bar]	30 - 50 bar	30 - 80 bar	1 - 10 bar	40-50 bar

Come si può vedere dalla tabella, **la gara tra le diverse tecnologie per gli elettrolizzatori è molto aperta e il margine di riduzione dei costi molto ampio, in particolare con la crescita dell'industrializzazione dei processi produttivi e con la scala degli acquisti.** Come però si è toccato con mano in questi ultimi mesi del 2021, con l'impatto delle materie prime sulla crescita dei costi di produzione, molto critico sarà il ruolo che giocheranno i costi d'acquisto, in particolare per quelle tecnologie che dipendono da materiali scarsi o prodotti in limitate aree geografiche.

La visione di insieme delle principali tecnologie di produzione dell'idrogeno è quindi la seguente

	Marrone	Grigio	Blu	Verde
<b>Fonte</b>	Carbone	Gas metano	Carbone/Gas metano	Energia elettrica rinnovabile
<b>Pro</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Basso costo materia prima</li> <li>Tecnologia matura e diffusa nel mercato</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Basso costo materia prima</li> <li>Tecnologia matura e diffusa nel mercato</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Riduzione delle emissioni</li> <li>Soluzione transitoria verso l'idrogeno verde</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Emissioni nulle</li> </ul>
<b>Contro</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Emissioni molto elevate</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Emissioni elevate</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Emissioni non nulle</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Costo elevato delle tecnologie</li> <li>Attuale capacità installata inferiore al fabbisogno</li> </ul>
<b>Emissioni</b>	18-20 kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub>	9-10 kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub>	Maggiore di 5 kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub> *	0 kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub>
<b>LCOH attuale</b>	1 - 1,5 USD/kgH <sub>2</sub>	1 - 2 USD/kgH <sub>2</sub>	2 - 2,5 USD/kgH <sub>2</sub>	2,5 - 7 USD/kgH <sub>2</sub>

\*Si considera l'intero processo e si ipotizza l'utilizzo di combustibili fossili per alimentare energeticamente il processo di Carbon Capture e Storage

## Quale è la strategia dell'Europa sull'idrogeno e come è stata sviluppata in Italia e nei principali Paesi Membri?

La Strategia Europea per l'idrogeno, rilasciata dalla Comunità Europea nel luglio del 2020, si pone ambiziosamente come uno dei cardini per la completa decarbonizzazione dell'economia e il raggiungimento degli obiettivi di neutralità climatica al 2050 definiti all'interno del Green Deal Europeo a fine 2019.



La Strategia Europea è stata poi seguita dalle singole strategie dei principali Paesi Membri, tra cui la Germania, la Francia e la Spagna: per l'Italia, purtroppo, questo non è ancora avvenuto e ci si può basare solo sulle linee guida della Strategia italiana per l'idrogeno emesse dal Ministero dello Sviluppo economico (MISE) a novembre del 2020.

L'obiettivo della Strategia Europea, che si sviluppa in tre successive fasi temporali, è quello di generare la nascita, lo sviluppo e la diffusione del mercato dell'idrogeno e il conseguimento della totale produzione di idrogeno per gli utilizzi finali mediante idrogeno verde al 2050.

### NASCITA, SVILUPPO E DIFFUSIONE DEL MERCATO DELL'IDROGENO



La strategia punta quindi a favorire la nascita e lo sviluppo della filiera dell'idrogeno, a partire dalla sua produzione mediante elettrolizzatori, passando per il trasporto e lo stoccaggio, fino all'utilizzo finale a partire dagli attuali utilizzatori primari, come la chimica e la petrolchimica, e a seguire per il trasporto pesante, per la decarbonizzazione di alcuni settori industriali come il siderurgico fino all'utilizzo nel riscaldamento urbano e industriale. **Argomento centrale nella Strategia Europea dell'idrogeno sarà lo sviluppo delle infrastrutture per il trasporto e lo stoccaggio dell'idrogeno** sia mediante l'ammodernamento degli attuali gasdotti e la creazione di reti dedicate ma anche tramite meccanismi di trasporto alternativi come l'uso di carri bombolai o il trasporto come combustibili derivati. **Oltre che per gli usi primari, l'idrogeno viene visto all'interno della Strategia Europea anche come abilitatore per la decarbonizzazione dei trasporti**, in particolare quelli pesanti e di lungo raggio così come per gli usi nel riscaldamento, in parte in competizione e in integrazione con il processo di elettrificazione degli stessi.

In accordo al disegno della Strategia Europea, mentre l'idrogeno blu potrà giocare durante la fase di transizione nella diminuzione degli attuali livelli di emissione dell'idrogeno grigio, il ruolo delle rinnovabili (e quindi dell'idrogeno verde) viene visto come essenziale nella produzione dell'idrogeno "a regime".

In sintesi, gli obiettivi previsti dalla Strategia Europea puntano a fare crescere l'utilizzo dell'idrogeno nei consumi finali dall'attuale livello del 2% fino al 14%, con un **obiettivo di installare 40 GW (più ulteriori 40 GW nelle aree geografiche confinanti del medio-oriente) al 2030 e di raggiungere 500 GW di capacità di elettrolizzatori installata nel 2050**. Gli investimenti complessivi saranno molto ingenti, attorno ai 320-458 mld € al 2030, di cui 220-340 mld € per aumentare la capacità di produzione di energia fotovoltaica ed eolica asservita alla produzione di idrogeno verde.

	2020	2030	2050
<b>Penetrazione dell'idrogeno</b>	2%	-	14%
<b>Capacità installata di elettrolisi</b>	< 1 GW	40 GW <sup>(*)</sup>	500 GW
<b>Principali settori per l'idrogeno</b>	Industria chimica e raffineria	Industria chimica e raffinerie Trasporti su strada/rotaia Blending in rete	Industria siderurgica Trasporto marittimo/aereo
<b>Investimenti previsti</b>	-	320 – 458 mld € <sup>(**)</sup>	180 – 470 mld € <sup>(***)</sup>

<sup>(\*)</sup> Nota: Ulteriori 40 GW elettrolizzatori potrebbero essere installati nel vicinato orientale e meridionale entro il 2030 per assicurare un commercio transfrontaliero sostenuto con l'UE. (Fonte Hydrogen Europe)

<sup>(\*\*)</sup> Nota: Di cui 220 – 340 mld€ per aumentare la capacità di produzione di energia solare ed eolica fino a 80-120 GW

<sup>(\*\*\*)</sup> Nota: Investimenti pubblici e privati solo nella capacità produttiva (no trasporto, distribuzione, stoccaggio e utilizzo)

Tutto bene, quindi, e con un ruolo guida dell'Europa nella transizione ecologica. Peccato che ad oggi, **esistano una serie di gravi difficoltà al raggiungimento di tali obiettivi, difficoltà generate dalla stessa normativa europea in merito alle emissioni**.

In parte le difficoltà sono legate alla tempistica necessaria per rendere il costo dell'idrogeno verde competitivo con gli attuali costi di produzione e al conflitto tra questa tempistica con la necessità di fare nascere una filiera per il trasporto e l'utilizzo dell'idrogeno nei tempi previsti. **I vincoli alle emissioni posti dalla RED II per l'idrogeno pulito non rendono possibile l'adozione dell'idrogeno blu nel transitorio di adozione dell'idrogeno verde e pongono una forte criticità allo sviluppo di tutta la Strategia**.

Un altro serio ostacolo allo sviluppo della Strategia è rappresentato dagli **ulteriori vincoli posti dalla RED II** dove, considerando le linee guida fornite dalla Commissione Europea per la produzione di combustibili rinnovabili liquidi o gassosi, si presuppone che **l'idrogeno possa essere considerato "pulito" solo quando dovesse rispettare i principi di:**

1. **Addizionalità**, ove l'energia elettrica rinnovabile prodotta e utilizzata per la produzione dell'idrogeno deve essere aggiuntiva rispetto a quella prodotta da impianti FER esistenti;
2. **Contemporaneità**, ove l'energia elettrica rinnovabile deve essere prodotta contestualmente alla generazione di idrogeno verde per evitare di generare scompensi all'interno della rete elettrica;
3. **Manca di congestioni** della rete elettrica, ove la produzione di idrogeno verde non deve tradursi in un eccesso di energia elettrica immessa in rete o di capacità connessa alla rete.

Bene. E l'Italia? Purtroppo, **il nostro Paese è in ritardo nella elaborazione della propria strategia per l'idrogeno e, al momento dell'uscita del Report, l'unico documento esistente sono le "Linee guida della Strategia Nazionale dell'idrogeno", rilasciate a fine 2019**. All'interno delle linee guida si traccia uno sviluppo che riflette in maniera consistente quanto riportato all'interno della Strategia Europea. Più in particolare, **le linee guida pongono un obiettivo di capacità di elettrolizzatori di 5 GW al 2030 con conseguenti investimenti previsti per circa 10 mld€** di cui 5-7 mld € per la produzione di H2 (non per la generazione rinnovabile necessaria, 2-3 mld € per lo sviluppo di infrastrutture e 1 mld € per la ricerca).

	2020	2030	2050
<b>Penetrazione dell'idrogeno**</b>	≈1%	2%**	>20%
<b>Capacità installata di elettrolisi</b>	-	5 GW	-
<b>Principali settori per l'idrogeno</b>	Industria chimica e raffinerie	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Industria chimica e raffinerie</li> <li>▪ Trasporti su strada/rotaia</li> <li>▪ <i>Blending</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Industria siderurgica</li> <li>▪ Trasporto marittimo/aereo</li> <li>▪ Riscaldamento</li> <li>▪ Servizi di flessibilità rete elettrica</li> </ul>
<b>Investimenti previsti</b>	-	10 mld €	-

(\*) Nota: In attesa della pubblicazione ufficiale della strategia nazionale per l'idrogeno, le informazioni presentate si riferiscono alle Linee guida pubblicate dal MISE a novembre 2020

(\*\*) Nota: all'interno delle linee guida del MISE è descritto al 2020 un utilizzo di idrogeno nei consumi finali pari a 0,5 MtonH<sub>2</sub>, mentre al 2030 il valore sale a 0,7 MtonH<sub>2</sub>

Le linee guida definiscono anche alcune possibilità di configurazione di filiera che vanno dalla produzione e consumo di energia elettrica ed idrogeno *in loco*, alla produzione di idrogeno *in loco* con trasporto di energia elettrica, fino alla produzione centralizzata *in situ* con trasporto di idrogeno mediante carri bombolai o gasdotti. In pratica, le configurazioni proposte all'interno delle linee guida si scontrano con le già citate restrizioni imposte dalla RED II sia in merito alle emissioni dell'idrogeno *green*, che quindi limita totalmente l'utilizzo di idrogeno blu e giallo, sia per i principi di addizionalità, contemporaneità e mancanza di congestioni.

Un aspetto decisamente positivo relativamente allo sviluppo dell'idrogeno nel nostro Paese viene, invece, dagli **importanti investimenti stanziati all'interno del PNRR italiano dove si considera di investire nell'idrogeno complessivi 3,7 mld €, in particolare per lo sviluppo della siderurgia verde.**

In sintesi, **in Italia possiamo riconoscere una situazione in "chiaroscuro", con un forte impegno di spesa previsto nel PNRR, ma con ancora poca chiarezza nelle regole e negli obiettivi.**

Per quanto riguarda, infine, gli altri principali Paesi europei, i principali come **Germania, Francia e Spagna hanno già emesso la propria strategia, ciascuna sostanzialmente in linea con quella Europea ma con atteggiamenti diversi e specifici per quanto riguarda il periodo di transizione dall'attuale idrogeno grigio a quello verde.** La Germania punterà maggiormente all'idrogeno blu per la transizione, come del resto delineato all'interno della Strategia europea, mentre la Francia farà leva sull'idrogeno giallo, approfittando del basso livello di emissioni del proprio parco di generazione elettrica guidato dal nucleare. La Spagna, invece, punterà ad una transizione diretta all'idrogeno verde, puntando sulla disponibilità di energia fotovoltaica a basso costo e a diventare un paese esportatore di idrogeno già nel breve periodo.

In termini di obiettivi di capacità di elettrolizzatori e di investimenti, l'Italia è allineata ai principali Paesi europei come si può vedere dalle figure sotto riportate.



(\*) Nota: Ulteriori 40 GW elettrolizzatori potrebbero essere installati nel vicinato orientale e meridionale entro il 2030 per assicurare un commercio transfrontaliero sostenuto con l'UE (Fonte Hydrogen Europe)

(\*\*) Nota: In attesa della pubblicazione ufficiale della strategia nazionale per l'idrogeno, le informazioni presentate si riferiscono alle Linee guida pubblicate dal MISE a novembre 2020

(\*\*\*) Nota: altri 5 GW sono previsti entro il 2040.



(\*) Nota: di cui 220 – 340 mld€ per aumentare la capacità di produzione di energia solare ed eolica fino a 80-120 GW

(\*\*) Nota: questo importo include 2 mld€ del recovery plan

(\*\*\*) Nota: questo importo include 1,5 mld€ del recovery plan

## Come è organizzata oggi la filiera dell'idrogeno verde e quali sono le condizioni economiche per la sua crescita?

Per determinare quali siano ad oggi le filiere e le configurazioni più comuni, sono stati analizzati i progetti esistenti sull'idrogeno a «bassa emissione» nei Paesi «europei».

Nei prossimi anni sono stati annunciati ingenti investimenti in termini di costruzione di impianti per produrre idrogeno a «bassa emissione»; infatti, si dovrebbe passare **da una capacità attuale di circa 700 MW a oltre 36,5 GW al 2030**, grazie soprattutto dalla crescita dei progetti di tipo «market», che puntano a commercializzare l'idrogeno a livello di mercato.

**La Germania è prima per numerosità di progetti, viceversa, Gran Bretagna e Olanda, puntando rispettivamente sull'idrogeno blu e sull'idrogeno verde, sono i Paesi che hanno annunciato i progetti caratterizzati dalle maggiori capacità di produzione.**

Le **tecnologie principali** sono **l'ATR+CCS (Autothermal Reforming) per l'idrogeno blu**, di cui sono stati annunciati progetti con una capacità complessiva pari a 13,1 GW e gli **elettrolizzatori PEM per l'idrogeno verde**, che vedranno una crescita di installato pari a 10,4 GW.

Paese	Nr. MW	Top tecnologia 1 (MW)	Top tecnologia 2 (MW)	Top tecnologia 3 (MW)
Gran Bretagna	13.053	ATR + CCS (12.350)	SMR + CCS (500)	PEM (202)
Olanda	6.502	Electrolyzer (5.524)	ATR + CCS (750)	AEL (121)
Belgio	1.892	AEL/PEM (1.065)	Electrolyzer (820)	AEL (5)
Danimarca	1.600	Electrolyzer (1.562)	PEM (23)	AEL (15)
Portogallo	1.000	Electrolyzer (1.000)	AEL (0,3)	-

L'analisi effettuata sui settori finali di utilizzo dell'idrogeno evidenzia **che i settori Hard-to-abate saranno i maggiori utilizzatori l'idrogeno prodotto. Oltre a questi settori risulta rilevante anche la capacità destinata alla Grid Injection**, ovvero quei progetti in cui l'idrogeno prodotto non è utilizzato direttamente da un utilizzatore finale, ma che viene immesso nelle reti di trasporto e distribuzione.

L'analisi dei principali progetti avviati e/o da avviare a livello europeo, ha permesso anche di mettere in evidenza alcune delle possibili configurazioni di filiera che potrebbero emergere, brevemente riepilogate nella tabella sottostante e definite in funzione di tre differenti variabili: la localizzazione della produzione dell'idrogeno, la gestione dell'asset di produzione e l'approvvigionamento dell'energia elettrica.

Nome configurazione	Produzione e/o Fornitura H2	Gestione asset produttivo	Approvvigionamento energia elettrica	
1	Produzione in loco tramite impianti FER dedicati	Produzione <i>in loco</i>	Utilizzatore Finale	Approvvigionamento <i>in loco</i>
2	Produzione in loco con PPA	Produzione <i>in loco</i>	Utilizzatore Finale	Approvvigionamento tramite PPA
3	Produzione in loco con asset management	Produzione <i>in loco</i>	Soggetto Terzo (Fornitore asset)	Approvvigionamento <i>in loco</i> o tramite PPA
4	Produzione tramite «servizio energia hydrogen»	Produzione <i>in loco</i>	Soggetto Terzo (Servizio energia H2)	Approvvigionamento tramite PPA
5	Produzione delocalizzata di idrogeno e consegna a cliente finale	Delocalizzata con trasporto H2	Soggetto Terzo (Fornitore Gas Tecnici)	Approvvigionamento <i>in loco</i> o tramite PPA
6	«Hydrogen Valley»	Delocalizzata con trasporto H2	Soggetto Terzo (Hydrogen Valley)	Approvvigionamento <i>in loco</i> o tramite PPA

Infine, sono stati condotti **una serie di case study per valutare il costo di produzione dell'idrogeno verde nel panorama italiano con diverse configurazioni dell'impianto di produzione di idrogeno verde** sia dal punto di vista della tecnologia utilizzata - AEL vs. PEM- della modalità di alimentazione elettrica - alimentazione diretta mediante un impianto rinnovabile dedicato (eolico o fotovoltaico) vs alimentazione da rete mediante contratti PPA con un produttore di energia rinnovabile - che della modalità di fornitura, "fornitura diretta" all'utilizzatore finale vs. compressione e stoccaggio in serbatoi in pressione.

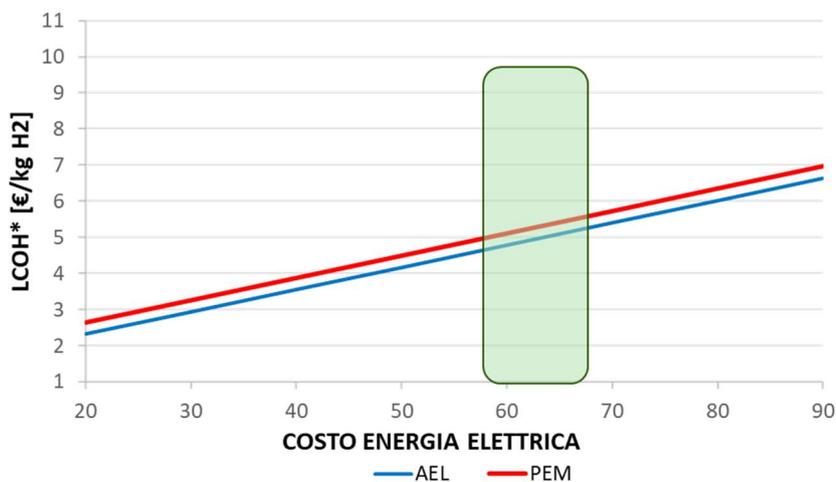
CASE STUDY	Descrizione	Approvvigionamento elettricità	Elettrolizzatore	Presenza di storage e tipologia distribuzione
CASE STUDY 1*	Impianto di produzione di idrogeno volto ad alimentare «direttamente» un processo produttivo che opera in continuo e il cui fabbisogno di idrogeno eccede la producibilità specifica del case study	FV da 4 MW	AEL da 1 MW	«Utilizzo Diretto»
CASE STUDY 2*		FV da 4 MW	PEM da 1 MW	«Utilizzo Diretto»
CASE STUDY 3		PPA	AEL da 1 MW	«Utilizzo Diretto»
CASE STUDY 4		PPA	PEM da 1 MW	«Utilizzo Diretto»
CASE STUDY 5*	Impianto di produzione di idrogeno si trova in un luogo differente da quello di consumo, quindi l'idrogeno è compresso in tank da 700 bar e successivamente trasportato tramite carri bombolai nei luoghi di consumo	FV 30 MW	AEL da 7,5 MW	Storage in tank da 700 Bar e trasporto con carro bombolaio
CASE STUDY 6*		FV 30 MW	PEM da 7,5 MW	Storage in tank da 700 Bar e trasporto con carro bombolaio
CASE STUDY 7*		Eolico 30 MW	AEL da 7,5 MW	Storage in tank da 700 Bar e trasporto con carro bombolaio
CASE STUDY 8*		Eolico 30 MW	PEM da 7,5 MW	Storage in tank da 700 Bar e trasporto con carro bombolaio

L'analisi svolta ha permesso di osservare come allo stato attuale, **senza nessuna incentivazione o senza una qualche forma di «prescrizione» all'utilizzo di una quota di idrogeno verde**, gli utilizzatori finali, che attualmente utilizzano metano o idrogeno grigio, non hanno alcuna convenienza economica nello «switchare» all'idrogeno verde.

Il costo finale di produzione dell'idrogeno è legato soprattutto ai costi dei consumi elettrici dell'elettrolizzatore e dell'eventuale compressore. **Le eventuali misure di incentivazione**, a differenza di quanto fatto in passato per le FER, dove si è puntato ad abbattere le CAPEX, **dovrebbero puntare ad abbattere il costo dell'energia elettrica utilizzata dall'elettrolizzatore**, al fine di rendere comparabile il costo dell'idrogeno verde con quello grigio.

L'analisi dei case study che prevedono la produzione di idrogeno tramite elettrolizzatori alimentati attraverso Power Purchase Agreement (PPA) si sono rilevati quelli con un maggiore LCOH, a causa dell'**impatto degli oneri di rete**, ma **anche un loro eventuale «totale azzeramento» non riuscirebbe a garantire oggi una competitività dell'idrogeno verde** rispetto all'idrogeno grigio; si conferma quindi la necessità di dover lavorare sull'aspetto tecnologico al fine di abbattere i CAPEX e migliorarne l'efficienza.

Ad oggi, per un operatore che valutasse la possibilità di realizzare un impianto fotovoltaico o eolico in presenza di incentivi FER 1 (incentivi legati all'immissione in rete) non risulterebbe economicamente conveniente accoppiare il proprio impianto ad un elettrolizzatore. Diversa potrebbe essere la situazione se esistesse una forma di incentivazione *ad hoc* in merito all'energia prodotta da un impianto FER e autoconsumata in loco dall'elettrolizzatore.



(\*) Nota: il calcolo dell'LCOH non comprende i costi di distribuzione tramite carro bombolaio, ma comprende i costi di compressione e stoccaggio

Si è infine analizzato se il fabbisogno di energia rinnovabile previsto dalle Linee guida della strategia italiana sia in linea con gli obiettivi di volume di produzione dell'idrogeno previsti. Più in particolare sono stati sviluppati due seguenti scenari.

Nel primo scenario si considera il fabbisogno energetico di elettricità aggiuntiva generato dalla copertura della differenza tra gli attuali consumi di idrogeno e quelli attesi al 2030. In questo contesto quindi al 2030 i 5 GW previsti di elettrolizzatori saranno chiamati a produrre 0,2 Mton di H2 all'anno.

Nel secondo scenario si considera, invece, il fabbisogno energetico di elettricità aggiuntiva generato non solo dalla copertura della differenza tra gli attuali consumi di idrogeno e quelli attesi al 2030, ma anche dalla sostituzione del 50% dell'attuale produzione di idrogeno non «green». In questo contesto quindi i 5GW di elettrolizzatori sono chiamati a produrre al 2030 0,45 Mton di H2 /anno.

I risultati delle analisi mostrano come nel primo scenario la capacità prevista di elettrolizzatori e una generazione di rinnovabile aggiuntiva di 7,5 GW sia assolutamente compatibile con la necessità di produzione di idrogeno mentre nel secondo scenario la capacità di 5 GW di elettrolizzatori sia insufficiente.

Alla luce di tutte queste considerazioni, si conferma ancora la necessità da parte dell'Italia di finalizzare la propria Strategia nazionale per l'idrogeno, definendo chiaramente gli obiettivi che si vogliono raggiungere e i percorsi per traguardarli. Inoltre, al fine di ottimizzare lo sviluppo «primordiale» del mercato, potrebbe essere necessario creare nuovi sistemi di incentivazione o modificare gli attuali, ma anche avviare possibili progetti pilota volti a valutare le differenti configurazioni lato produzione, trasporto e utilizzo finale.

Gli obiettivi per il settore dell'idrogeno dovrebbero essere integrati a loro volta all'interno della roadmap di decarbonizzazione prevista dal Fit for 55, al fine di pianificare ad esempio, uno sviluppo «aggregato» delle FER e la relativa roadmap necessaria a raggiungere questi obiettivi.

Appare indispensabile, quindi, implementare un percorso volto ad attuare azioni di policy – quali ad esempio l'ottimizzazione degli iter autorizzativi – per permettere una crescita delle rinnovabili sul territorio italiano coerente non solo con gli obiettivi presenti nel Fit for 55, ma anche con la volontà di creare – come descritto all'interno delle linee guida dell'Hydrogen Strategy – un mercato relativo all'idrogeno verde.

