POLITECNICO
MILANO 1863

SCHOOL OF MANAGEMENT

Energy&Strategy Group, School of Management Politecnico di Milano
Presentato l'Hydrogen Innovation Report 2021, prima edizione

Energia pulita: in Italia il mercato dell'idrogeno verde stenta a decollare e manca ancora una precisa strategia nazionale

Davide Chiaroni: "Siamo solo alle linee guida, che fissano l'obiettivo di 5 GW di capacità di elettrolizzatori al 2030 con 10 miliardi di euro di investimenti, ma non nel potenziamento delle energie rinnovabili, senza le quali nessun mercato dell'idrogeno 'green' potrà svilupparsi. E servono incentivi. Bene però lo stanziamento di 3,7 miliardi di euro previsto nel PNRR, di cui 2 per l'uso di idrogeno in settori difficili da decarbonizzare"

Milano, 29 settembre 2021 - È urgente che l'Italia definisca la propria strategia nazionale per l'idrogeno, indicando con precisione gli obiettivi che intende raggiungere e i percorsi per traguardarli, nella scia della Strategia Europea e come già fatto dai principali Paesi membri. E per ottimizzare lo sviluppo del mercato, che al momento si può definire "primordiale", è necessario creare nuovi sistemi di incentivazione, sia per i produttori che per gli utilizzatori finali, e avviare progetti pilota per valutare in concreto le differenti opzioni sia dal punto di vista della produzione che del trasporto, che dell'uso dell'idrogeno. Senza dimenticare di riprendere con decisione gli investimenti nelle energie rinnovabili alla base della produzione di idrogeno verde, l'unica che rispetti appieno il livello di emissioni consentite dalla normativa europea.

È la conclusione a cui giunge l'Hydrogen Innovation Report 2021, il primo che l'Energy & Strategy Group della School of Management del Politecnico di Milano dedica alla produzione di idrogeno dal punto di vista delle tecnologie, delle emissioni di CO_2, dei modelli di business e della loro sostenibilità economica, tema di grande attualità che si inserisce nell'ampio dibattito sulla necessità di accelerare in tutto il mondo il processo di neutralità carbonica. "Gli obiettivi per il settore dell'idrogeno dovrebbero essere integrati nella roadmap di decarbonizzazione prevista dal Fit for 55 - spiega Davide Chiaroni, vicedirettore dell'E&S Group - così da pianificare lo sviluppo aggregato delle fonti di energia rinnovabile necessario a raggiungere questi risultati. Senza l'ottimizzazione degli iter autorizzativi per permettere una crescita vera delle rinnovabili, in Italia non sarà possibile sviluppare un mercato dell'idrogeno 'pulito'. Una nota decisamente positiva, però, viene dagli importanti investimenti stanziati all'interno del Piano nazionale di ripresa e resilienza: 3,7 miliardi di euro, di cui 2 per l'uso di idrogeno in settori difficili da decarbonizzare".

NASCITA, SVILUPPO E DIFFUSIONE DEL MERCATO DELL'IDROGENO

L'idrogeno è l'elemento chimico più diffuso nell'Universo e sulla Terra, ma quando se ne parla nel contesto energetico si intende in realtà la molecola di idrogeno H_2, assai rara in atmosfera e in grado di produrre energia (termica mediante combustione o elettrica mediante elettrolisi) in maniera pulita senza emissione di anidride carbonica. Tuttavia, essendo rara, tale molecola va prodotta e questo consuma a sua volta energia: il bilancio tra le emissioni di CO_2 durante la produzione e i costi complessivi di generazione, trasporto e stoccaggio è alla base dell'intero ruolo dell'idrogeno nella transizione energetica. Oggi, infatti, la quasi totalità dell'idrogeno prodotto (marrone o grigio) ha un forte e negativo impatto sull'ambiente ma costa poco: soltanto lo 0,7% è idrogeno blu o, meglio ancora, verde, derivati da processi assai più costosi ma poco o per nulla inquinanti.

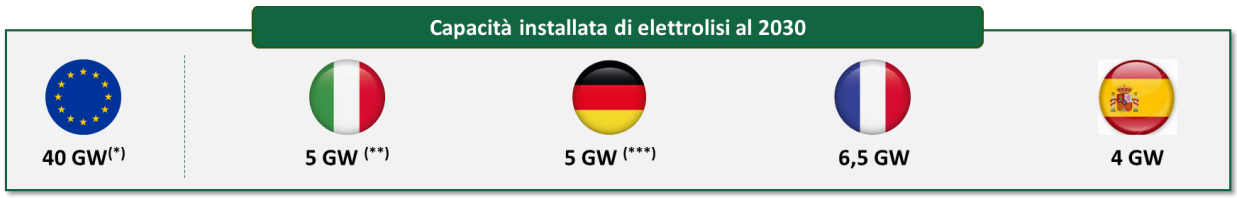
La Strategia Europea per l'idrogeno, rilasciata dalla Comunità Europea nel luglio 2020, vuole essere uno dei cardini della completa decarbonizzazione dell'economia e del raggiungimento degli obiettivi di neutralità climatica al 2050: entro il 2030 si prevede di investire tra i 320 e i 458 miliardi di euro, di cui 220-340 miliardi per aumentare la produzione di energia fotovoltaica ed eolica necessaria all'idrogeno verde, e di installare 40 GW di capacità di elettrolizzatori (attualmente siamo a meno di 1) più altri 40 GW nel vicino medio-oriente, così da raggiungere nel 2050 i 500 GW di capacità installata. L'utilizzo dell'idrogeno nei consumi finali dovrebbe passare dall'attuale 2% fino al 14%, coinvolgendo non solo l'industria chimica e di raffinazione, ma anche quella siderurgica, il trasporto pesante via terra, marittimo e aereo, il riscaldamento urbano e industriale. Tuttavia, ad oggi permangono una serie di importanti ostacoli, alcuni generati dalla stessa normativa europea: i vincoli posti dalla RED II sulle emissioni di CO2 consentite per l'idrogeno pulito, ad esempio, non permettono l'adozione dell'idrogeno blu, in attesa di adottare il più ecologico idrogeno verde.

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

(*) 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: Di cui 220 – 340 mld€ per aumentare la capacità di produzione di energia solare ed eolica fino a 80-120 GW
(***) Nota: Investimenti pubblici e privati solo nella capacità produttiva (no trasporto, distribuzione, stoccaggio e utilizzo)

La Strategia Europea è stata seguita da quelle dei principali Paesi membri, tra cui Germania, Francia e Spagna. In Italia, invece, al momento sono disponibili solo le Linee guida della strategia italiana per l'idrogeno emesse dal Ministero dello Sviluppo economico lo scorso novembre, che fissano l'obiettivo di 5 GW di capacità di elettrolizzatori nel 2030 e indicano investimenti per circa 10 miliardi, di cui 5-7 per la produzione di H2 (ma non per lo sviluppo di impianti di rinnovabili alla base del processo per l'idrogeno verde), 2-3 per la realizzazione di infrastrutture e 1 per la ricerca. Cifre non dissimili da quelle di Germania, Francia e Spagna.

L'energia rinnovabile di cui disporrà l'Italia al 2030 è in linea con questi obiettivi? Per rispondere alla domanda, l'E&S Group ha sviluppato due scenari: nel primo, si considera quanta elettricità da rinnovabili in più sia necessaria per coprire la differenza tra gli attuali consumi di idrogeno e quelli in programma al 2030 (i 5 GW previsti di elettrolizzatori saranno chiamati a produrre 0,2 Mton di H2 all'anno), nel secondo invece si valuta quanta ne occorrerebbe anche per sostituire il 50% di idrogeno non «green» (più del doppio, 0,45 Mton di H2 /anno). Ebbene, se nel primo scenario la capacità prevista di elettrolizzatori e una generazione di rinnovabile aggiuntiva di 7,5 GW sarebbero sufficienti, nel secondo caso assolutamente no.



(*) 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

Le tecnologie di produzione dell'idrogeno

Attualmente, quasi tutte le molecole di idrogeno prodotte hanno un forte e negativo impatto sull'ambiente: il 99,3% delle circa 73 Mton H_2 complessive, infatti, deriva dal trattamento a vapore del metano (Steam Methane Reforming, SMR) o da gassificazione del carbone (idrogeno grigio o marrone) e immette in atmosfera circa 9-10 tonCO2/tonH2 nel primo caso o peggio 18-20 tonCO2/tonH2 nel secondo. L'idrogeno così prodotto alimenta l'industria chimica e di raffinazione e comporta costi bassi, rispettivamente 1-2 $/kgH2 per lo SMR e 1-1,5 $/kgH2 per la gassificazione. Il tema centrale sta tutto qui: come produrre idrogeno non solo per questi settori, ma anche per il trasporto pesante, il riscaldamento urbano o la decarbonizzazione di altri processi

industriali, ad esempio la siderurgia, a costi competitivi con gli attuali ma senza emissioni di CO_2 in atmosfera. I due processi coinvolti oggi in questa sfida riguardano la produzione di idrogeno blu e quella di idrogeno verde, in base ai colori definiti per distinguerli partendo dalla fonte energetica utilizzata e dalle relative emissioni di CO_2 in atmosfera.

Il Report analizza le tecnologie di produzione di idrogeno "marrone", "grigio", "blu" e "verde" (e "giallo", che si ottiene come il verde ma usando energia elettrica dalla rete). L'idrogeno blu deriva dal trattamento a vapore del metano (SMR) o, più raramente, da gassificazione abbinata a tecniche di cattura della CO2 emessa: esistono vari impianti pilota a livello industriale che, con approcci diversi, hanno dimostrato la possibilità di arrivare a un costo complessivo di produzione di 2-2,5 \$/kg H_2 ma con una soglia di emissioni di circa 5 ton CO_2/ton H_2, maggiori delle 3 stabilite dalla RED II a livello europeo per parlare di idrogeno "pulito".

La produzione di idrogeno verde, mediante elettrolisi dell'acqua ottenuta usando elettricità da fonti rinnovabili, è l'unica tecnologia presente sul mercato in grado di rispettare appieno i limiti di emissioni imposte dalla RED II ed è quindi il pilastro su cui ruota tutta la Strategia europea dell'idrogeno: consiste nell'alimentare mediante elettricità "pulita" una serie di celle elettrolitiche in serie, denominate stack, che consumano acqua e producono idrogeno e ossigeno. L'elettrolizzatore è costituito dagli stack e dai sistemi di alimentazione elettrica, di pompaggio e trattamento dell'acqua, di trattamento dell'idrogeno e di controllo di tutto l'impianto. Per queste tecnologie il margine di riduzione dei costi è molto ampio, in particolare con la crescita dell'industrializzazione dei processi e le economie di scala, ma - come si è visto in questi mesi - molto dipenderà anche dai prezzi che assumeranno i materiali più scarsi o prodotti in limitate aree geografiche.

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

Vi sono diversi tipi di elettrolizzatori, alcuni già sul mercato e altri in fase di sviluppo: 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, funzionano per 60.000-100.000 ore e utilizzano materie prime non costose, ma non possono operare a bassi carichi e hanno un elevato footprint; in alternativa, gli elettrolizzatori a membrana polimerica (PEM) hanno un design molto più compatto, possono essere operativi a bassi e alti carichi e hanno una vita utile sufficientemente elevata, attorno alle 50.000-80.000 ore, ma richiedono materiali molto costosi 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: oggi il suo costo è salito del 400% rispetto al 2015-2020 proprio per l'importanza che ricopre nella produzione dell'idrogeno. Entrambi questi elettrolizzatori operano a bassa temperatura, attorno ai 70-80 gradi, e risentono di una efficienza non molto elevata, circa 60 kWh per kg di H_2. L'elettrolizzatore a ossidi solidi (SOEC) opera invece ad alta temperatura, 700 gradi, con una maggiore efficienza di produzione dell'idrogeno - e questo è interessante in particolare per quei settori che hanno vapore ad alta temperatura all'interno dei loro processi - ma risente ancora di un livello di maturità tecnologica relativamente basso.

	Marrone	Grigio	Blu	Verde
Fonte	Carbone	Gas metano	Carbone/Gas metano	Energia elettrica rinnovabile
Pro	▪ Basso costo materia prima ▪ Tecnologia matura e diffusa nel mercato	▪ Basso costo materia prima ▪ Tecnologia matura e diffusa nel mercato	▪ Riduzione delle emissioni ▪ Soluzione transitoria verso l'idrogeno verde	▪ Emissioni nulle
Contro	▪ Emissioni molto elevate	▪ Emissioni elevate	▪ Emissioni non nulle	▪ Costo elevato delle tecnologie ▪ Attuale capacità installata inferiore al fabbisogno
Emissioni	18-20 $kgCO_2/kgH_2$	9-10 $kgCO_2/kgH_2$	Maggiore di 5 $kgCO_2/kgH_2$*	0 $kgCO_2/kgH_2$
LCOH attuale	1 - 1,5 USD/kgH_2	1 - 2 USD/kgH_2	2 - 2,5 USD/kgH_2	2,5 – 7 USD/kgH_2

**Si considera l'intero processo e si ipotizza l'uso di combustibili fossili per alimentare le fasi di Carbon Capture e Storage*

Per informazioni alla stampa: Stefania Vicentini - d'I comunicazione - 335 5613180 - sv@dicomunicazione.it