

REGIONE SICILIANA
Assessorato Regionale dell'Energia e dei servizi di pubblica utilità
Dipartimento Regionale dell'Energia



STATO DELL'ARTE SU PRODUZIONE E UTILIZZO DI IDROGENO VERDE

Dicembre 2022

STATO DELL'ARTE SULLA PRODUZIONE E UTILIZZO DI IDROGENO VERDE				
Rev.	Elaborato da	Verificato da	Approvato da	Data
0	Ing. A. Dispensa ¹ – Ing. M. Iudicello ¹	Ing. R. Sannasardo ²	Ing. A. Martini ³	13/09/2022
1	Ing. A. Dispensa – Ing. M. Iudicello	Ing. R. Sannasardo	Ing. A. Martini	11/10/2022
2	Ing. A. Dispensa – Ing. M. Iudicello	Ing. R. Sannasardo	Ing. A. Martini	22/12/2022

¹ : Consulente esterno

² : Energy Manager

³ : Dirigente Generale

INDICE

1. Introduzione	4
2. Utilizzo dell'idrogeno nei diversi settori	5
2.1 Focus sull'idrogeno nei settori industriali	6
3. Costi di produzione dell'Idrogeno verde	14
3.1 Costi di produzione ed asset tecnologico degli elettrolizzatori	18
4. Analisi tecnico economica delle tecnologie di produzione idrogeno	20
5. Fabbisogno di idrogeno nei diversi settori	23
5.1 Stima fabbisogno nel settore industriale	23
5.2 Stima fabbisogno nel settore del riscaldamento urbano	25
5.3 Stima fabbisogno nel settore della mobilità	26
6. Aspetti Normativi ed autorizzativi	28
7. Stato dell'arte della formazione sull'idrogeno in Italia	30
7.1 Competenze	30
7.2 Offerta formativa	33
8. Bibliografia	34

1. Introduzione

L'idrogeno, con il suo basso impatto ambientale, viene oggi considerato il vettore energetico di elezione per la decarbonizzazione del settore energetico e la conseguente mitigazione dei cambiamenti climatici.

Anche nella fase transitoria, per la possibilità di utilizzarlo in blending con il metano, l'idrogeno può essere impiegato in processi di combustione, rappresentando così il ponte ideale verso il suo utilizzo allo stato "puro", condizione oggi utilizzata per l'alimentazione delle Fuel cell (FC).

In particolare, le Fuel cell per l'utilizzo dell'idrogeno si trovano ad un livello tecnologico avanzato così come sono già presenti sul mercato elettrolizzatori a bassa temperatura, mentre quelli ad alta temperatura si stanno appena affacciando sulla scena economica.

La sfida è quella di produrre idrogeno verde tramite gli elettrolizzatori ad un costo progressivamente sempre più basso tramite energia prodotta da fonti rinnovabili, alla quale è attribuito un ruolo chiave nella diversificazione delle fonti di approvvigionamento energetico.

Lo sviluppo di una economia dell'idrogeno integrata e sostenibile, oltre agli indubbi vantaggi ambientali può rappresentare un importante fattore di sviluppo economico ed industriale. Lo sviluppo degli usi finali dell'idrogeno è, al momento, ostacolato dal costo dei sistemi e delle infrastrutture tecnologiche per la sua produzione, distribuzione capillare e dalla mancanza di legislazione adeguata. Ad oggi oltre il 95% di idrogeno è, infatti, prodotto da fonti fossili, principalmente attraverso lo *Steam reforming* del gas naturale. Pertanto, al fine di ridurre il suo impatto ambientale, la sua produzione può essere legata, tramite l'elettrolisi dell'acqua, alla produzione di energia da fonti rinnovabili o all'eccesso di energia proveniente dalle stesse fonti.

Le tecnologie connesse all'utilizzo dell'idrogeno interessano diversi ambiti e lo sviluppo di esse è strettamente legato all'individuazione dei materiali e dispositivi efficienti, a basso costo e facilmente industrializzabili, che permettano buone performances di funzionamento per un elevato numero di ore.

Il trasporto dell'idrogeno rappresenta da sempre un ostacolo di penetrazione del suo uso finale sul mercato. Tuttavia, lo sviluppo di sistemi di elettrolizzazione diffusa rappresenta una importante alternativa, permettendo la produzione di idrogeno in situ, per l'eventuale stoccaggio locale e per un suo utilizzo successivo. Nel caso di produzione non delocalizzata proveniente da grandi impianti, rimane la necessità di sviluppare una opportuna rete di distribuzione e di stazioni di rifornimento che permetterebbero di favorire, insieme ad un adeguato sistema normativo, la diffusione più capillare delle tecnologie associate.

2. Utilizzo dell'idrogeno nei diversi settori

L'idrogeno è un vettore energetico che trova impiego in diversi campi industriali e differenti applicazioni e processi tecnologici, come:

- Industria elettronica;
- Cogenerazione (taglie a partire da 1 kW);⁴
- Sistemi di accumulo, in particolare nelle zone isolate dalle reti energetiche;
- Raffinerie;
- Produzione di ammoniaca e metanolo;
- Acciaierie;
- Fonderie metalli non ferrosi, vetro, ceramica;
- Applicazioni nella generazione di elettricità (raffreddamento di generatori, prevenzione corrosione nelle condutture delle centrali elettriche);
- Industria leggera (saldatura e brasatura, gioielleria);
- Mobilità sostenibile;

La riduzione del costo dell'idrogeno e la sua sostenibilità ambientale sono importanti sia per la mobilità che per gli usi industriali, in particolare per la transizione verso l'idrogeno verde delle industrie che risultano oggi più inquinanti e difficili da riconvertire (hard-to-abate), in primis acciaierie e raffinerie.

Nella figura 1 sono mostrati in dettaglio le risorse utilizzate per la produzione di idrogeno ed i principali usi finali. Si evidenzia un limitato utilizzo dell'idrogeno come vettore energetico, prevalentemente a causa degli elevati costi di produzione e della scarsa competitività rispetto alle tradizionali fonti energetiche. Se, infatti, è vero che alcune caratteristiche dell'idrogeno, come ad esempio la bassa densità energetica e le condizioni non agevoli di temperatura e pressione alle quali esso si mantiene liquido, sono evidentemente delle limitazioni intrinseche, in realtà l'alto costo rispetto alle fonti fossili costituisce la maggiore barriera alla diffusione.

⁴ Gli impianti di cogenerazione a idrogeno possono avere nel futuro un ruolo importante nell'ambito della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, compensando le fluttuazioni della produzione di elettricità. Le centrali di cogenerazione alimentate a idrogeno consentono un ingresso graduale e capillare nell'economia dell'idrogeno. L'infrastruttura esistente può essere riadattata in parallelo e in sincronia con la crescente disponibilità del gas, senza arrestare o avviare repentinamente grandi progetti infrastrutturali. I cogeneratori a idrogeno, al momento, hanno un'efficienza del 50% per la sola produzione elettrica, e possono arrivare ad ottenere un'efficienza energetica del 100% per la produzione congiunta di elettricità e calore.



Figura 1 – Produzione ed usi finali dell'idrogeno (fonte: IEA)⁵

2.1 Focus sull' idrogeno nei settori industriali

In ambito industriale l'idrogeno può essere utilizzato come *feedstock* e come combustibile nei processi che necessitano di calore ad alta temperatura e che difficilmente possono essere direttamente elettrificati. In tale ambito, i settori c.d. *Hard to Abate*, potenziali utilizzatori di idrogeno, sono quelli della siderurgia, della raffinazione, dei metalli non ferrosi e della chimica. Anche i comparti relativi al vetro ed alla ceramica rappresentano settori dove il vettore idrogeno può contribuire alla decarbonizzazione.

La produzione mondiale di Idrogeno nel 2020 è stata pari a circa 90 Mt/anno

Nella figura 2 sono mostrate le percentuali relative alle tecnologie con le quali attualmente viene prodotto idrogeno nel panorama mondiale. Tale produzione è realizzata in percentuali maggiori dagli idrocarburi ed altri combustibili fossili ed in piccolissima quantità attraverso elettrolisi.

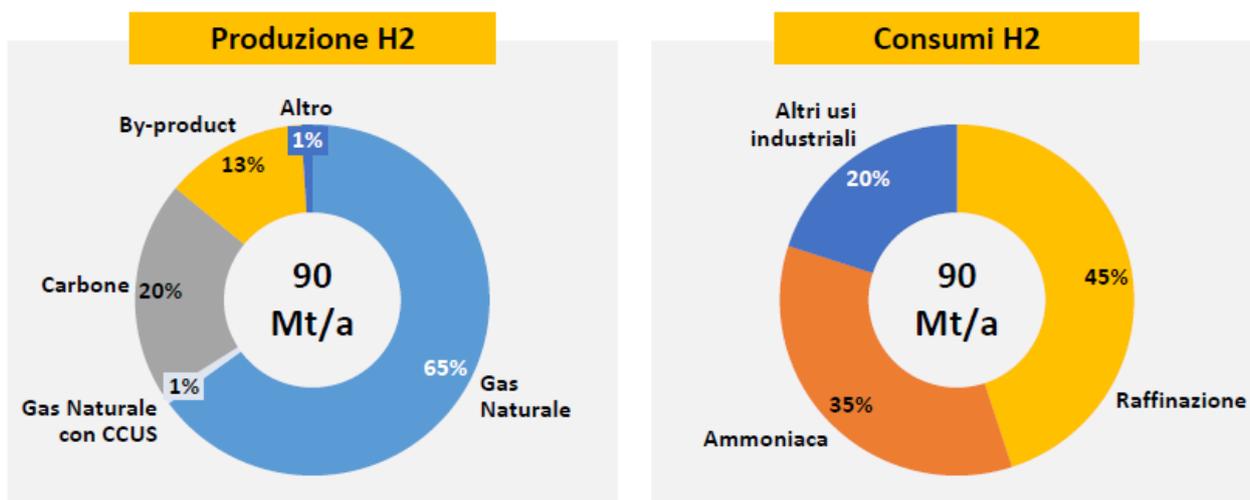
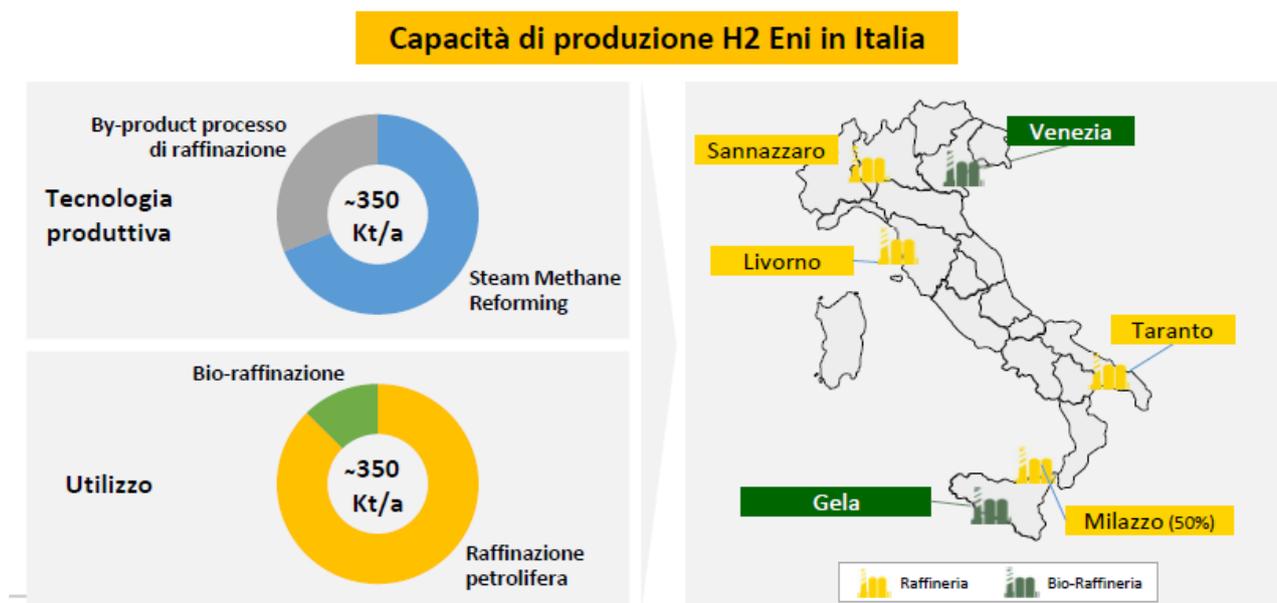


Figura 2 – Processi di produzione di idrogeno nel mondo - Fonte: ENI – Dati 2020

⁵ IEA: Report presentato per il G20 Giappone, Giugno 2019

Il consumo di idrogeno (dati 2019) in Italia⁶ è stato pari a circa 480.000 t/anno, di cui circa 8.500 t/anno risultano commercializzati in bombole ed in forma liquida.

I dati di ENI, che rappresenta il maggiore produttore italiano, sono rappresentati dalla seguente figura 3.



Fonte: ENI

Figura 3 – Capacità di produzione Idrogeno Eni in Italia

Secondo la letteratura scientifica, in futuro, l'idrogeno potrà essere iniettato nella rete del gas fino a circa il 5-10% senza la necessità di grandi modifiche all'infrastruttura di trasmissione e al consumatore finale. Si prevede, per la fine del presente decennio, un aumento in percentuale di blending del 15-20% (dopo aver effettuato le modifiche necessarie all'infrastruttura e alle installazioni).⁷

Di seguito sono riportate le schede riassuntive per diversi settori di utilizzo finale di H₂ (⁸), ipotizzando nel prossimo futuro percentuali di miscela dal 5 al 50%, per le quali sono state fatte le seguenti assunzioni e semplificazioni:

- Il valore della percentuale in volume di blending è stato assunto ipotizzando che la portata della miscela di gas H₂/GN fornisca la medesima potenza termica erogata dal gas naturale puro; di questa portata si sono calcolate le % in volume di idrogeno (10 %, 20%) da cui trarre le portate di entrambi i gas delle differenti miscele. Nella tabella 1 sono riportati, invece, i valori relativi al potere calorifico del blending al variare della percentuale in volume di idrogeno presente.

⁶ Studio McKinsey per SNAM ("The hydrogen challenge: The potential of hydrogen in Italy", 2019).

⁷ European Commission- JRC Technical Report: "Blending hydrogen from electrolysis into the European gas grid"- 2022;

⁸ Fonte: Confindustria con Federacciai, UNEM, Assomet e la associazioni di categoria dei singoli settori interessati

Tabella 1: Proprietà del blending di H2/GN⁹

H2 %	Potere Calorifico		energia da H2 %
	kWh/kg	kWh/m3	
0	13.89	9.92	0
5	14.02	9.57	1.55
10	14.16	9.23	3.22
15	14.31	8.88	5.03
20	14.48	8.53	6.98
25	14.67	8.18	9.09

- Per il settore della siderurgia non è stata considerata la domanda di idrogeno relativa all'utilizzo come feedstock nei processi (ad esempio per la siderurgia la potenziale domanda di idrogeno per il suo utilizzo nel processo della riduzione diretta DRI), considerando il potenziale utilizzo dell'idrogeno come combustibile in sostituzione del gas naturale;
- Rendimento elettrolizzatore pari a 60 kWh/kg H₂ (5,4 kWh/Nm³);
- Alimentazione elettrolizzatore pari a 100 % rinnovabile;
- Load factor elettrolisi pari a 2.000 h, in base alle ore di esercizio delle rinnovabili eolico o fotovoltaico, ipotizzando assenza di stoccaggio intermedio;
- Load factor utenza idrogeno pari a 7.000 h (80 %);
- Potenza di picco dei pannelli fotovoltaici pari a 0,125 kWp/mq;
- Fattore di emissione della CO₂ dal metano pari a 1,98 t CO₂ per 1.000 Sm³ di combustibile (Fonte ISPRA)

SETTORE DELLA RAFFINAZIONE

La distribuzione geografica dei siti di produzione interessa per il 45,7 % la Sicilia.

Attualmente l'industria della raffinazione e della petrolchimica utilizza 450.000 t/a di idrogeno prodotto da steam reforming e reforming catalitico.

Impatto utilizzo Idrogeno Verde

In tale analisi si è ipotizzato di produrre il 20% dell'idrogeno complessivo con il processo dell'elettrolisi, alimentato da fonti rinnovabili. Pertanto, per generare i corrispondenti 72 kt/anno sarà necessaria una potenza complessiva installata degli elettrolizzatori pari a circa 2.160 MWe, nell'ipotesi di un esercizio annuale di 2.000h, che diminuisce al valore di 538 MWe con 8.000 h/anno di esercizio.

Il settore della raffinazione, se sostituisse il 20% dell'attuale produzione di idrogeno con la tecnologia dell'elettrolisi, contribuirebbe per circa il 10% a raggiungere l'obiettivo al 2030 della domanda del consumo energetico finale.

Criticità legate all'utilizzo dell'Idrogeno

Aspetti impiantistici: Oltre a verificare la compatibilità con l'idrogeno delle attuali attrezzature, che equipaggiano forni e caldaie delle raffinerie, vanno verificati gli effetti di una temperatura di fiamma più elevata sui processi di distillazione e di conversione del greggio e dei prodotti petroliferi che ne derivano.

⁹ A. Genovese, F. Orteni, V. Cazzola: "MISCELE IDROMETANO: APPLICAZIONE SU AUTOBUS URBANI-66 Congresso Nazionale ATI - Rende (Cosenza), 5-9 Settembre 2011

Aspetti trasversali: La disponibilità di idrogeno deve essere assicurata con assoluta continuità in una raffineria che lavora in continuo 9.800 ore/anno. L'idrogeno, infatti, oltre a fornire un modesto input termico è un elemento fondamentale per i processi di raffinazione del greggio.

Materiale refrattario: temperature di fiamma più alta potrebbe deteriorare il refrattario e limitarne la vita.

SETTORE DELLA SIDERURGIA E DELLE ACCIEIRIE

SIDERURGIA

Equipment:

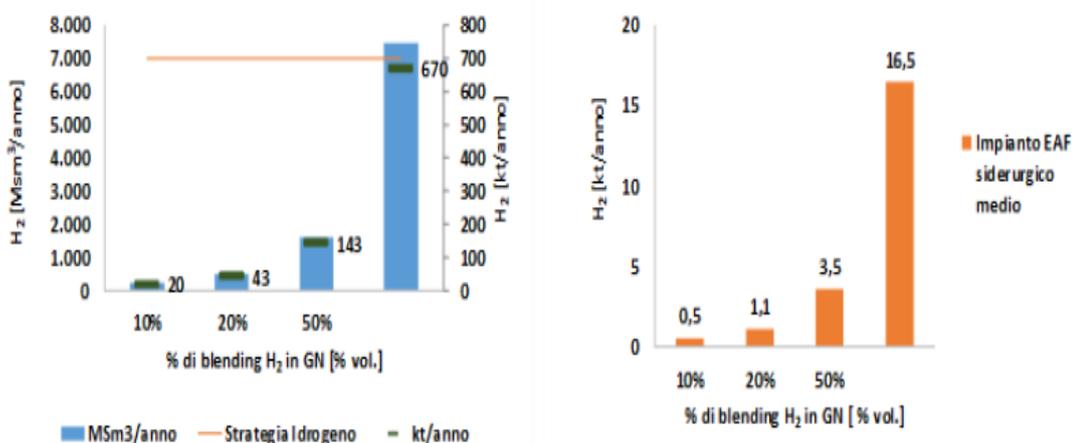
- Forni di Zincatura da 20-35 MWt con bruciatori a fiamma libera (riscaldamento diretto).
- Bruciatori a tubi radianti (riscaldamento indiretto).
- Forno di decapaggio 10 MWt bruciatore a fiamma libera.
- Essiccatori con bruciatori riscaldamento diretto 1-4 MWt.
- Cowper: scambiatore rigeneratore bruciatori da 50-100 MWt (bruciatori ceramici o meccanici).
- Forni di riscaldamento per lavorazioni acciaio da 100-180 MWt con bruciatori rigenerativi (bruciatori a fiamma diretta e indiretta).

Impatto utilizzo Idrogeno Verde

I consumi complessivi del settore siderurgico nell'ipotesi di un utilizzo iniziale di idrogeno verde in blending al 20% in volume saranno di circa 43 kt/anno che equivarranno ad una potenza complessiva installata degli elettrolizzatori pari a circa 1.280 MWe.

Il settore siderurgico, se sostituisse gli attuali consumi di gas naturale con una miscela al 50 % in volume con l'idrogeno di origine rinnovabile, dovrebbe essere alimentato con circa 143 kt/anno di idrogeno, contribuendo in tal caso per il 20 % a raggiungere l'obiettivo al 2030 della domanda del consumo energetico finale riportato dalle Linee Guida della Strategia sull'idrogeno (0,7 Mt/anno al 2030). Qualora si volesse analizzare l'impatto dell'introduzione dell'idrogeno in sostituzione del gas naturale per un impianto medio basato sulla tecnologia con il forno elettrico ad arco (EAF) con laminatoi integrati, nell'ipotesi di utilizzare un'alimentazione con un blending al 20 % in volume di idrogeno, sarebbe necessario alimentare circa 1 kt/anno di idrogeno, che equivalgono ad una potenza installata dell'elettrolizzatore di circa 32 MWe. In tali condizioni l'impianto avrebbe una diminuzione della quantità di CO₂ prodotta dalla combustione di circa il 6 %.

L'impatto dell'utilizzo dell'idrogeno in blending, con valori crescenti dal 10 % al 50 %, è di seguito riportato graficamente.



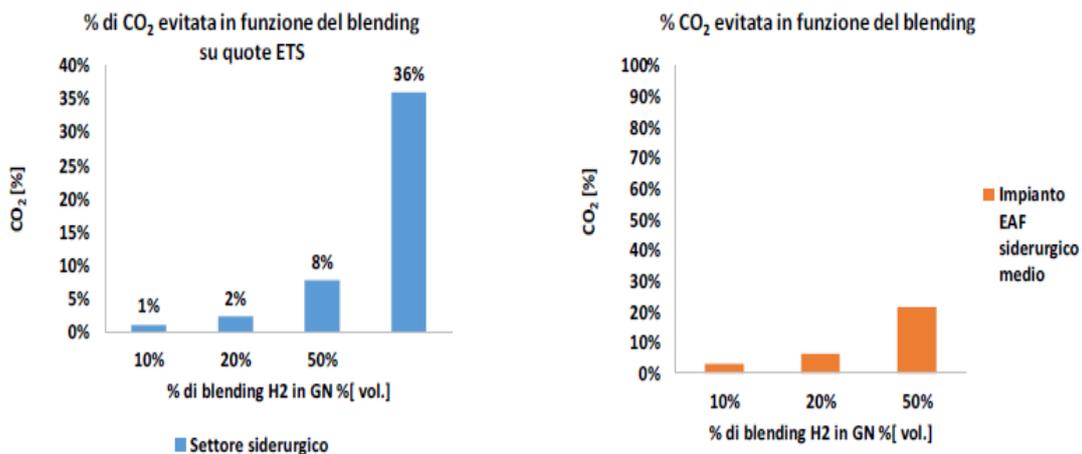


Figura 4– Idrogeno necessario in funzione del blending nel settore della siderurgia?

Criticità legate all'utilizzo dell'Idrogeno

Aspetti impiantistici: per quantità maggiori del 20 % vol. di idrogeno va adeguato l'impianto a causa dei volumi maggiori del combustibile. Pertanto, necessita la conversione di tutti gli equipaggiamenti compresi i bruciatori e il ridimensionamento delle condotte di adduzione del gas. Per l'adeguamento dei forni potrebbe essere necessaria la sostituzione del bruciatore nonché l'individuazione dei materiali più sensibili ai fenomeni di infragilimento da idrogeno.

Aspetti trasversali: emissioni di NO_x¹⁰, redazione di una nuova analisi del rischio e barriere sulla normativa sulla sicurezza relativa all'idrogeno.

Date le ingenti portate di idrogeno il settore siderurgico manifesta il timore di una mancanza di fornitura dell'idrogeno, in pratica la domanda potrebbe essere maggiore dell'effettiva offerta specie per l'idrogeno verde.

Materiale refrattario: le temperature di fiamma più alta potrebbe deteriorare il refrattario e limitarne la vita, determinando quindi la necessità di nuovi materiali e di test su refrattari.

ACCIAIERIA

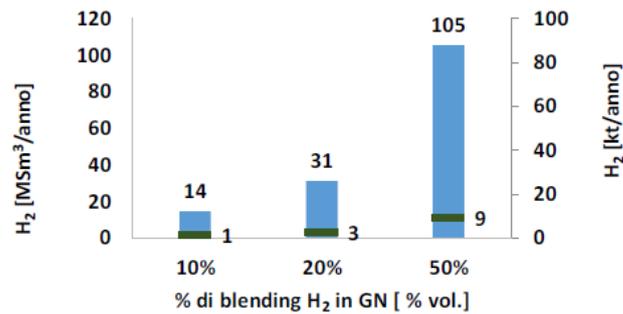
Impatto utilizzo Idrogeno Verde

I consumi complessivi del settore delle fonderie nell'ipotesi di un utilizzo iniziale in blending di idrogeno verde al 20 % sarebbero di 2,81 kt/anno che equivarrebbero ad una potenza complessiva installata degli elettrolizzatori pari a 85 MWe. In tali condizioni si eviterebbe di emettere circa 17 kt/anno di CO₂.

Il settore delle fonderie, se sostituisse gli attuali consumi di gas naturale con una miscela al 50 % i consumi di gas naturale con l'idrogeno, dovrebbe essere alimentato con circa 9,46 kt/anno di idrogeno.

L'impatto dell'utilizzo dell'idrogeno in blending, con valori crescenti dal 10 % al 50 %, è di seguito riportato graficamente.

¹⁰ M. L. Wright, A. C. Lewis: "Emissions of NO_x from blending of hydroge and natural gas in space heating boilers"- *Elementa: Science of the Anthropocene* 10(1), Maggio 2022- In cui vengono riportate le emission di NO_x al variare della percentuale della miscela idrogeno-gas naturale.



CO₂ evitata in funzione del blending

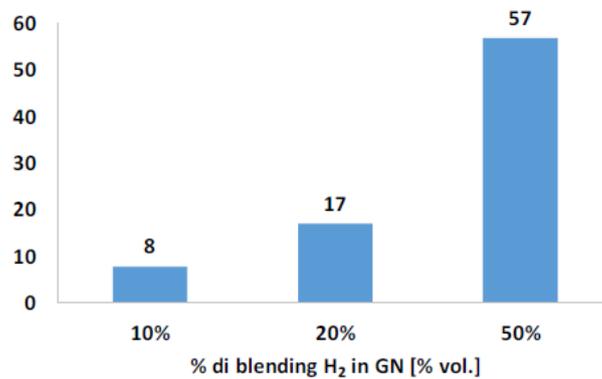


Figura 5 – Idrogeno necessario in funzione del blending nel settore delle fonderie⁹

Criticità legate all'utilizzo dell'Idrogeno

Aspetti impiantistici: modifiche impiantistiche e sostituzione di valvole, bruciatori e componenti vari per percentuali di idrogeno maggiori del 5% (fino al 20%).

Aspetti trasversali: Disponibilità di idrogeno per il settore e la rete di distribuzione.

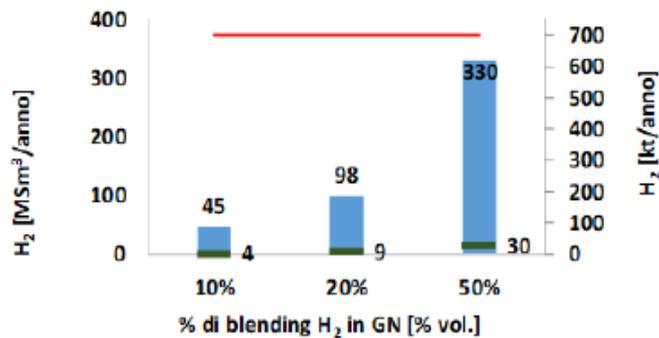
SETTORE DEI METALLI NON FERROSI

Impatto utilizzo Idrogeno Verde

I consumi complessivi del settore dei metalli non ferrosi nell'ipotesi di un utilizzo iniziale in blending di idrogeno verde al 20 % sarebbero di 9 kt/anno che equivarrebbero ad una potenza complessiva di elettrolizzatori installata pari a circa 200 MWe.

Il settore dei metalli non ferrosi, se sostituisse gli attuali consumi di gas naturale con una miscela al 50 % i consumi di gas naturale con l'idrogeno, dovrebbero alimentato con circa 30 kt/anno di idrogeno.

L'impatto dell'utilizzo dell'idrogeno in blending, con valori crescenti dal 10 % al 50 %, è di seguito riportato graficamente.



■ MSm³/anno ■ kt/anno — Strategia Idrogeno

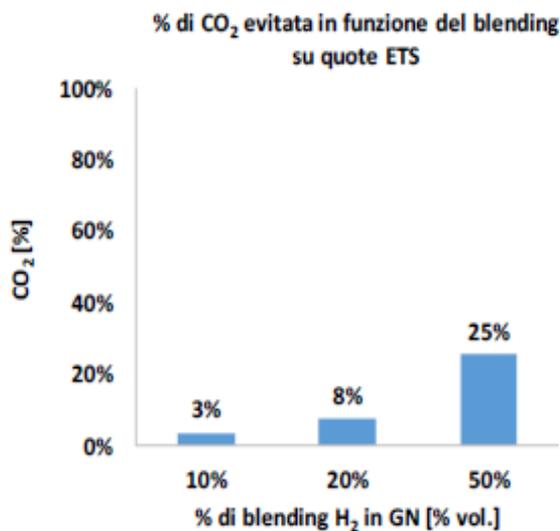


Figura 6 – Idrogeno necessario in funzione del blending nel settore dei materiali ferrosi⁹

Criticità legate all'utilizzo dell'Idrogeno

Aspetti impiantistici: per quantità maggiori del 20% volume di idrogeno va adeguato l'impianto a causa dei volumi maggiori del combustibile e vanno adeguati i bruciatori.

Aspetti trasversali:

- emissioni di NO_x;
- barriere sulla normativa sulla sicurezza relativa all'idrogeno.

SETTORE DEL VETRO E CERAMICA

VETRO

Equipment:

Forni da 5-40 MW che utilizzano attualmente gas naturale per la vetrofusione.

Impatto utilizzo Idrogeno Verde

I consumi complessivi del settore del vetro nell'ipotesi di un utilizzo iniziale di idrogeno verde in blending al 20 % di volume sarebbero di 20 kt/anno che equivarrebbero ad una potenza complessiva installata degli elettrolizzatori pari a 612 MWe. Questo permetterebbe di sostituire i consumi finali di gas naturale in ragione di circa il 6 %, risparmiando le emissioni corrispondenti.

Il settore del vetro, se sostituisse gli attuali consumi di gas naturale con una miscela al 50 % in volume con l'idrogeno di origine rinnovabile, dovrebbe essere alimentato con circa 68 kt/anno di idrogeno.

Qualora si volesse analizzare l'impatto dell'introduzione dell'idrogeno di origine rinnovabile in sostituzione del gas naturale per un impianto medio di produzione di vetro cavo, nell'ipotesi di utilizzare un'alimentazione con un blending al 50 % in volume di idrogeno, sarebbe necessario alimentare circa 1,25 kt/anno di idrogeno

che equivalgono ad una potenza installata dell'elettrolizzatore di circa 36 MWe. In tali condizioni l'impianto avrebbe una diminuzione della quantità di CO₂ emessa prodotta dalla combustione pari al 23 %, e una riduzione delle emissioni complessive di CO₂ (comprensive di "process emissions") correlata all'utilizzo del gas naturale pari al 16,1 %.

Criticità legate all'utilizzo dell'idrogeno

Meccanismo di trasferimento del calore: la minore luminosità della fiamma è una barriera in quanto il meccanismo principale con il quale avviene il processo di fusione del vetro è radiante.

Aspetti impiantistici: per quantità maggiori del 20% vol. di idrogeno va adeguato l'impianto a causa dei volumi maggiori di combustibile.

Aspetti trasversali: emissioni di NO_x, barriere sulla normativa sulla sicurezza relativa all'idrogeno.

Forni elettrici: per grandi quantitativi, l'elettrificazione della fusione del vetro non è possibile né economicamente né tecnologicamente con i design attuali dei forni. Inoltre, nel forno elettrico bisogna inserire gli elettrodi nel refrattario e questo indebolisce il refrattario.

CERAMICA

Equipment:

Equipment Forni da 1-10 MWt e Caldaie; allo stato attuale Utilizzo di gas naturale avviene per fornire calore di processo (atomizzazione, essiccazione, cottura), ed anche per la cogenerazione.

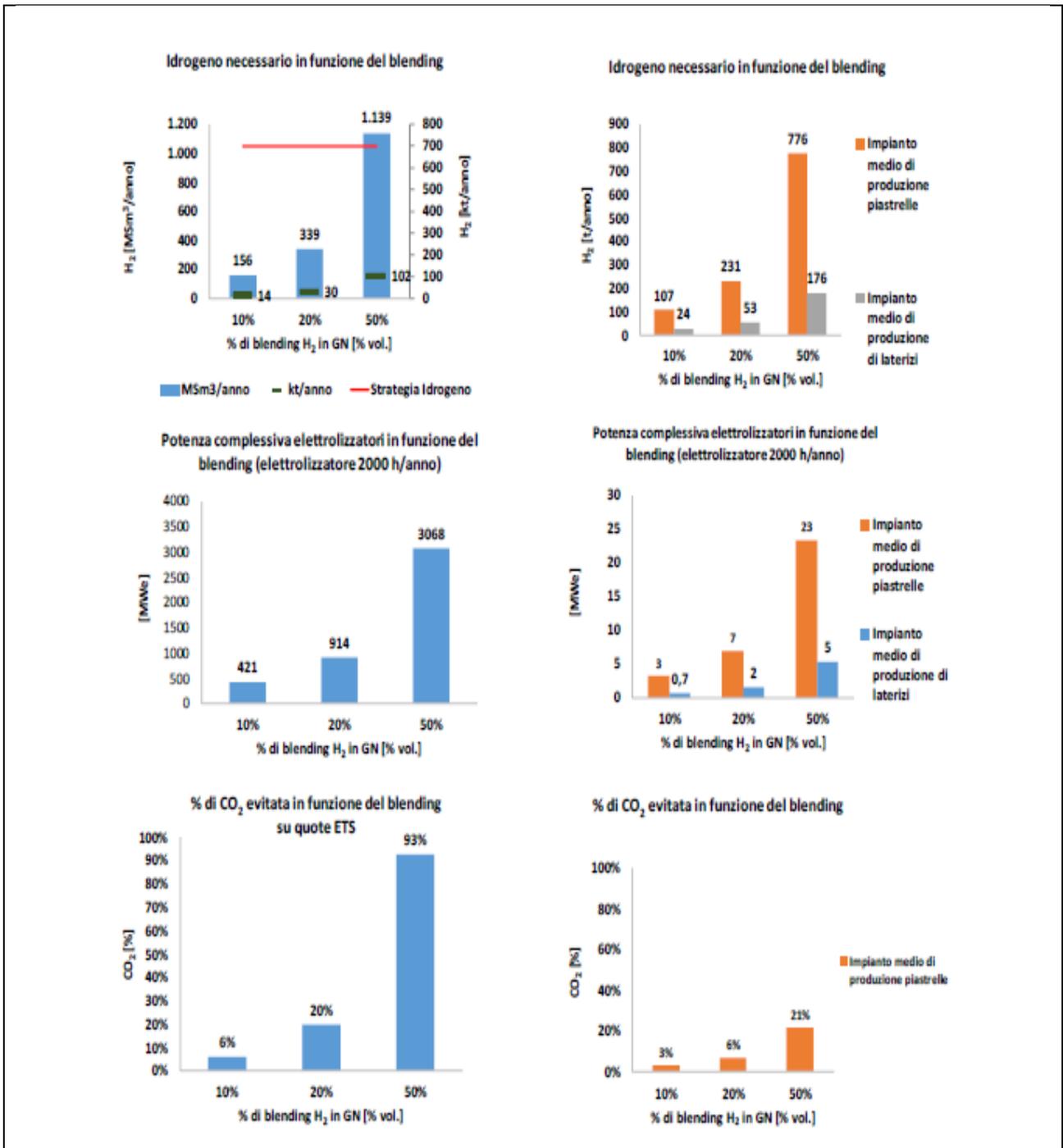
Impatto utilizzo Idrogeno Verde

I consumi complessivi del settore della ceramica nell'ipotesi di un utilizzo iniziale di idrogeno verde in blending al 20 % in volume saranno di 30 kt/anno che equivarranno ad una potenza complessiva installata degli elettrolizzatori pari a circa 914 MWe. In questa ipotesi la CO₂ evitata sarebbe pari al 6 % rispetto alle emissioni ETS (2019), con un mancato costo pari a circa 11 M€/anno (valore quota ETS 60 €/tCO₂).

Il settore della ceramica se sostituirà gli attuali consumi di gas naturale con una miscela al 50 % in volume con l'idrogeno, dovrà essere alimentato con circa 102 kt/anno di idrogeno, contribuendo in tal caso per il 15 % a raggiungere l'obiettivo al 2030 del 2 % della domanda del consumo energetico finale riportato dalle Linee Guida della Strategia sull'idrogeno (0,7 Mt/anno al 2030).

Qualora si volesse analizzare l'impatto dell'introduzione dell'idrogeno in sostituzione del gas naturale per un impianto medio di produzione di piastrelle, nell'ipotesi di utilizzare un'alimentazione con un blending al 20 % in volume di idrogeno, sarebbe necessario alimentare circa 0,23 kt/anno di idrogeno, che equivalgono ad una potenza installata dell'elettrolizzatore di circa 7 MWe ed un eventuale parco fotovoltaico dedicato con un'estensione di circa 6 ha. In tali condizioni l'impianto avrebbe una diminuzione della quantità di CO₂ emessa correlata all'utilizzo del gas naturale pari al 5 %.

Impatto dell'utilizzo dell'idrogeno in blending, con valori crescenti dal 10 % al 50 %, è di seguito riportato graficamente.



3. Costi di produzione dell'idrogeno verde

Il costo di produzione dell'idrogeno verde dipende dal costo degli elettrolizzatori e dei componenti accessori dell'impianto complessivo, dal costo dell'energia elettrica rinnovabile che li alimenta e dalla componente economica che influenza l'ammortamento dell'impianto di produzione.

Attualmente la tecnologia di produzione di idrogeno verde con gli elettrolizzatori è poco diffusa, per cui i dati riportati nel presente documento si riferiscono soltanto agli esiti di casi di studio.

Nella tabella 2 sono riportati alcuni dati reperiti riguardanti i costi di produzione di idrogeno, degli elettrolizzatori e dei componenti destinati all'uso finale.

Tabella 2 - Dati su costi produzione di idrogeno

	Costi
Elettrolizzatore PEM	88.000 euro con produzione 2 m ³ /h di H ₂ ; 140.000 euro con produzione 5 m ³ /h di H ₂ ; 230.000 euro con produzione di 10 m ³ /h ⁽¹¹⁾ di H ₂ .
Produzione idrogeno per fonte di energia	Combustibili fossili: 1,5-2,7 euro /kg H ₂ (30-70 euro/ MWh)
	Verde, a seconda della FER usata: 3-8,7 euro/kg H ₂ (90÷225 euro/MWh) ¹²
Fuel Cell	5.000÷6.000 euro/kW ⁽¹³⁾
Stazioni di rifornimento (impianto fotovoltaico escluso)	450.000 euro per impianto a 350 bar e serbatoi da 300 Kg ¹⁴
	700.000 euro per impianto a 700 bar e serbatoi da 500 kg ¹⁴

Nel caso di un impianto con elettrolizzatori PEM, con efficienza pari a 56-60%, per produrre 1 kg di idrogeno occorrono un 55-60 kWh (al netto dell'energia necessaria per la sua compressione) di energia elettrica ed i costi di impianto variano tra a seconda della taglia dell'elettrolizzatore. La strategia europea, entro il 2030, stima che il costo di impianto dovrebbe ridursi a 450÷1.000 €/kWe ed il rendimento dovrebbe aumentare ad un 63÷68% (quindi per ogni kg di idrogeno occorrerebbero da 53 a 49 kWh). Nel lungo periodo, il costo dovrebbe ulteriormente scendere a 180÷800 €/kWe ed il rendimento dovrebbe migliorare ancora sino al 67÷74% (da 49 a 45 kWh per kg di idrogeno).

Capacity factor e prezzi dell'elettricità sono due variabili chiave nel determinare il costo di produzione dell'idrogeno verde. In tabella 3 sono riportate le prospettive di costo dell'idrogeno al 2030, sono ottenute elaborando i dati IEA sulla base di valori di capacity factor annuali e di un prezzo dell'energia generata da fonti rinnovabili pari a 32 €/MWh.

¹¹ : Fonte ERREDUE

¹²: Dati aggiornati a luglio 2020 (fonte IEA)

¹³ : Tecnologia PEM

¹⁴ : Capacità gravimetrica d'accumulo dell'idrogeno fino a 4,5 wt%

Tabella 3 – Prospettive di costo dell'idrogeno al 2030 ⁹

Capacity Factor	Costo Idrogeno	
	ore/anno	€/kg H2
1000	5,2	156
2000	3,25	97
4000	2,65	79
8000	2,32	70

Per stimare un ordine di grandezza del costo di produzione in Italia, sono stati effettuati diversi studi e si è supposto che l'impianto sia alimentato da un parco fotovoltaico dedicato, localizzato in un'area ad elevato irraggiamento, con un fattore di carico del 16,5% (1.450 h/anno) e con un costo di generazione di 45 €/MWh. L'idrogeno verde italiano, sotto queste ipotesi, costerebbe¹⁵:

- attualmente, da 6 a 8,7 €/kg, a seconda della taglia dell'elettrolizzatore;
- all'anno 2030, da 3,7 a 5,9 €/kg se il fattore di carico aumenta al 17,7% (1.550 h/anno), rimanendo invariato il costo di generazione;
- nel lungo periodo, da 2,1 a 4,4 €/kg, supponendo che il costo di generazione dell'elettricità fotovoltaica scenda a 35 €/MWh, con fattore di carico del 17,7%.

Per confronto, se l'elettrolizzatore fosse alimentato da un parco eolico l'idrogeno costerebbe:

- attualmente da 4 a 5,2 €/kg con fattore di carico del 45% (4.000 h/anno) e con un costo di generazione di 50 €/MWh;
- all'anno 2030 da 3 a 3,9 €/kg, con un aumento del fattore di carico al 51% (4.500 h/anno), a parità di costo di generazione del kWh elettrico;
- nel lungo periodo da 2 a 2,8 €/kg, con un fattore di carico del 57% (5.000 h/anno) e con un costo di generazione di 40 €/MWh (i dati si riferiscono ad un impianto sperimentale offshore nel mare del nord).

¹⁵:<https://www.rivistaenergia.it/2020/11/lirresistibile-leggerezza-dellidrogeno-2-costi-di-produzione-e-indicazioni-per-litalia/>

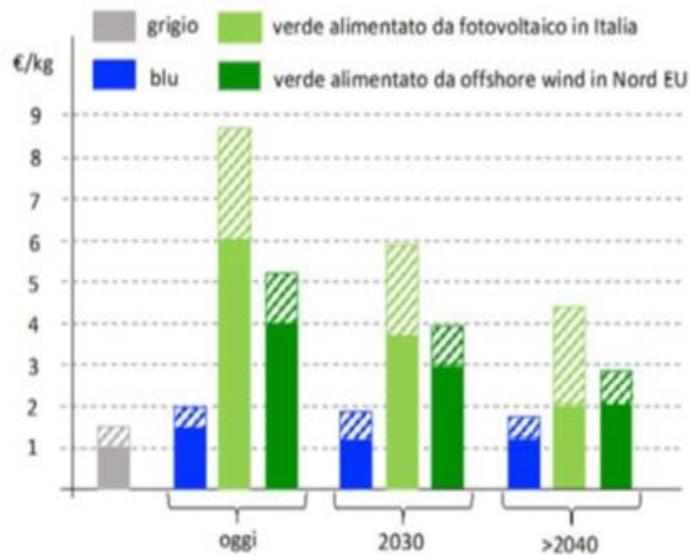


Figura 7– Costo di produzione dell'idrogeno secondo le stime della commissione europea (colore pieno) e della IEA (a strisce)

In figura 8 si riportano i costi indicati dalla IEA in un recente rapporto (Global Hydrogen Review 2021) per la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili al 2020 e 2050, in cui si osserva che il valore in Europa per l'H₂ generato mediante energia elettrica da solare fotovoltaico potrà arrivare fino a 2 dollari/kg.

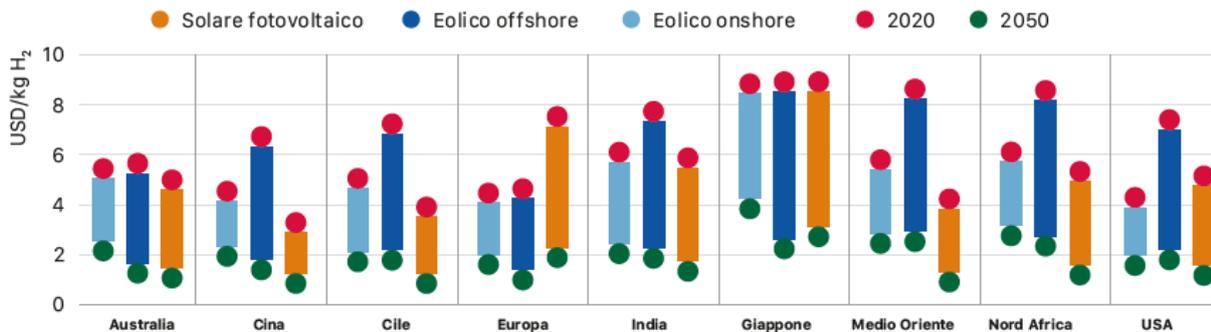


Figura 8 – Costo di produzione di idrogeno da fonti rinnovabili per tecnologia e regione nello Scenario a zero Emissioni Nette, 2020 e 2050

3.1 Costi di produzione ed asset tecnologico degli elettrolizzatori

Gli studi dell'IEA prevedono un incremento di efficienza degli elettrolizzatori dall'attuale 64% al 75% al 2050. L'obiettivo è di salire al 69% nel 2030 e poi al 75% nel 2050 (pari a 44 kWh/kg H₂).

Attualmente sul mercato le tecnologie di elettrolizzatori disponibili sono le seguenti (Tabella 4):

- AEC - Elettrolizzatori alcalini;
- PEM – Elettrolizzatori a polimero solido;
- AEM- elettrolizzatori a membrana a scambio anionico;
- SOEC- elettrolizzatori ad ossido solido.

Tabella 4 - Tipologie di elettrolizzatori ed asset tecnologico

Tipologie di elettrolizzatori	Caratteristiche Principali	Potenze e rendimenti	Sviluppo della tecnologia	Capacità massima di impianto (MW)	Vita utile (kh)
AEC	- Opera a bassa temperatura, ha un basso costo di capitale; - Minore flessibilità d'impiego rispetto alla PEM.	- Stack con potenze dell'ordine dei MW. - 75%	Più diffuso oggi; Tecnologia consolidata sul mercato	100	60-90
PEM	Risposta dinamica più rapida ed intervalli di potenza di funzionamento più ampi rispetto all'AEC, ma ha una durata dello stack inferiore (attualmente presenta costi di capitale più elevati rispetto all'AEC).	- Stack con potenze dell'ordine dei MW. - 75%	Tecnologia consolidata sul mercato, di grande interesse per le aziende di produzione.	10-20	30-80
AEM	- Opera a bassa temperatura e offre un potenziale di sviluppo interessante; - Possibile impiego in una produzione di idrogeno decentralizzata /distribuita con componenti standardizzati che possono essere modulari.	- Il basso costo dei materiali utilizzati e il semplice bilanciamento del sistema consentono di costruire in modo efficiente un elettrolizzatore da 2,4 kW. - 70%	Poche aziende sono attive in questa tecnologia.	0,1-0,2	<30
SOEC	Opera ad alta temperatura (700–800 °C) e offre un potenziale di sviluppo molto elevato, ma è tuttora in fase di sperimentazione con alcuni prototipi.	- Stack dell'ordine dei kW e con durata ridotta. - 80-85% (prototipi)	Poche aziende sono attive nella produzione di questi elettrolizzatori a causa dei prezzi elevati	Circa 1	<30

Per le prestazioni e il costo delle varie tecnologie del sistema elettrolizzatore sono fondamentali i valori di alcuni parametri tecnici che debbono essere garantiti dai fornitori, come ad esempio:

- gamma di potenza nella quale è possibile il funzionamento e relativi tempi di sovraccaricabilità;
- efficienza in tutta la gamma di potenza di alimentazione;
- tempi di avviamento dell'impianto (a freddo ed a caldo);
- capacità per l'impianto di produzione dell'idrogeno, e non del solo stack, di seguire range variabili di potenza in salita e discesa;
- requisiti di purezza e di temperatura dell'acqua per il corretto funzionamento dell'elettrolizzatore;
- pressione finale di uscita dell'idrogeno in funzione della domanda finale;
- durata di vita dello stack e durata dell'impianto;
- requisiti minimi di potenza di alimentazione dell'impianto in caso di assenza prolungata o estrema variabilità di energia da fonti rinnovabili per minimizzare le conseguenze di malfunzionamento dell'impianto.

I costi in termini di CAPEX/kW attuali e prospettici al 2050 stimati per differenti tecnologie sono riportati in tabella 5 e sono elaborati sulla base dei risultati del progetto STORE & GO del programma europeo Horizon 2020.

Tabella 5 – Evoluzione del CAPEX in €/kW per tecnologia di elettrolizzatore¹⁶

	Alkaline electrolyser			PEM electrolyser			SOEC electrolyser		
	Today	2030	Long term	Today	2030	Long-term	Today	2030	Long term
Electrical efficiency (% LHV)	63–70	65–71	70–80	56–60	63–68	67–74	74–81	77–84	77–90
CAPEX (USD/kW _e)	500	400	200	1 100	650	200	2 800	800	500
	1400	850	700	1 800	1 500	900	5 600	2 800	1 000

Notes: LHV = lower heating value; m²/kW_e = square metre per kilowatt electrical. No projections made for future operating pressure and temperature or load range characteristics. For SOEC, electrical efficiency does not include the energy for steam generation.

CAPEX represents system costs, including power electronics, gas conditioning and balance of plant; CAPEX ranges reflect different system sizes and uncertainties in future estimates.

Sources: Buttler and Spliethoff (2018), "Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: a review"; Agora Verkehrswende, Agora Energiewende and Frontier Economics (2018), *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels*; NOW (2018), *Studie IndWEde Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*; Schmidt et al. (2017), "Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study"; FCH JU (2014), *Development of Water Electrolysis in the European Union, Final Report*; Element Energy (2018), "Hydrogen supply chain evidence base".

Per la tecnologia AEM il prezzo attuale per i sistemi modulari da 2,5÷20 kW è di 2.500÷3.500 €/kW; sono in fase di sviluppo soluzioni containerizzate di qualche MW ed entro il 2025 i

¹⁶ Elaborazione dei diagrammi IEA (*The Future of Hydrogen*, giugno 2019) e in funzione del capacity factor delle rinnovabili in ore supposto uguale a quello dell'elettrolizzatore avente un CAPEX di €450/kW, efficienza del 69%; prezzo dell'elettricità pari a 32 €/MWh (1,23 US\$=1 €).

produttori di AEM prevedono un costo inferiore rispetto agli elettrolizzatori PEM di pari potenza.

Nella figura che segue viene mostrata la maturità tecnologica di sistemi di elettrolisi di diversi produttori riportata in uno studio della NOW.

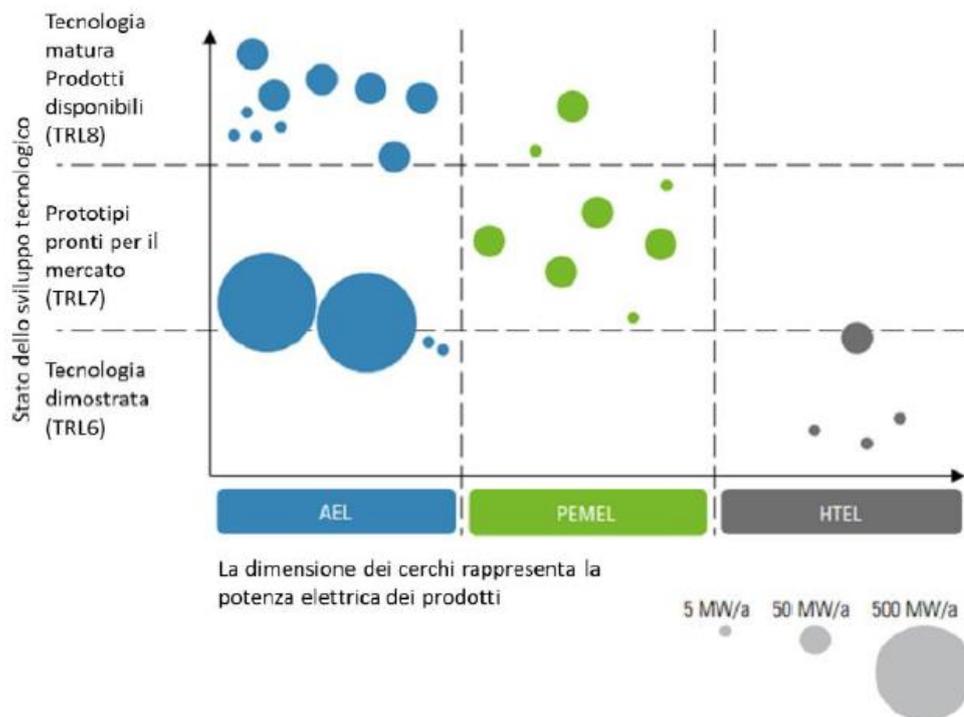


Figura 9 – Maturità tecnologica di sistemi di produzione di idrogeno per elettrolisi sviluppati da diversi produttori (Fonte: NOW, 2018)

4. Analisi tecnico economica delle tecnologie di produzione dell'idrogeno

In questa sezione sono riportati i risultati del lavoro di analisi di mercato condotta su tutta la filiera dell'idrogeno verde prodotto da fonte energetica rinnovabile fotovoltaica, considerando una gamma di elettrolizzatori di potenza compresa tra 1MWe e 10 MWe. Nello specifico sono indicati sia i costi degli elettrolizzatori che i costi relativi all'impianto di produzione dell'H₂ includendo anche il costo degli impianti fotovoltaici ad essi connessi, il tutto in riferimento alla taglia di potenza dell'elettrolizzatore (Tabella 6).

La quantità di idrogeno prodotta in un anno è stata calcolata sulla base di dati di mercato, che valutano un consumo orario di energia complessiva pari a 80 kWh/kg H₂ (comprensiva anche dell'energia necessaria per il processo di compressione). Sulla base dei prezzi di mercato, il costo unitario dell'elettrolizzatore considerato (nel caso studio specifico elaborato per il presente documento) è pari a 1.500 €/kWe fino alla taglia di 5 MWe e di 1.200 €/kWe per la taglia da 10 MWe.

Tabella 6 - Dati di produzione dell'idrogeno per diverse taglie di elettrolizzatori

IMPIANTO DI PRODUZIONE IDROGENO VERDE	U.M.	Potenza elettrolizzatore			
		1 MWe	2-3 MWe	5 MWe	10 MWe
Costo impianto (FV+Impianto di produzione H2 con elettrolizzatore+compressore)	€/MWe	4.200	3.420	3.700	3.250
Quantità Idrogeno prodotta	kg/anno	16.875	42.188	84.375	168.750
Quantità di acqua necessaria	litri	168.750	421.875	843.750	1.687.500
Quantità di energia elettrica consumata in kWh	kWh	1.350.000	3.375.000	6.750.000	13.500.000
Taglia impianto FV (fattore di carico 1.350 h/anno)	MWp	2-3	5-6	10-15	30
Costo impianto FV	€	1.500.000	3.000.000	7.500.000	15.000.000
Costo di un elettrolizzatore per produzione di idrogeno	€	1.500.000	3.750.000	7.500.000	12.000.000

Riguardo agli impianti fotovoltaici (connessi agli impianti di produzione di idrogeno) è stata valutata l'estensione di massima di superficie occupata e la produzione sia in termini di energia elettrica che di idrogeno sulla base dell'incidenza della radiazione solare nel territorio regionale (Tabella 7). A tale scopo sono state prese in considerazione due opzioni (la prima con pannelli FV ad alta efficienza da 350W e la seconda con pannelli FV da 500W), distinguendo i dati per le due configurazioni di installazione su superficie piana o su tetti a falda.

Tabella 7 - Impianti fotovoltaici ubicati nel territorio regionale associabili agli impianti di produzione

PRODUZIONE IDROGENO CON IMPIANTO FV CON PANNELLI DA 350 W									
		UM	PARAMETRI DI PRODUZIONE DI IDROGENO						
Potenza installata di picco FV		MWp	2	3	5	6	10	15	30
Superficie	a falda	m ²	9.714	14.571	24.286	29.143	48.571	72.857	145.714
	Impianto FV piana	m ²	13.333	20.000	33.333	40.000	66.667	100.000	200.000
Produzione di energia elettrica		GW h/anno	2,70	4,05	6,75	8,10	13,50	20,25	40,50
Potenza elettrolizzatore		MWe	1		2-3		5		10
Produzione di H ₂ (55kW -> 1kg)		tonn/anno	49,09	73,64	122,73	147,27	245,45	368,18	736,36
Produzione di H ₂ (80kWh -> 1kg)		tonn/anno	33,75	50,63	84,38	101,25	168,75	253,13	506,25

PRODUZIONE IDROGENO CON IMPIANTO FV CON PANNELLI DA 500 W									
		UM	PARAMETRI DI PRODUZIONE DI IDROGENO						
Potenza installata di picco FV		MWp	2	3	5	6	10	15	30
Superficie	a falda	m ²	6.800	10.200	17.000	20.400	34.000	51.000	102.000
	Impianto FV piana	m ²	9.333	14.000	23.333	28.000	46.667	70.000	140.000
Produzione di energia elettrica		GW h/anno	2,70	4,05	6,75	8,10	13,50	20,25	40,50
Potenza elettrolizzatore		MWe	1		2-3		5		10
Produzione di H ₂ (55kW -> 1kg)		tonn/anno	49,09	73,64	122,73	147,27	245,45	368,18	736,36
Produzione di H ₂ (80kWh -> 1kg)		tonn/anno	33,75	50,63	84,38	101,25	168,75	253,13	506,25

Inoltre, sono stati analizzati i costi specifici riferiti alle altre sezioni della catena del valore quali stoccaggio, trasporto, distribuzione del gas destinato agli usi finali (siano essi industriali, energetici o per la mobilità).

Nella tabella che segue sono riportati i dati di costo del compressore, del sistema di stoccaggio HP, delle baie carro (in caso di trasporto) e delle Fuel Cell in relazione alle taglie considerate di elettrolizzatori.

Tabella 8 - Costi specifici accessori degli impianti di produzione

COSTI SPECIFICI	U.M.	Potenza elettrolizzatore			
		1 MWe	2-3 MWe	5 MWe	10 MWe
Compressore	€	600.000	1.000.000	2.000.000	3.000.000
Stoccaggio in serbatoio ad HP	€	600.000	800.000	1.500.000	2.500.000
Baie carro (in caso di trasporto)	€	500.000	600.000	1.200.000	1.500.000
Fuel Cell (PEM)	€	5.500.000	13.750.000	27.500.000	55.000.000

Si ricorda che lo stoccaggio dell'idrogeno può avvenire in serbatoi ad elevate pressioni con modalità differenti e che questo processo risulta determinante per garantire la flessibilità nella produzione di energia dall'idrogeno. Inoltre, riguardo agli usi energetici, si specifica che, oltre alle celle, anche le turbine a gas sono in grado di connettere due settori, quello del gas e quello elettrico, la cui installazione presenta ad oggi ancora gap di tipo regolatorio e normativo.

Infine, per ciò che attiene all'utilizzo dell'idrogeno relativo alla mobilità sostenibile, essendo il suo sviluppo collegato alla distribuzione sul territorio di stazioni di rifornimento, vengono di seguito analizzati nel dettaglio i costi di realizzazione delle stazioni stesse in loco ed i dati relativi alla produzione di idrogeno associati alla gamma di elettrolizzatori di potenza 1÷10MWe.

I dati sotto riportati (Tabella 9) tengono conto della quantità di idrogeno necessario per un pieno di rifornimento nei BUS (30 kg di H₂) e nelle auto o piccoli furgoni (4,5 kg di H₂).

Si precisa che è stato riportato lo stesso costo della stazione di rifornimento (2-3 dispenser funzionanti a 350 bar e a 700 bar) per diverse taglie di elettrolizzatore, in quanto detto costo non cresce proporzionalmente, a meno che si non aggiungano ulteriori sistemi di stoccaggio di idrogeno. Si specifica inoltre che questi costi sono da ricondurre anche a opere accessorie, telecontrollo, vasche, generatori ausiliari, ecc.

Tabella 9 - Costi di realizzazione delle stazioni di rifornimento ad idrogeno

STAZIONE DI RIFORNIMENTO	U.M.	Potenza elettrolizzatore			
		1 MWe	2-3 MWe	5 MWe	10 MWe
Costo stazione rifornimento	€	3.000.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000
Costo stazione rifornimento mezzi pesanti (treni+AUTOBUS)	€	5.400.000	5.400.000	5.400.000	5.400.000
N. BUS riforniti /per ogni ora di produzione con sola energia da FV	Numero/h	0	1	2	4
Quantità di H ₂ da rifornire ai BUS per ogni ora di produzione di energia FV	kg	30			
N. Auto/furgoncini rifornite /per ogni ora di produzione con sola energia da FV	Numero/h	3	7	14	28
Quantità di H ₂ da rifornire alle auto/furgoni per ogni ora di produzione di energia FV	kg	4,5			
N. BUS riforniti /giorno	Numero/giorno	2	4	8	15
N. Auto/furgoncini rifornite /giorno	kg	10	26	51	103
N. Dispenser della stazione di rifornimento (colonnine+gruppi di raffreddamento)	Numero	2-3	2-3	2-3	2-3
Dispenser funzionanti a 350 bar o a 700 bar di pressione					

5. Fabbisogno di idrogeno nei diversi settori

L'idrogeno, come detto, può rappresentare un grande alleato nella transizione energetica soprattutto negli ambiti della mobilità, dell'industria pesante e in alcuni casi del settore residenziale.

5.1 Stima fabbisogno nel settore industriale

L'industria costituisce il settore maggiormente energivoro, dopo la produzione di energia elettrica. In questo ambito, l'idrogeno come vettore energetico può aiutare a decarbonizzare il settore a più alta intensità di emissioni e impatti ambientali. In sostituzione dei combustibili fossili può essere usato per generare calore ad alte temperature (superiori ai 650°C) e nei processi industriali per ridurre le emissioni inquinanti, come nella produzione di acciaio. Ad esempio, per l'acciaieria di Taranto che produce 6 Mton/anno di acciaio occorrerebbero 300kton/anno di idrogeno.

Sulla base dei dati reperiti, sono state effettuate delle stime delle quantità di idrogeno potenzialmente utilizzabili nel settore industriale della produzione di acciaio (tabella 10).

Tabella 10- Stime delle quantità di idrogeno utilizzabili per la produzione di acciaio

UTILIZZO DI IDROGENO PER PRODUZIONE ACCIAIO								
Potenza elettrolizzatore	MWe	1	2-3	5	10			
Senza processo di compressione di H ₂	tonn	981,8	1.472,7	2.454,5	2.945,5	4.909,1	7.363,6	14.727,3
Con processo di compressione di H ₂	tonn	675,0	1.012,5	1.687,5	2.025,0	3.375,0	5.062,5	10.125,0

La decarbonizzazione dell'industria attraverso l'idrogeno può inoltre avvenire nei settori in cui viene utilizzato come materia prima nei processi produttivi (feedstock). In questo ambito, la sfida di decarbonizzazione consiste nel sostituire l'idrogeno grigio attualmente utilizzato con idrogeno verde. I tre settori principali in cui l'idrogeno è usato come feedstock sono:

- la chimica, nell'ambito della filiera produttiva di ammoniaca e metanolo;

- la raffinazione, in cui ha la funzione di produrre carburante più green;
- la siderurgia, in cui viene utilizzato per ridurre le emissioni inquinanti all'interno degli altiforni.

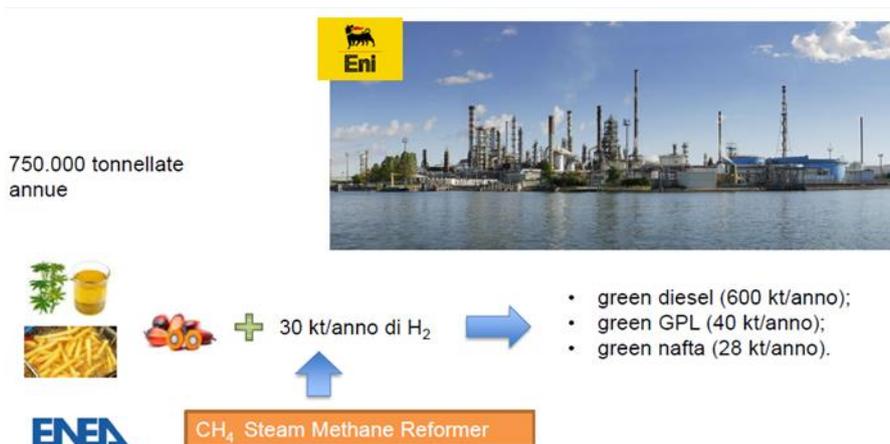
Per ciò che riguarda la produzione di ammoniaca verde da idrogeno, Topsoe and AQM Capital LLC (Aquamarine) hanno firmato un Accordo per realizzare un impianto di produzione in Germania nel 2024. L'impianto utilizzerà un elettrolizzatore SOEC da 100 MW per produrre idrogeno, che sarà trasformato in 300 ton/giorno di ammoniaca verde. Questa sarà utilizzata per produrre fertilizzanti e combustibili per navi.

In Tabella 11 sono riportate le stime relative alle quantità di idrogeno utilizzabili per la produzione di ammoniaca verde.

Tabella 11- Stime delle quantità di idrogeno utilizzabili per la produzione di Ammoniaca verde

UTILIZZO DI IDROGENO PER LA PRODUZIONE DI AMONICA VERDE						
Potenza elettrolizzatore	MWe	1	2	3	5	10
Ammoniaca Verde	ktonn	3	6	9	15	30

E' possibile decarbonizzare l'industria ad alta intensità energetica tramite lo switch da combustibili fossili a quelli rinnovabili quali bioenergie e biofuel ottenuti da processi di bioraffinazione tramite idrogeno.



Fonte: https://www.snam.it/it/hydrogen_challenge/idrogeno_transizione_energetica

Figura 10 – La filiera del petrolchimico: Bioraffinerie

Le quantità di biofuel (green Diesel, green GPL, green nafta) indicate nella tabella riportata di seguito sono state calcolate considerando i dati della figura 10.

Tabella 12- Stime delle quantità di idrogeno utilizzabili per la produzione di combustibili verdi

UTILIZZO DI IDROGENO PER LA PRODUZIONE DI COMBUSTIBILI VERDI								
Potenza elettrolizzatore	MWe	1		2-3		5		10
Green Diesel	tonn	675	1.013	1.688	2.025	3.375	5.063	10.125
Green GPL	tonn	45	68	113	135	225	338	675
Green Nafta	tonn	32	47	79	95	158	236	473

L'industria rappresenta uno dei settori che difficilmente potrà essere completamente elettrificato, a causa della tipologia dei processi e della necessità di grandi quantità di calore ad alta temperatura. Crescerà sensibilmente l'impiego diretto di fonti rinnovabili e dei combustibili alternativi. Un possibile scenario di penetrazione dell'idrogeno nei diversi settori industriali nell'ipotesi di completa decarbonizzazione è mostrato in figura 11.

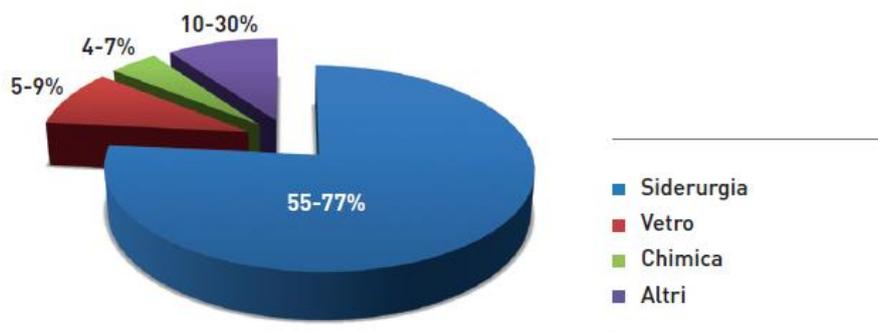


Figura 11 – Suddivisione del consumo di idrogeno per sotto-settore industriale negli scenari di completa decarbonizzazione al 2050 (Fonte: elaborazione RSE)

5.2 Stima fabbisogno nel settore del riscaldamento urbano

Nel contesto del riscaldamento urbano, l'idrogeno può offrire una valida opzione per decarbonizzare gli usi termici specialmente nelle regioni a climi più freddi. Gli edifici richiedono grandi quantità di energia per il riscaldamento e l'utilizzo dell'idrogeno come combustibile termico determina la riduzione di ingenti emissioni inquinanti. A titolo d'esempio con 1 kg di idrogeno si potrebbe riscaldare un'abitazione per 2 giorni.

Sulla base dei dati reperiti, sono state effettuate delle stime delle quantità di idrogeno utilizzabili per il riscaldamento urbano nelle diverse zone climatiche (Tabella 13).

Tabella 13- Stime delle quantità di idrogeno utilizzabili per il riscaldamento urbano

UTILIZZO DI IDROGENO PER RISCALDAMENTO URBANO								
Potenza elettrolizzatore	MWe	1		2-3		5	10	
Zona climatica A	n.abitazioni	643	964	1.607	1.929	3.214	4.821	9.643
Zona climatica B	n.abitazioni	563	844	1.406	1.688	2.813	4.219	8.438
Zona climatica C	n.abitazioni	500	750	1.250	1.500	2.500	3.750	7.500
Zona climatica D	n.abitazioni	409	614	1.023	1.227	2.045	3.068	6.136
Zona climatica E	n.abitazioni	375	563	938	1.125	1.875	2.813	5.625

E' da rilevare che già alcuni produttori hanno lanciato sul mercato residenziale modelli di caldaie che possono utilizzare l'idrogeno come vettore energetico.

5.3 Stima fabbisogno nel settore della mobilità

Nel settore della mobilità, l'idrogeno rappresenta l'opzione di decarbonizzazione più promettente per i trasporti pesanti (tir, camion, veicoli commerciali di più grandi dimensioni) e per il trasporto pubblico su strada (autobus). Esso può rappresentare una valida alternativa alle batterie elettriche, in quanto:

- È in grado di fornire energia sufficiente per lungo tempo e carichi elevati grazie alla maggiore densità di energia sia in termini di volume che in termini di peso, e consente di avere un'autonomia doppia di quella delle batterie;
- L'infrastruttura di rifornimento comporta vantaggi in termini di minor congestione e spazio occupato, in quanto la ricarica di un mezzo ad idrogeno richiede un decimo/un quindicesimo del tempo richiesto ai veicoli a batterie elettriche. Oltre al trasporto pesante su strada, l'idrogeno può essere una valida soluzione per: i treni, per cui risulta l'alternativa primaria sui tratti di infrastruttura non elettrificata, le navi e per il settore dell'aviazione grazie all'utilizzo di carburanti sintetici a base di idrogeno.

Nella mobilità leggera si attendono interessanti sviluppi, atteso l'interesse che le grandi case automobilistiche stanno dimostrando verso questo vettore. Il limite, ad oggi, è l'autonomia. Un serbatoio pieno di idrogeno, in un'auto a fuel cell, è sufficiente per coprire una distanza di circa 350 chilometri. Per confronto occorre notare che le auto alimentate da una batteria elettriche raggiungono questo valore solo se sono dotate di batterie molto grandi, ma questo comporterebbe un maggiore peso del veicolo e tempi di ricarica più lunghi.

Nella tabella che segue i dati ricavati riguardo alla mobilità sono stati ottenuti tenendo conto del fatto che con 1 kg di idrogeno è possibile percorrere 100 km e che la capacità di un serbatoio è di circa 50 litri.

Oltre al prezzo di acquisto di un'automobile ad idrogeno, anche i costi di gestione hanno un ruolo importante in termini di economicità e accettazione di questa tecnologia. Attualmente, per queste auto il costo del carburante è elevato: un chilogrammo di idrogeno costa circa 13 euro in Italia, 9,50 euro in Germania (prezzo concordato tra i partner di H2 Mobility) e circa 14 dollari negli USA.

Sulla base dei dati reperiti, sono state effettuate delle stime delle quantità di idrogeno utilizzate nel settore della mobilità (Tabella 14).

Tabella 14- Stime delle quantità di idrogeno utilizzabili nel settore mobilità leggera

UTILIZZO DI IDROGENO PER LA MOBILITA'								
Potenza elettrolizzatore	MWe	1		2-3		5		10
Autonomia	Km	3.375.000	5.062.500	8.437.500	10.125.000	16.875.000	25.312.500	50.625.000
Automobili	n.pieno/autc	6.750	10.125	16.875	20.250	33.750	50.625	101.250

Oltre all'automobile, l'utilizzo dell'idrogeno per la trazione dei treni sembrerebbe una vera rivoluzione, producendo zero emissioni di CO2 (nel caso in cui si parli di idrogeno verde). Per valutare la convenienza dell'intervento di riconversione delle linee ferroviarie esistenti, occorre tener conto degli investimenti economici di CAPEX (Capital Expenditure) e OPEX (Operating Expense) legati a una infrastruttura ancora da sviluppare (Tabella 15).

L'analisi condotta da RSE in merito, considera oltre al combustibile, anche le voci di costo relative all'acquisto di nuovi treni, costi di manutenzione e costi legati all'infrastruttura. Come termine di confronto si è tenuto conto anche dell'opzione di prevedere l'elettrificazione della linea stessa. In particolare, si è fatto riferimento alla casistica dei treni passeggeri regionali, i cui costi vengono stimati sulla base di alcuni parametri chiave:

- prezzo di diesel, energia elettrica e idrogeno, rispettivamente pari a 1,3 euro/litro, 90 euro/ MWh e 5,6 euro/kg;
- lunghezza della tratta pari a 100 km a semplice binario;
- consumo specifico dei treni a idrogeno e a diesel, rispettivamente pari a 0,27 kg/km e 1,45 litro/km.

Tabella 15 – Quantità di combustibile necessario per tratta: confronto tra diesel e idrogeno¹⁷

Tratta	Consumo diesel(ton)	Consumo H ₂ (ton)	Costo combustibile diesel (M€)	Costo combustibile H ₂ (M€)	Tonnellate di CO ₂ evitate
Totale annuo dei consumi delle linee regionali in Sardegna-RFI	4.910	972	7,64	4,86	15.472

Risulta evidente che dal punto di vista economico, qualora il costo dell'elettricità per produrre idrogeno fosse basso, questa tecnologia risulterebbe competitiva con il diesel. Studi condotti sul tema¹⁸ hanno messo in evidenza anche come le performance dei treni ad idrogeno siano del tutto comparabili a quelle dei mezzi diesel.

Nello scenario di penetrazione dell'idrogeno al 2050 è previsto che il consumo diretto di idrogeno nel settore trasporti possa arrivare a toccare 7 Mtep, ma considerando anche i combustibili sintetici derivati da idrogeno si superano 8 Mtep, compreso tra il 30 e 34% del fabbisogno totale. L'idrogeno è utilizzato principalmente nel settore trasporto merci su gomma (tra il 69 e il 74% del totale) con ricorso alle tecnologie delle celle a combustibile. Un'altra importante fetta (<28%) potrà essere utilizzata negli autoveicoli, sia auto medio-grandi che veicoli commerciali leggeri, anche se per questi segmenti l'elettricità rimane il vettore privilegiato (Figura 12).

¹⁷Caso Studio di una possibile riconversione a idrogeno della rete ferroviaria della Regione Sardegna.

¹⁸ Roland Berger: "Study on the use of fuel cells and hydrogen in the railway environment"- Shift2 Rai Joint Undertaking and Fuel cells and hydrogen Joint Undertaking.

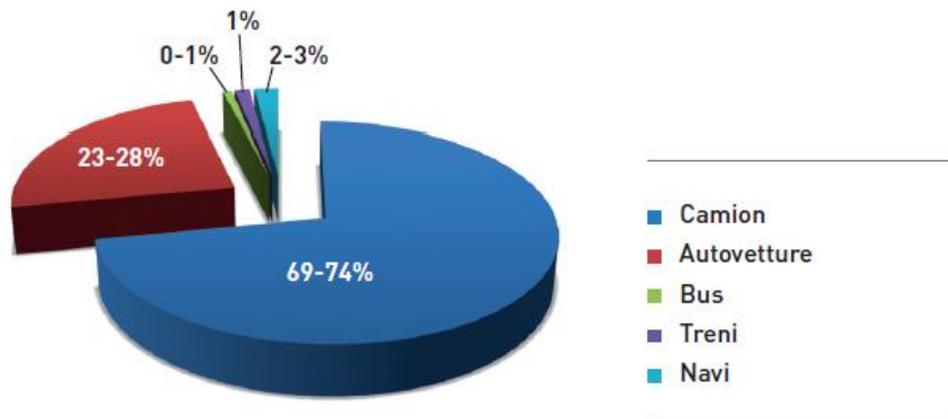


Figura 12- Stime del consumo di idrogeno per segmento di trasporto negli scenari di completa decarbonizzazione al 2050(Fonte: elaborazione RSE)

6. Aspetti Normativi ed autorizzativi

Di seguito si riporta la tabella delle procedure autorizzative vigenti sull'installazione di impianti di produzione di idrogeno con elettrolizzatori.

Tabella14 - Misure in tema di idrogeno – Semplificazioni autorizzative per la costruzione di elettrolizzatori

Elettrolizzatori (Idrogeno)			
Potenza nominale elettrica	Condizioni da rispettare - modalità operative di installazione	Regime autorizzativo	Fonte normativa
fino a 10 MW	Elettrolizzatori ovunque ubicati anche qualora connessi a impianti alimentati da fonti rinnovabili esistenti, autorizzati o in corso di autorizzazione.	CIL Il <u>proponente deve comunque essere in possesso</u> degli atti di assenso, dei pareri, delle autorizzazioni o nulla osta da parte degli enti territorialmente competenti in materia paesaggistica, ambientale, di sicurezza e di prevenzione degli incendi e del nulla osta alla connessione da parte del gestore della rete elettrica ovvero del gestore della rete del gas naturale.	D.lgs. 199/2021 art. 38 co. 1, lett. a)
magg. di 10 MW	Elettrolizzatori e infrastrutture connesse ubicati all'interno di aree industriali ovvero di aree ove sono situati impianti industriali anche per la produzione di energia da fonti rinnovabili , ancorché non più operativi o in corso di dismissione, la cui realizzazione non comporti occupazione in estensione delle aree stesse, né aumento degli ingombri in altezza rispetto alla situazione esistente e che non richiedano una variante agli strumenti urbanistici adottati	PAS	D.lgs. 199/2021 art. 38 co. 1, lett. b)
-	Elettrolizzatori e infrastrutture connesse da realizzare in connessione a impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili	AU Sempre di competenza della Regione Siciliana (anche per quelli funzionali ad impianti di potenza termica magg. di 300 MW), ai sensi delle norme statutarie e di attuazione indicate nella colonna "Fonte normativa"	D.lgs. 199/2021 art.38 co. 1, lett. d) Statuto regionale art. 14, co. 1° lett. d) DPR art. 1182/1949
capacità produttiva complessiva annua fino a 100.000 tonnellate	Elettrolizzatori stand-alone e infrastrutture connesse non ricadenti nelle tipologie sopra descritte	AU	D.lgs. 199/2021 art. 38, co. 1, lett. c), n. 2 D.lgs. n.152/2006 All. II alla parte seconda
capacità produttiva complessiva annua magg. di 100.000 tonnellate	Elettrolizzatori stand-alone e infrastrutture connesse non ricadenti nelle tipologie sopra descritte	AU rilasciata dal <u>Ministero della transizione ecologica</u> tramite il procedimento unico ambientale (PUA) di cui all' art. 27 del D.lgs. n.152/2006 (TUA)	D.lgs. 199/2021 art. 38 co. 1, lett. c), n. 1 D.lgs. n.152/2006 All. II alla parte seconda

7. Stato dell'arte della formazione sull'idrogeno in Italia

La diffusione delle tecnologie basate sull'idrogeno, a causa della loro recente introduzione, richiede un'azione integrata e coordinata di sensibilizzazione e informazione del settore industriale e dei consumatori, che rappresenta una condizione abilitante per favorire l'accettazione del vettore idrogeno e sostenerne la domanda, preparando ed accrescendo la fiducia dell'opinione pubblica.

Lo sviluppo di competenze specifiche per gestire adeguatamente la transizione energetica in atto e l'integrazione del vettore idrogeno rappresenta una delle condizioni di base affinché l'Italia sia preparata alle sfide future del contesto energetico e possa aggiudicarsi un posizionamento competitivo sull'idrogeno nello scenario economico e industriale internazionale.

Per tali ragioni risulta essenziale e strategico attivare mirate azioni anche nell'ambito della formazione.

L'obiettivo dovrà essere quello di identificare e anticipare le competenze necessarie per favorire lo sviluppo di una filiera nazionale dell'idrogeno e garantire, in un secondo momento, l'offerta formativa dedicata lungo tutte le sue fasi. Ciò può realizzarsi attraverso l'introduzione di opportuni programmi educativi (come singoli corsi universitari o Lauree e Master) che possano preparare i professionisti con abilità tecnico-scientifiche e manageriali nei campi più strettamente connessi al mondo dell'idrogeno e alle attività ad esso integrate.

Pertanto, l'avvio di programmi di formazione ad hoc destinati ai lavoratori dei settori che possono trarre maggior beneficio dalla diffusione dell'idrogeno permetterà di rispondere alla crescente necessità, da parte delle aziende, di gestire in maniera adeguata le proprie risorse nell'ottica di favorire processi di lifelong learning, e di promuovere una cultura di formazione continua attraverso attività di perfezionamento professionale (upskilling) e riqualificazione (reskilling).

7.1 Competenze

Riguardo alle competenze necessarie per consentire ai professionisti di poter operare nei settori di produzione ed utilizzo dell'idrogeno, potrebbero configurarsi cinque principali profili professionali in ambito tecnico operativo e manageriale ed intellettuale.

In ambito intellettuale possono individuarsi le seguenti figure professionali:

- *Esperto in progettazione di impianti H₂*: professionista nel campo della progettazione di impianti che prevedono l'utilizzo di idrogeno, dalla fase di direzione dei lavori, di realizzazione e, infine, di collaudo.
- *Esperto in gestione di progetti H₂*: professionista che svolge le attività di pianificazione, organizzazione, coordinamento, controllo relative alla gestione di progetti che prevedono la realizzazione di sistemi semplici o complessi che utilizzano l'idrogeno come vettore energetico.

- *Esperto in Operation & Maintenance sistemi semplici o complessi H₂*: professionista che definisce, sviluppa ed implementa le politiche di gestione e manutenzione di impianti/prodotti/componentistica che utilizzano idrogeno come vettore energetico e assicura che le attività siano condotte in accordo con le regole, i processi e gli standard di riferimento per l'utilizzo di H₂. Valuta gli investimenti efficaci per le attività di manutenzione e definisce i requisiti dei materiali di manutenzione idonei per uso H₂.

In ambito tecnico operativo si possono individuare i due profili professionali:

- *Ispettore/Collaudatore di impianti, apparecchiature, manufatti e sistemi complessi H₂*: professionista che ispeziona apparecchi/impianti, manufatti e sistemi complessi che utilizzano idrogeno; verifica il corretto funzionamento secondo le condizioni di utilizzo previste; rilascia documentazione di verifica e collaudo. Identifica eventuali azioni correttive.
- *Installatore/Manutentore di impianti, apparecchiature, manufatti e sistemi complessi H₂*: figura professionale che si occupa dell'installazione, trasformazione e ampliamento di impianti che utilizzano idrogeno. Inoltre, effettua le operazioni tecniche di manutenzione secondo gli standard di sicurezza e in base alle strategie aziendali.

Le competenze professionali e tecniche di cui sopra riguardano attività in contesti lavorativi per i quali è previsto il trattamento e la gestione di idrogeno, tra cui:

- Settori industriali "*Hard to Abate*", come quello dell'acciaio, del vetro, della ceramica, del cemento e della carta;
- Energy Companies per la produzione di idrogeno e Utilities per la gestione di impianti H₂ e per la sua commercializzazione;
- Settore della mobilità che include veicoli merci e passeggeri, il trasporto ferroviario e il trasporto pubblico locale;
- Trasporto, distribuzione, stoccaggio e importazione di idrogeno;
- Infrastrutture per la gestione dell'idrogeno;
- Componentistica idonea al trattamento di H₂, come valvole, tubi, serbatoi, bruciatori, forni, fuel cells ed elettrolizzatori.

Quando si parla di "impianti" si intendono i sistemi semplici adibiti alla produzione, distribuzione e stoccaggio di H₂ e/o miscele di gas che contengono H₂ (es. elettrolizzatori, impianti di generazione e co-generazione, ecc.) mentre per "apparecchiature" ci si riferisce a dispositivi semplici o complessi quali forni, fuel cell, bruciatori, ecc. Gli stessi componenti semplici o complessi quali serbatoi, tubazioni o valvole, possono essere intesi come "manufatti". Riguardo ai "sistemi complessi", ci si riferisce invece ad un insieme di più impianti semplici, apparecchiature e manufatti, quali: veicoli per trasporto merci e passeggeri su gomma, rotaia e navale, infrastrutture di trasporto e distribuzione, stazioni di ricarica e refueling, ecc.

Le competenze degli operatori nel settore idrogeno potranno essere, pertanto, riconducibili ai seguenti ambiti applicativi:

- *Produzione di "Idrogeno pulito":*

- Elettrolisi e sistemi elettrochimici integrati (materiali - elettrodi, membrane, altri componenti per varie tecnologie di elettrolizzatori, inclusi quelli emergenti);

- Altre tecnologie di produzione di idrogeno (materiali - catalizzatori, adsorbenti, altri componenti, etc. - per produzione di H₂ tramite varie tecnologie, da "idrogeno blu" a "turchese", gassificazione biomasse, elettrificazione steam or wet reforming, da sostanze organiche in soluzione tramite APR o SCWG, foro e fotoelettrocatalisi, CSP con cicli redox o chemical looping, scissione acqua per catalisi multieffetto, ecc.);

- *Trasporto, stoccaggio e distribuzione dell'idrogeno a basso costo:*

- Sistemi di trasporto, stoccaggio e reti di distribuzione (materiali per trasporto e distribuzione via gasdotti, via liquefazione, via stoccaggio in idrati od altri solidi, via vettori liquidi);

- Stazioni di rifornimento di idrogeno a basso costo (materiali per rete di stazioni di rifornimento, in particolare per applicazioni light and heavy duty, settore navale, implementazione progressiva di "Hydrogen Valleys" e "Hydrogen Corridors");

- *Usi finali:*

- L'idrogeno per sistemi energetici "verso 100% da fonti rinnovabili" (materiali per lo sviluppo tecnologico dei componenti impiantistici necessari all'utilizzo dell'idrogeno nel settore residenziale, accoppiamento alla rete di generazione energia rinnovabile, creazione di Positive Energy District "Hydrogen based");

- Mobilità a idrogeno pulita e competitiva (materiali per veicoli a celle a combustibile, per treni ad idrogeno, nel settore marino e nei terminal portuali, nel settore aeronautico e nei terminal aeroportuali);

- Applicazioni stazionarie e cogenerazione (materiali per applicazioni stazionarie e la cogenerazione nel settore terziario e in quello residenziale, micro/mini-CHP ad alimentazione multipla in transitorio, celle a combustibile reversibile, sistemi di cogenerazione ad alta potenza);

- Produzione di energia elettrica (materiali per turbine a gas e celle a combustibile in sistemi ibridi, celle a combustibile ad alta temperatura includendo le tecnologie di sistemac, camere di combustione DLN per alimentazioni miste di miscele metano/idrogeno e idrogeno puro, celle a combustibile ad alta temperatura);

- Applicazioni industriali (catalisi e reattori per la conversione termo-catalitica ed elettro-catalitica, materiali per integrazione di processo downstream ed upstream, CCUS, applicazioni nel settore industriale ad alta intensità energetica).

7.2 Offerta formativa

Ad oggi non è ancora percepibile una concreta ed organizzata offerta formativa, sviluppata a tutti i livelli, sia di formazione superiore che di percorso accademico.

Occorre, quindi, creare una filiera formativa che accompagni le azioni previste dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), che conferma le indicazioni della strategia preliminare per l'idrogeno attraverso la Missione 2 "Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica", dedicata alla "Promozione della produzione, distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno" e alla ricerca e sviluppo.

Potrebbe essere compito dell'"Osservatorio regionale dell'Idrogeno", al cui interno sono previsti i rappresentanti del mondo accademico ed imprenditoriale Siciliano e non solo, identificare detta filiera che accompagni l'evoluzione del PNRR in uno con gli strumenti individuati nella strategia regionale dell'idrogeno, che ha analizzato lo stato dell'arte e le sue potenzialità nella regione siciliana.

8. Bibliografia

1. H2IT- Associazione Italiana Idrogeno e Celle a Combustibile: "PRIORITÀ PER LO SVILUPPO DELLA FILIERA IDROGENO IN ITALIA-REPORT H2IT Strumenti di Supporto al Settore Idrogeno | Fase1"- Novembre 2020;
2. H2IT - Associazione Italiana Idrogeno e Celle a Combustibile:" Una filiera nazionale dell'idrogeno per la crescita e la decarbonizzazione dell'Italia.",2020
3. Snam - The European House Ambrosetti: "H2 ITALY 2050 Una filiera nazionale dell'idrogeno per la crescita e la decarbonizzazione dell'Italia."- Settembre2020
4. Snam, "The hydrogen challenge: The potential of hydrogen in Italy", 2019
5. Alverà M., "Rivoluzione Idrogeno", 2020
6. Associazione Francese per l'Idrogeno e le Celle a Combustibile: "Plan National Hydrogène", 2020
7. Associazione Italiana Idrogeno e celle a combustibile: "Piano nazionale di sviluppo. Mobilità Idrogeno Italia", 2019
8. Commissione Europea: "A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe", 2020
9. Eni Scuola: "Utilizzi dell'idrogeno", 2020
10. Fuel cells and hydrogen Joint Undertaking (FCH):"Annual activity report 2019", 2020
11. Hydrogen Council: "Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective", 2020
12. International Energy Agency (IEA): "The Future of Hydrogen", 2019
13. International Energy Agency (IEA): "Key World Energy Statistics", 2019
14. *International Energy Agency (IEA):" Global Hydrogen Review 2021", Novembre 2021*
15. AIRI- Associazione Italiana per la Ricerca Industriale: "Le Innovazioni del Prossimo Futuro - Tecnologie Prioritarie Volume 2- 4 Maggio 2022
16. Confindustria: "Piano D'azione per l'idrogeno-Focus Off-taker industriali"-17 Gennaio 2022
17. IEA: Global Hydrogen Review 2021- Novembre 2021
18. IEA: "The future of Hydrogen-Seizing Today's opportunities- Giugno 2019
19. European Commission- JRC Technical Report:" Blending hydrogen from electrolysis into the European gas grid"- 2022;
20. L'irresistibile leggerezza dell'idrogeno: costi di produzione e indicazioni per l'Italia di Giuseppe Zollino - Novembre 2020 (<https://www.rivistaenergia.it/2020/11/lirresistibile-leggerezza-dellidrogeno-2-costi-di-produzione-e-indicazioni-per-litalia>)
21. NOW: "Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme"- Studie IndWEDe, 2018 https://www.now-gmbh.de/content/service/3-publikationen/1-nip-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie/indwede-studie_v04.1.pdf.
22. Marcello Romagnoli:" Produzione ed utilizzo H2" - UNIMORE-febbraio 2021

23. Konrad Bergmeister: "Masterplan GECT Euregio Tirolo-AltoAdige-Trentino", Gennaio 2021
24. M. L. Wright, A. C. Lewis:" Emissions of NOx from blending of hydrogen and natural gas in space heating boilers"- Elementa: Science of the Anthropocene 10(1), Maggio 2022
25. RSE: "Idrogeno- un vettore energetico per la decarbonizzazione", 2021
26. RSE, Ennio Brugnetti, Stefano Moscarelli, Marco Borgarello:"Idrogeno e trasporto ferroviario: il caso della Sardegna", febbraio 2022
27. RSE, Claudio Zagano: Analisi di casi studio di applicazione del vettore idrogeno in ambito industriale", Dicembre 2020
28. RSE, Claudio Zagano: "L'utilizzo dell'idrogeno nei processi industriali: stato dell'arte", Dicembre 2019
29. Il dilemma dell'idrogeno nella transizione energetica italiana; Aumentare la produzione di "idrogeno verde" in Italia e in altri paesi industrializzati rischia di ostacolare l'obiettivo di decarbonizzare la produzione di energia elettrica entro il 2030-Nicola Armaroli & Andrea Barbieri - 9 Settembre 2021 (<https://www.nature.com/articles/d43978-021-00110-w>)
30. Ferruccio Trifirò: "Produzione di idrogeno, ammoniaca, metanolo e metano da fonti rinnovabili per elettrolisi con tecnologia SOEC"- LA CHIMICA E L'INDUSTRIA online | ANNO V | N° 5 | Settembre /Ottobre 2021
31. <https://www.erreduegas.it/>
32. <https://www.energy-solution.it/cogenerazione-idrogeno-e-fotovoltaico/>
33. <https://it.airliquide.com/>
34. <https://www.bmw.com/it/innovation/come-funzionano-le-auto-a-idrogeno.html/>
35. <https://www.dmove.it/news/auto-a-idrogeno-ecco-quanto-si-spende-davvero-e-dove-si-fa-rifornimento>
36. https://www.snam.it/it/hydrogen_challenge/idrogeno_transizione_energetica
37. HydroNews:" SPECIALE TECNOLOGIA: Le eccellenze del 'Made in Italy' per lo sviluppo di una filiera nazionale dell'H2"- 2022
38. DECRETO LEGISLATIVO 8 novembre 2021, n. 199 Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. (21G00214) (GU Serie Generale n.285 del 30-11-2021 - Suppl. Ordinario n. 42)
39. Statuto della Regione Siciliana
40. DECRETO LEGISLATIVO 3 aprile 2006, n. 152- Norme in materia ambientale - smi
41. <https://www.rina.org/it/media/news/2022/03/15/profili-professionali-certificabili-idrogeno>
42. <https://www.instm.it/0000002973.aspx>
43. https://www.h2training.eu/documentos/Curriculo_it.pdf