



UNIVERSITÀ POLITECNICA DELLE MARCHE  
FACOLTÀ DI INGEGNERIA

---

Corso di Laurea triennale in

**INGEGNERIA GESTIONALE**

---

**IL RUOLO DEL VETTORE IDROGENO NEL  
PROCESSO DI DECARBONIZZAZIONE:  
SFIDE ED OPPORTUNITÀ.**

**THE ROLE OF THE HYDROGEN VECTOR IN THE  
DECARBONIZATION PROCESS: CHALLENGES AND  
OPPORTUNITIES.**

Relatore:

Prof. Francesco Corvaro

Rapporto Finale di:

Francesco Achilli

Anno Accademico 2020/2021

*“Credo che l’acqua sarà un giorno impiegata come combustibile, che l’idrogeno e l’ossigeno di cui è costituita, utilizzati isolatamente o simultaneamente, offriranno una sorgente di calore e di luce inesauribili e di un’intensità che il carbon fossile non può dare. L’acqua è il carbone dell’avvenire”*

*Jules Verne- L’isola misteriosa (1874)*

## Sommario

Introduzione.....	4
Aspetti economici ed ecologici.....	4
Caratteristiche Fisico-Chimiche.....	6
Sistemi Di Produzione.....	9
Produzione da idrocarburi.....	11
Steam reforming del gas naturale (SMR).....	11
Processi.....	11
Processi alternativi.....	12
Costi.....	13
Ossidazione Parziale (POX).....	15
Processi.....	15
Vantaggi e Svantaggi.....	15
Gassificazione del carbone.....	16
Processi.....	16
Impianti.....	17
Costi.....	20
Elettrolisi.....	21
Elettrolizzatori.....	22
Tecnologie alternative.....	24
Costi.....	26
Sistemi di immagazzinamento.....	29
Stoccaggio ad alta pressione.....	29

Stoccaggio in forma liquida .....	31
Accumulo chimico .....	32
Trasporto e distribuzione .....	35
Condotte .....	35
Reti stradali e ferroviarie.....	37
Utilizzo .....	39
Attuali utilizzi e prospettive per il futuro.....	39
Combustione dell'idrogeno.....	43
Celle a combustibile.....	44
Conclusione .....	49
Bibliografia.....	51
Indice delle Tabelle e delle Figure .....	57
Ringraziamenti.....	59

## **Introduzione**

In questo elaborato sarà trattato il tema dell'idrogeno come vettore energetico. L'argomento oltre ad essere interessante ed affascinante per via dei possibili sviluppi futuri è particolarmente attuale; infatti, come spiegato nel documento [1] molti indicatori suggeriscono che siamo ormai vicini ad un punto di svolta: proprio negli ultimi mesi abbiamo assistito ad un incremento dell'interesse verso tale vettore energetico sia da parte delle nazioni che da parte dei privati. Dall'inizio del 2020 infatti, la commissione europea e molti governi nazionali (di Olanda, Germania, Norvegia, Spagna, Francia...) hanno presentato piani per lo sviluppo dell'idrogeno [2]. In aggiunta molte imprese (anche italiane) hanno presentato nuovi ed ambiziosi piani di investimenti tra cui la collaborazione Snam-Alstom per lo sviluppo di treni ad idrogeno in Italia [3], l'alleanza tra Enel Green Power e NextChem per la produzione di idrogeno verde in America [4], l'accordo tra Enel e Saras per la realizzazione di un elettrizzatore da 20MW [5], il progetto di Air Liquide per la costruzione della prima stazione di rifornimento di idrogeno ad elevata pressione in Europa [6]ecc.

### **Aspetti economici ed ecologici**

Le principali motivazioni per cui l'idrogeno sta assumendo tale importanza sono principalmente legate ai suoi possibili benefici ecologici ed economici. Infatti, l'idrogeno non producendo anidride carbonica o altri inquinanti come ossidi di azoto, ossidi di zolfo e particolato [13], ma acqua durante l'utilizzo, potrebbe contribuire in modo significativo alla riduzione delle emissioni. In particolare, utilizzato in maniera complementare con le altre tecnologie pulite consentirebbe lo

sviluppo di processi industriali più sostenibili<sup>1</sup>, la realizzazione di una mobilità a zero emissioni<sup>2</sup> e la riduzione delle emissioni dovute al riscaldamento domestico<sup>3</sup> [14]. In aggiunta, grazie alla sua versatilità, l'Idrogeno, insieme agli accumulatori permetterà di stoccare l'energia prodotta da fonti rinnovabili come eolico e fotovoltaico (che secondo le stime nel 2030 produrranno rispettivamente il 39.9% ed il 21.5% dei consumi elettrici italiani [16]) in modo da compensarne le variazioni stagionali e giornaliere contribuendo così al loro sviluppo e diffusione. In tal modo sarebbe possibile abbattere nel 2050 di quasi un terzo le emissioni totali di CO<sub>2</sub> nel nostro paese rispetto al 2018 [14]. Ciò è fondamentale se consideriamo che è necessario un intervento rapido per ridurre drasticamente le emissioni di gas serra<sup>4</sup> al fine di contenere il riscaldamento globale entro la soglia di 2 gradi, considerata il punto di non ritorno [14].

L'attuale contesto di crisi economica dovuta alla pandemia, unito alla necessità di combattere i cambiamenti climatici ci mostra la necessità di un intervento massiccio e strutturale di decarbonizzazione planetaria, con un approccio sovranazionale e trasversale dei vari comparti energetici, in grado al tempo stesso di promuovere il lavoro, le attività economiche e migliorare gli standard di vita [14]. Proprio per questo motivo nel documento "*A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*" lo sviluppo dell'idrogeno è indicato come punto chiave per la ripresa economica e sono annunciati ingenti investimenti entro il 2030 per la realizzazione di elettrolizzatori, di infrastrutture per il trasporto e di impianti solari o eolici<sup>5</sup>. Tali investimenti dovrebbero generare ricavi notevoli; infatti, l'industria europea, grazie alle sue capacità e conoscenze ingegneristiche potrebbe assumere un ruolo rilevante nella realizzazione degli impianti e apparecchiature necessarie alla produzione, al

---

<sup>1</sup> L'idrogeno potrebbe sostituire i combustibili fossili nelle industrie che ne fanno largo uso come quelle dei settori siderurgico e chimico [1]

<sup>2</sup> Nel settore dei trasporti ci sono interessanti prospettive future per le vetture alimentate tramite celle a combustibile

<sup>3</sup> Ottenuta immettendo nelle reti di distribuzione del gas già presenti H<sub>2</sub>NG, ovvero un mix di gas naturale e idrogeno [15]

<sup>4</sup> Secondo l'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) è necessario ridurre del 25% le emissioni di CO<sub>2</sub> rispetto i livelli del 2010 entro il 2030 ed azzerarle entro il 2070 [17]

<sup>5</sup> Nel dettaglio dai 24 ai 42 miliardi di euro per gli elettrolizzatori, dai 220 ai 340 miliardi per gli impianti solari o eolici ad essi connessi e circa 65 miliardi per il trasporto dell'idrogeno

trasporto e alla distribuzione dell'idrogeno. Si stima che l'industria europea potrebbe raggiungere livelli di market shares tra il 75 ed il 90% nel mercato interno e il 25% nel mercato extra EU dei dispositivi sopra citati. Ciò si tradurrà nella creazione di circa 1 milione di nuovi posti di lavoro entro il 2030 [13]. In particolare, il nostro paese è tra i primi due produttori continentali di tecnologie termiche e meccaniche e di impianti e componenti potenzialmente utilizzabili per l'idrogeno. Perciò gli effetti economici visti interesseranno anche l'Italia: è prevista la creazione di oltre 100000 posti di lavoro entro il 2030 e 500000 entro il 2050 con un impatto sul PIL di quasi 40 miliardi di euro [14].

Infine, l'avvento delle auto ad idrogeno con tecnologia fuel cells potrebbe dare nuova linfa al settore automotive europeo che conta direttamente 2.5 milioni di lavoratori e altri 10.8 milioni nell'indotto. L'industria dell'auto in Europa sta vivendo un periodo di forte crisi; nell'ultimo anno, abbiamo infatti assistito ad un calo del mercato globale delle auto e dei veicoli commerciali di circa il 23% [18] dovuto in parte alla pandemia da Covid-19 ma anche all'arretratezza dei produttori europei (e in particolar modo italiani) nelle tecnologie per l'immagazzinamento di energia nelle auto elettriche [13]. Contrariamente, le aziende europee hanno largamente investito nella ricerca e sviluppo di tecnologie per le auto ad idrogeno, quindi rimanendo in prima linea nello sviluppo di questa nuova frontiera, i players europei potrebbero ottenere un vantaggio strategico e risultare competitivi acquisendo così larghe quote del mercato globale.

## **Caratteristiche Fisico-Chimiche**

L'idrogeno è il primo elemento della tavola periodica di Mendeleev ed è caratterizzato da una struttura atomica molto semplice costituita (nel suo isotopo più comune) da un protone che forma il nucleo e da un elettrone che vi ruota attorno. È l'elemento più leggero (massa atomica pari a 1,00784 u) ed abbondante nella terra e nell'universo osservabile (costituisce circa il 75% della materia, in base alla massa, e circa il 92%, in base al numero di atomi). Nonostante la sua vasta diffusione, non è

presente in natura allo stato puro in quantità rilevanti (essendo tanto leggero da sfuggire alla forza di gravità e uscire dall'atmosfera [7]), ma si trova principalmente legato in composti organici come il gas naturale ( $\text{CH}_4$ ), e nell'acqua ( $\text{H}_2\text{O}$ ).

L'idrogeno elementare (a pressione atmosferica e temperatura ambiente) è un gas<sup>6</sup> a molecola biatomica ( $\text{H}_2$ ) incolore, inodore, atossico e insolubile in acqua. Ha una densità energetica<sup>7</sup> molto elevata (143 MJ/kg) in rapporto alla massa, ma molto ridotta in rapporto al volume, sia allo stato gassoso (0,01079 MJ/l) che allo stato liquido (10,1 MJ/l) [8] per effetto del suo ridotto peso specifico (0,0899 g/l allo stato gassoso e 70,99 g/l allo stato liquido). Anche allo stato liquido, in rapporto al volume, la densità energetica dell'idrogeno è circa 1/4 di quella della benzina e circa 1/3 di quella del gas naturale [9]. Infine, l'idrogeno è un gas estremamente infiammabile ed esplosivo a contatto con l'ossigeno [10] come mostrato dai valori di minima energia di accensione<sup>8</sup> (0.02mJ corrispondente a circa 1/10 dell'energia di accensione del metano) e dai limiti di infiammabilità volumici<sup>9</sup> (4% ÷ 75%). Per tale motivo è etichettato con le indicazioni di pericolo H220 (gas altamente infiammabile) ed H280 (contiene gas sotto pressione; può esplodere se riscaldato) del Regolamento CE n. 1272/2008 [11]

---

<sup>6</sup> la temperatura di ebollizione a pressione atmosferica è di 20,4 K

<sup>7</sup> la quantità di energia immagazzinata per unità di massa o volume

<sup>8</sup> il valore di energia minimo necessario per innescare la miscela più infiammabile di gas e aria

<sup>9</sup> I limiti di infiammabilità nel caso di combustibili gassosi vengono espressi come la percentuale in volume di combustibile nella miscela aria - combustibile. Si distinguono in limite inferiore e limite superiore di infiammabilità. Questi rappresentano rispettivamente la concentrazione minima e massima di combustibile nella miscela aria-combustibile che consente a quest'ultima, se innescata, di reagire dando luogo ad una fiamma in grado di propagarsi a tutta la miscela [38].

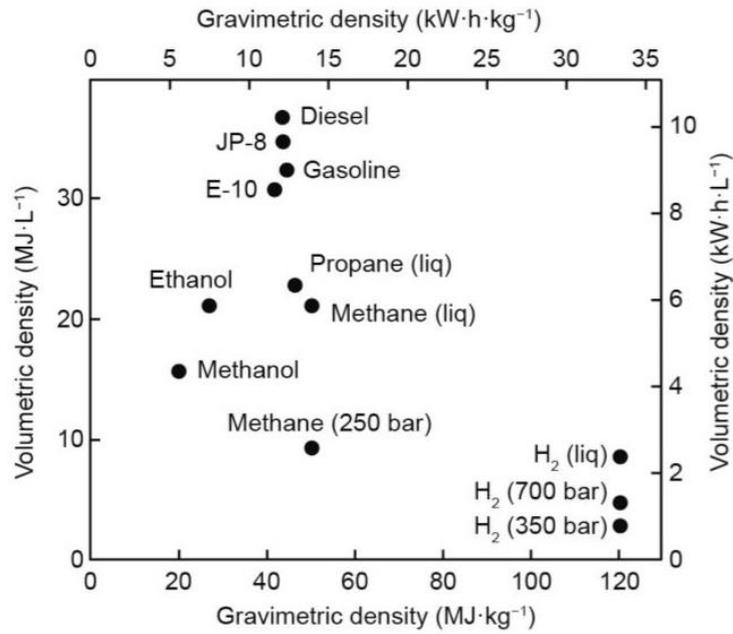


Figura 1 Densità energetica volumetrica e gravimetrica dei vari combustibili [12]

Tabella 1 Proprietà fisico-chimiche idrogeno

<b>Formula chimica</b>	<b>H<sub>2</sub></b>
<b>Massa atomica</b>	1,00784 u
<b>Temperatura di ebollizione (P<sub>atm</sub>)</b>	20,4 K
<b>Temperatura critica</b>	32,9 K
<b>Densità energetica in massa</b>	143 MJ/kg
<b>Densità energetica in volume (allo stato gassoso)</b>	0,01079 MJ/l
<b>Densità energetica in volume (allo stato liquido)</b>	10,1 MJ/l
<b>Peso specifico (allo stato gassoso)</b>	0,0899 g/l
<b>Peso specifico (allo stato liquido)</b>	70,99 g/l
<b>Minima energia di accensione</b>	0,002mJ
<b>Limiti di infiammabilità volumici</b>	4% ÷ 75%

## Sistemi Di Produzione

Come già accennato, l'idrogeno esiste in natura in quantità rilevanti solo in combinazione con altri elementi. Perciò una delle sfide tecnologiche da vincere per favorirne la diffusione riguarda proprio la produzione. Sebbene l'idrogeno non inquina durante il suo utilizzo, attualmente, come possiamo notare dal grafico riportato, più del 95% viene prodotto da combustibili fossili [19], in particolare gas naturale o carbone, con processi che rilasciano dai 70 ai 100 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> l'anno nell'UE [1].

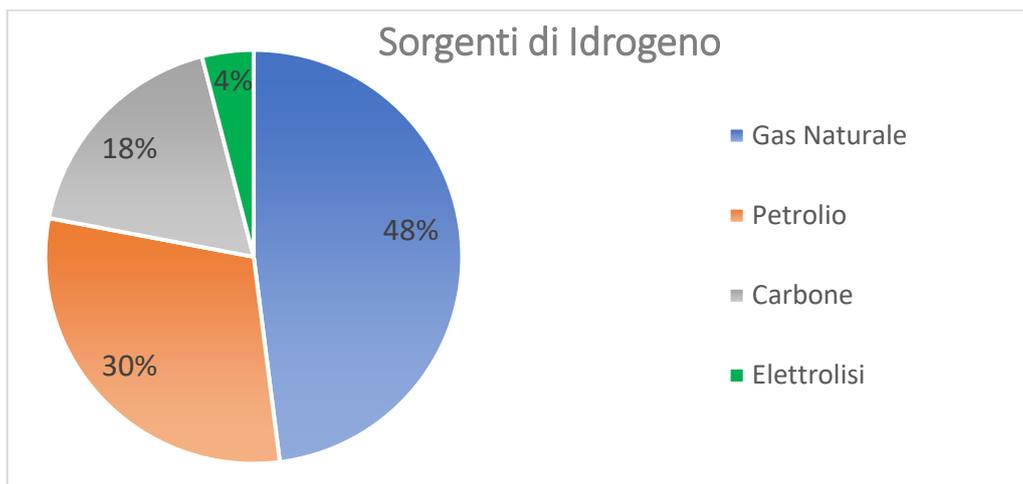


Figura 2 Attuale produzione di idrogeno [19]

Innanzitutto, classifichiamo l'Idrogeno in base all'impatto ambientale dei processi con cui è stato prodotto:

- **L'idrogeno nero** è quello estratto dall'acqua attraverso energia elettrica proveniente da combustibili fossili, quindi prodotta da una centrale elettrica a carbone o a petrolio.

- **L'idrogeno grigio** (o di origine fossile) è prodotto a partire da metano o altri idrocarburi fossili e come anticipato, la maggior parte dell'idrogeno oggi prodotto è grigio.
- **L'idrogeno blu** è prodotto in maniera analoga a quello grigio, quindi da idrocarburi, ma l'anidride carbonica anziché essere liberata nell'aria viene catturata e immagazzinata attraverso sistemi CCS<sup>10</sup>
- **L'idrogeno viola** è estratto dall'acqua attraverso energia elettrica prodotta da una centrale nucleare, cioè senza emissione di CO<sub>2</sub>
- **L'idrogeno verde** (anche detto rinnovabile o pulito) infine è quello più pulito in quanto viene estratto dall'acqua utilizzando la corrente prodotta da fonti rinnovabili (energia idroelettrica, solare o fotovoltaica) [20]

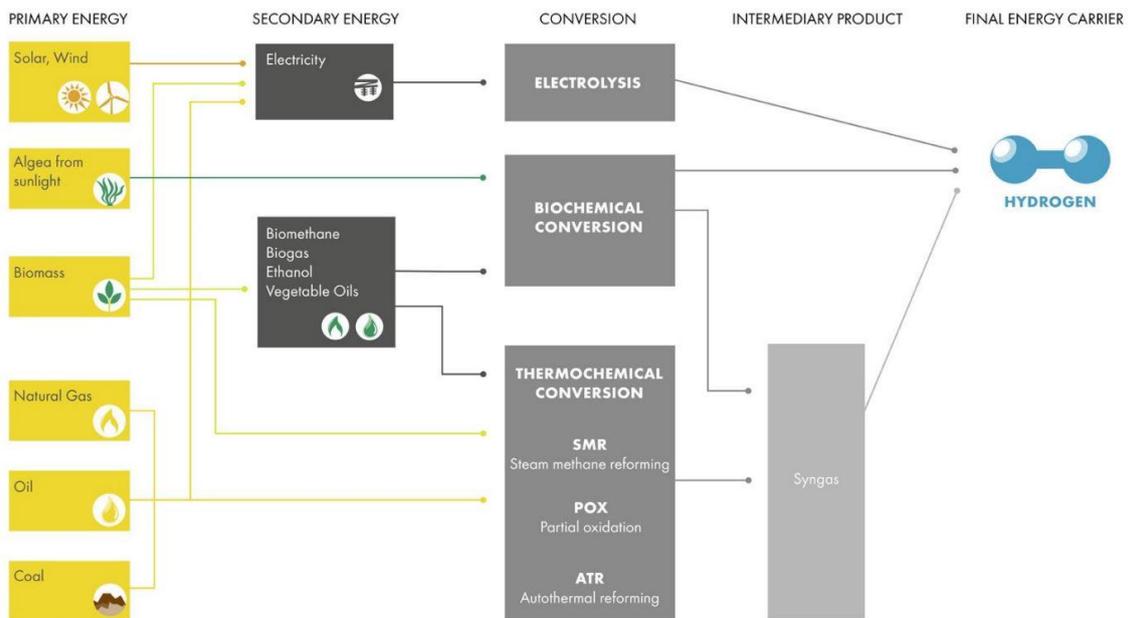


Figura 3 Tecnologie disponibili per la produzione di idrogeno [21]

<sup>10</sup> Carbon Capture and Storage (o Sequestration), ovvero cattura e sequestro del carbonio, saranno trattati nelle pagine seguenti

## Produzione da idrocarburi

L'estrazione di idrogeno da idrocarburi costituisce circa il 78% della sua attuale produzione, principalmente per l'economicità e la maturità tecnologica raggiunta dai principali processi.

### Steam reforming del gas naturale (SMR<sup>11</sup>)

#### Processi

Attualmente lo steam reforming del gas naturale è il metodo più utilizzato per la produzione da idrocarburi<sup>12</sup>. In questo processo, il vapore acqueo (H<sub>2</sub>O) ad alte temperature (dai 700° C ai 1000° C) e pressioni elevate (dai 3 ai 25 bar) viene fatto reagire con il metano (CH<sub>4</sub>) in presenza di un catalizzatore a base di nichel [22] per ottenere una miscela di idrogeno e monossido di carbonio [21] (detta syngas) secondo la seguente reazione endotermica<sup>13</sup>:



Tale processo può avvenire anche con altri idrocarburi come etanolo, nafta, propano o anche benzina [21] (in genere idrocarburi più pesanti non sono utilizzati perché potrebbero contenere impurità). Nel caso più generale la reazione risulta essere:



Successivamente, il monossido di carbonio (CO) ottenuto viene fatto reagire con vapore acqueo (H<sub>2</sub>O) in presenza di un catalizzatore in modo da produrre anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) ed altro Idrogeno (H<sub>2</sub>) nella reazione esotermica<sup>14</sup> *water gas shift*:

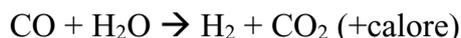
---

<sup>11</sup> *Steam Methane Reforming*

<sup>12</sup> Tali processi possono essere applicati anche a biogas

<sup>13</sup> Una reazione chimica è detta endotermica se comporta un trasferimento di calore dall'ambiente al sistema. Necessita dunque di energia esterna per procedere.

<sup>14</sup> Una reazione chimica è detta esotermica se comporta un trasferimento di calore dal sistema all'ambiente, quindi se libera calore.



Infine, per rimuovere anidride carbonica o altre impurità dallo *shifted syngas* precedentemente ottenuto, avviene un processo di purificazione detto PSA (*Pressure Swing Adsorption*) che permette di ottenere idrogeno con una purezza fino al 99.999% in volume [22].

Gli impianti industriali di steam reforming possono produrre mediamente dai 100.000 Nm<sup>3</sup>/h ed i 250.000 Nm<sup>3</sup>/h, con rendimenti termici fino all'80%; in aggiunta a questi abbiamo impianti medi (dai 200 Nm<sup>3</sup>/h ai 500 Nm<sup>3</sup>/h) e piccoli (dai 50 Nm<sup>3</sup>/h ai 300 Nm<sup>3</sup>/h) che sono però caratterizzati da costi maggiori ed efficienze inferiori.

### **Processi alternativi**

Per massimizzare l'efficienza della conversione del metano in idrogeno, in aggiunta ai tradizionali sistemi di reforming, sono stati studiati i sistemi SESR (*Sorption Enhanced Steam Reforming*). Considerando che le due reazioni viste non sono complete, ma sono limitate dalle leggi dell'equilibrio chimico, è impossibile ottenere la completa conversione di CH<sub>4</sub> e del CO in un singolo reattore in condizioni normali. Nei processi SESR, le reazioni di steam reforming e di shift sono combinate nello stesso reattore e l'anidride carbonica viene rimossa dalla fase gassosa (attraverso appositi solidi assorbitori) man mano che si forma, in modo da spostare l'equilibrio della reazione verso i prodotti<sup>15</sup> [23]. Così è possibile trasformare quasi completamente il metano iniziale in idrogeno ottenendo tra l'altro già a questo stato un idrogeno con una purezza fino al 98% che consente di eliminare o di semplificare notevolmente il processo PSA.

Come anticipato, questo processo (anche nel caso del SESR) è altamente inquinante; infatti, in base al tipo ed alla qualità della materia prima, le emissioni di CO<sub>2</sub> *well to*

---

<sup>15</sup> Ciò avviene in base al principio di Le Châtelier

*gate*<sup>16</sup> vanno dai 9kg ai 12kg per ogni kg di H<sub>2</sub> prodotto [24]. Di questi, circa il 60% è contenuto nello *shifted gas*, mentre il 40% deriva dalla combustione del gas richiesto dall'impianto

Perciò, considerando che attualmente lo *steam reforming* del gas è il metodo più economico e tecnologicamente maturo per produrre idrogeno, soprattutto nel breve termine, in attesa che i processi verdi siano meno costosi, va considerata la possibilità di produrre idrogeno blu attraverso impianti di steam reforming accoppiati a sistemi CCS. Questi sistemi attraverso solventi chimici o membrane permettono di filtrare i gas che li attraversano catturando fino al 90% dell'anidride carbonica per poi trasportarla con appositi camion cisterna, navi serbatoio o tubazioni [14] e stoccarla in appositi siti (nel sottosuolo in formazioni geologiche a profondità superiori gli 800 m [25]) o riutilizzarla. Un'altra variante meno impattante è il processo *solar steam reforming* che utilizza l'energia termica solare come fonte di calore per la reazione di *reforming* [8]. In particolare, per permettere tale reazione endotermica, anziché che bruciare una porzione del combustibile che si vuole convertire in idrogeno (come avviene normalmente), si utilizza il calore prodotto tramite sistemi CSP<sup>17</sup> che sfruttando la riflessione dei raggi solari, attraverso specchi con apposite geometrie riescono a concentrare l'energia della radiazione solare in un punto in modo da ottenere (in modo pulito) calore ad elevate temperature.

## Costi

Per quanto riguarda i costi, come anticipato, per via della maturità tecnologica raggiunta, lo steam reforming del gas senza sistemi di cattura della CO<sub>2</sub> è il più conveniente. Con questo sistema, in UE, possiamo infatti produrre idrogeno a 1,5

---

<sup>16</sup> Dal pozzo al cancello, ovvero riguardante tutti i processi dall'estrazione delle materie prime fino all'ottenimento del prodotto

<sup>17</sup> *Concentrating solar power*

€/kg mentre nel caso di impianti con CCS il costo raggiungerebbe circa i 2€/kg<sup>18</sup> [1]. I costi variano in base alla dimensione dell'impianto (impianti più grandi hanno efficienze maggiori) e in base ai prezzi degli idrocarburi di partenza il cui costo di acquisto rappresenta dal 50% al 70% del costo finale per gli impianti industriali<sup>19</sup> [8]. Per quanto riguarda l'idrogeno blu, risulta attualmente sconveniente a meno che non siano introdotte nuove penalizzazioni per le emissioni di anidride carbonica come la *carbon tax*; in particolare, secondo le stime, per rendere competitivo l'idrogeno con CCS sarebbe necessaria una penalizzazione dai 55€ ai 90€ per tonnellata di CO<sub>2</sub> emessa [1]

Riportiamo i costi schematicamente nella seguente tabella:

Tabella 2 Confronto costi di Produzione tramite steam reforming [16]

<b>Tecnologie</b>	<b>CAPEX<sup>20</sup> (€/kW)</b>	<b>OPEX<sup>21</sup> (€/MWh)<sup>22</sup></b>	<b>Costo produzione H<sub>2</sub> (€/kg)</b>
<b>Steam methane reforming con CCS</b>	575-625	35-41	1.3-2.5
<b>Steam methane reforming senza CCS</b>	420-520	33-40	0.8-2.7

<sup>18</sup> Il costo di cattura, trasporto e stoccaggio della CO<sub>2</sub> è attualmente stimato in 60-90 € per tonnellata. L'85% di tale costo è dovuto ai processi di cattura (compresi i costi della separazione e della compressione della CO<sub>2</sub>) [25]

<sup>19</sup> Per il calcolo dei costi, è stato ipotizzato un prezzo del gas naturale nell'UE di 22€/MWh [1]

<sup>20</sup> La spesa di capitale o Capex (*Capital Expenditure*), è il costo per sviluppare o fornire asset durevoli per il prodotto o il sistema [37]

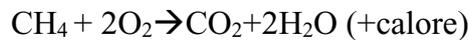
<sup>21</sup> La spesa operativa od Opex (dal termine inglese *Operating Expense*) è il costo necessario per gestire un prodotto, business o sistema. [37]

<sup>22</sup> Calcolati considerando un prezzo del gas naturale di 26.40 22€/MWh in Italia [16]

## Ossidazione Parziale (POX<sup>23</sup>)

### Processi

Questo metodo permette di produrre Idrogeno facendo reagire metano o altri idrocarburi (anche pesanti) con una quantità di ossigeno insufficiente ad ossidare completamente i reagenti [21] a temperature e pressioni variabili in base alla presenza o meno di catalizzatori<sup>24</sup>. In tal modo, invece di ottenere anidride carbonica ed acqua secondo la relazione di combustione



otteniamo monossido di carbonio e idrogeno attraverso un'ossidazione parziale secondo la relazione



Così facendo abbiamo ottenuto syngas, che verrà trattato analogamente al caso precedente; quindi, attraverso la reazione *water gas shift* verrà estratto altro idrogeno e attraverso il PSA verranno eliminate le impurità.

### Vantaggi e Svantaggi

Tale processo è più veloce rispetto allo steam reforming, richiede reattori più piccoli, permette l'utilizzo di idrocarburi pesanti (quindi più economici) ed è caratterizzato da reazioni esotermiche [21] (quindi energeticamente più economiche). D'altro canto, però, richiede ossigeno puro (che ha costi maggiori rispetto all'acqua utilizzata nell'SMR) per evitare eccessive contaminazioni di azoto che si avrebbero utilizzando l'aria; inoltre, la presenza di ossigeno e metano comporta rischi per la sicurezza (rischio di esplosione); infine, come si può intuire

---

<sup>23</sup> *Partial Oxidation*

<sup>24</sup> In presenza di catalizzatore il processo è condotto a temperature di circa 800°C e pressione di circa 1 atm; in assenza di catalizzatore la temperatura raggiunge circa 1200÷1500 °C e la pressione circa 20÷30 atm [22]

dalle reazioni, il processo di ossidazione parziale è meno efficiente rispetto al reforming in quanto permette di ottenere meno idrogeno con la stessa quantità di idrocarburi

## **Gassificazione del carbone**

Il processo di gassificazione è un insieme di trasformazioni chimico-fisiche attraverso le quali si ottiene la conversione di un combustibile primario liquido o solido in un combustibile di sintesi in fase gassosa (syngas). Nella maggior parte delle applicazioni il combustibile primario è costituito da carbone, ma possono essere facilmente gassificate anche altre sostanze caratterizzate da significativi contenuti energetici come lignite, biomasse, torba, bitumi, rifiuti, ecc. [26] . Attualmente, circa il 18% della produzione mondiale di idrogeno deriva dalla gassificazione del carbone.

## **Processi**

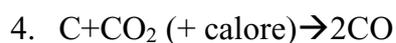
Il processo di gassificazione è composto da più fasi e più reazioni chimiche. Inizialmente, nel il processo di pirolisi, il carbone viene riscaldato in assenza di ossigeno fino a circa 200÷300 °C per separare acqua, composti gassosi volatili e idrocarburi pesanti (TAR) dal *char* (un residuo solido composto approssimativamente da carbonio puro) il quale prenderà parte alla gassificazione<sup>25</sup>. Una volta concluso questo processo è introdotto ossigeno (puro o sotto forma di aria) in quantità ridotte in modo che avvengano le seguenti reazioni di combustione (esotermiche):

1.  $C + O_2 \rightarrow CO_2$  (+ calore)
2.  $C + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow CO$  (+ calore)

A questo punto avvengono le reazioni di gassificazione (endotermiche):

---

<sup>25</sup> Anche il TAR può essere gassificato, ma richiede apposite condizioni termodinamiche



Infine, una volta ottenuto il syngas, con la reazione di *gas water shift* vista in precedenza, possiamo ottenere altro idrogeno a partire dal monossido di carbonio. Lo *shifted* syngas sarà raffreddato (recuperando quanto più calore possibile) e filtrato per ridurre la concentrazione delle impurità presenti (particolato, composti dello zolfo e altri inquinanti secondari<sup>27</sup>) in base al livello di purezza richiesto.

## Impianti

Gli impianti di gassificazione possono essere schematizzati in quattro sezioni fondamentali:

- La sezione di preparazione del combustibile primario dove il carbone viene stoccato, macinato, caricato e immesso nel gassificatore
- La sezione di preparazione dell'ossidante dove quest'ultimo viene prodotto rispettando i criteri di temperatura, pressione e purezza richiesta dal gassificatore
- La sezione di gassificazione dove avvengono le reazioni viste
- La sezione di condizionamento dove avviene la depurazione del gas grezzo [26]

Le reazioni descritte possono avvenire in condizioni diverse in base al sistema di movimentazione del carbone nel reattore; distinguiamo quindi gassificatori a letto fisso, a letto fluido e a flusso trascinato.

I primi sono alimentati da carbone con pezzature comprese tra 5 e 50 mm introdotto dall'alto<sup>28</sup> attraverso una tramoggia. Questi pellets muovendosi verso il basso del reattore sono investiti dalla corrente ossidante (costituita generalmente da una

---

<sup>26</sup> Detta reazione di Boudouard

<sup>27</sup> Come HCN, NH<sub>3</sub>, HCl, alcali, fenoli, TAR... [26]

<sup>28</sup> Come possiamo notare dalla

Figura 4, i gassificatori a letto fisso possono essere suddivisi in gassificatori equicorrente (*downdraft*) e controcorrente (*updraft*) in base alla zona di uscita dei reagenti

miscela di ossigeno e vapore proveniente dal basso) [27] e cadono su una griglia che li sostiene. Man mano che la gassificazione procede, il carbone si consuma e le sue ceneri attraversano la grata per uscire dal gassificatore dopo aver ceduto calore alla miscela ossigeno/vapore che li attraversa [28] (la permanenza media del carbone all'interno del reattore va da una a tre ore). In tal modo si creano tre zone a temperature diverse in cui avvengono i diversi processi visti: nella parte alta del reattore abbiamo una temperatura di circa 600°C che permette il processo di pirolisi; nella parte bassa (dove entra l'ossidante quindi ricca di ossigeno) abbiamo una temperatura più bassa, compresa tra i 300°C ed i 500°C; dove avviene la combustione. Infine, abbiamo una zona intermedia caratterizzata da temperature elevate (circa 1200° C) dove avviene la gassificazione vera e propria [27].

I gassificatori a letto fluido sono alimentati con pezzature di carbone più piccole rispetto al caso precedente (3÷4 mm). L'ossidante (composto da ossigeno e vapore), in questo caso viene diviso in due correnti; la corrente primaria è iniettata dal basso e permette di mantenere in sospensione le particelle di carbone (anche grazie alle loro dimensioni ridotte) mentre la corrente secondaria è iniettata sopra al letto di carbone in modo da permettere la gassificazione [27]. Il syngas esce nella zona alta mescolato con particelle solide non gassificate che attraverso uno o più cicloni sono separate e reimmesse nel gassificatore (mediamente le particelle di carbone impiegano da 30 a 60 minuti per gassificarsi completamente). Per quanto riguarda le temperature, in questo caso possiamo distinguere due zone corrispondenti ai due punti di ingresso della miscela vapore/ossigeno; in particolare in corrispondenza dell'ingresso primario dove avviene la combustione abbiamo temperature comprese tra 300°C e 500°C mentre nell'ingresso secondario dove avviene la gassificazione delle particelle di carbone abbiamo una zona a temperature superiori comprese tra 800°C e 1000°C.

Infine, i gassificatori a flusso trascinato sono alimentati da particelle di carbone di dimensioni ancora più piccole, comprese tra 0,05 e 0,1 mm, che vengono iniettate dall'alto insieme all'ossidante [27] (composto da vapore e ossigeno puro). Grazie alle dimensioni ridotte, per effetto della spinta data dalla velocità della corrente

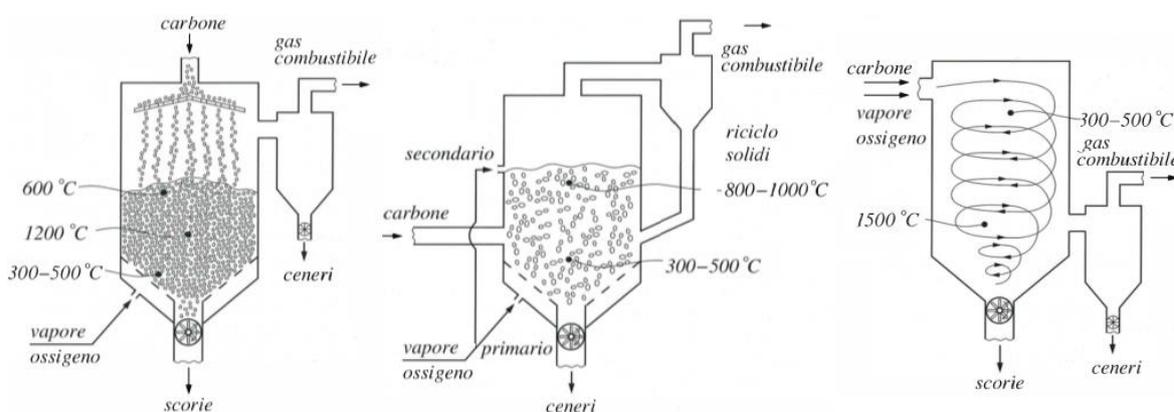
ossidante, il polverino di carbone è prima iniettato e poi trasportato all'interno del gassificatore attraverso una fiamma che ne permette la combustione e la successiva gassificazione. Per effetto della grande superficie di reazione (dovuta anch'essa alle dimensioni del carbone) tutte le reazioni avvengono in pochi secondi. All'interno del reattore, infatti, il polverino cade verso il basso e, durante la caduta, la sua temperatura aumenta rapidamente da circa 400°C a circa 1400°C [27]. Una volta raggiunta la temperatura operativa, avviene la gassificazione vera e propria; le scorie fuse così ottenute continueranno la loro caduta verso un punto di raccolta mentre il syngas sarà estratto dal basso e attraverso uno o più cicloni verrà separato dai residui di cenere.

Le principali caratteristiche delle tre tipologie di gassificatori sono raccolte e schematizzate nella seguente tabella:

*Tabella 3 Confronto caratteristiche gassificatori a letto fisso, fluido e trascinato [26] [27]*

<b>Tipo di gassificatore</b>	<b>Letto fisso</b>	<b>Letto fluido</b>	<b>Letto trascinato</b>
<b>Pressione operativa (bar)</b>	20÷30	20÷30	20÷80
<b>Temperatura operativa (°C)</b>	400÷600	800÷1000	1200÷2000
<b>Ossidante</b>	Ossigeno puro/aria	Ossigeno puro/aria	Ossigeno puro
<b>Moderatore</b>	Vapore	Vapore	Acqua/Vapore
<b>Granulometria Carbone (mm)</b>	5÷50	3÷4	0,05÷0,1
<b>Scorie</b>	Secche/fuse	Secche	Fuse
<b>Permanenza nel reattore</b>	1÷3 ore	30÷60 minuti	pochi secondi
<b>Composizione syngas:</b>			
<b>CO</b>	15%	40%	60%

<b>CO<sub>2</sub></b>	29%	20%	9%
<b>H<sub>2</sub></b>	45%	35%	30%
<b>CH<sub>4</sub></b>	10%	4%	-
<b>Altri</b>	1%	1%	1%
<b>Principali tecnologie</b>	Lurgi, BGL	HTW, KRW, U-GAS	Texaco, Shell, Prenflo, Destec



**Gassificatori a Letto Fisso**

**Gassificatori a Letto Fluido**

**Gassificatori a Flusso Trascinato**

Figura 4 Rappresentazione delle diverse tipologie di gassificatori disponibili

## Costi

Come evidenziato, i sistemi di gassificazione sono particolarmente complessi e, proprio la maggiore complessità degli impianti di produzione di idrogeno da carbone rispetto a quelli necessari per lo *steam reforming* implica maggiori investimenti iniziali, i quali sono controbilanciati solo in parte dal minor prezzo delle materie prime [8]. Infatti, a differenza del primo caso in cui il costo del metano rappresentava fino al 70% del costo finale, in questo caso, il carbone incide solo per il 25% circa mentre sono preponderanti i costi relativi alla costruzione ed alla manutenzione dell'impianto [8]. Per questo motivo i costi risultano più elevati rispetto allo *steam reforming*; in particolare in presenza di impianti CCS che

aumenterebbero il CAPEX del sistema del 15% - 20% e ridurrebbero l'efficienza del 3% - 6% [8].

Nonostante ciò, tali impianti potrebbero avere un ruolo importante nel breve termine per vari motivi. Innanzitutto, il carbone è ampiamente disponibile<sup>29</sup> ed ha una distribuzione abbastanza omogenea su tutta la terra (per tale motivo la produzione di idrogeno dei paesi in cui il metano scarseggia deriva principalmente dalla gassificazione del carbone). In aggiunta, nel medio termine sono attesi significativi miglioramenti (in particolare riguardo migliori configurazioni del gassificatore, sistemi di purificazione del gas grezzo, migliori integrazioni con impianti CCS ...) che potrebbero ridurre il costo finale rendendolo competitivo con lo steam reforming. [8] Per tale motivo, come nel caso dello steam reforming, se accoppiato ad un sistema CCS, la gassificazione del carbone, nel breve/medio termine potrebbe risultare un buon compromesso tra costi e salvaguardia dell'ambiente per la produzione di idrogeno consentendo di ridurre rapidamente le emissioni della produzione esistente e per sostenere la diffusione, in parallelo, dell'idrogeno rinnovabile [1].

## **Elettrolisi**

L'elettrolisi è un processo applicato per la prima volta da Sir William Grove nel 1839 [29] che permette di dividere l'acqua nei suoi costituenti, idrogeno e ossigeno utilizzando energia elettrica [8]. Come già accennato, tale processo ha costi nettamente superiori rispetto alle alternative prese in esame e, proprio per tale motivo, attualmente copre solo il 4% della produzione mondiale di idrogeno. Nonostante ciò, l'elettrolisi è già al centro dell'attenzione<sup>30</sup> ed avrà un ruolo

---

<sup>29</sup> Da recenti valutazioni risultano riserve mondiali accertate di petrolio per circa 45 anni, di gas naturale per circa 65 anni e di carbone per oltre 230 anni; le stime sulle riserve presunte indicano valori circa doppi rispetto a quelle accertate [26]

<sup>30</sup> La priorità dell'UE è sviluppare l'idrogeno rinnovabile, usando principalmente energia eolica e solare. Si tratta dell'opzione più compatibile con gli obiettivi della neutralità climatica e dell'inquinamento zero nel lungo periodo, oltre ad essere la più coerente con un sistema energetico integrato. [1]

fondamentale nel futuro dell'idrogeno per i suoi vantaggi in termini di impatto ambientale in quanto non emette CO<sub>2</sub> o altri inquinanti se non nelle fasi di produzione di energia elettrica. Perciò collegando un elettrolizzatore ad un impianto di produzione di energia da fonti rinnovabili, possiamo ottenere idrogeno verde, quindi con emissioni di gas serra praticamente nulle.

## **Elettrolizzatori**

Attualmente, sono in corso molti studi sugli elettrolizzatori e ne esistono di diverse tipologie in corso di sviluppo che differiscono principalmente per temperature operative e composizione chimica dell'elettrolita. Prenderemo in considerazione le tre principali tecnologie attualmente disponibili o in corso di sviluppo; ovvero elettrolizzatori alcalini (EAT<sup>31</sup>), elettrolizzatori con membrana polimerica (PEM<sup>32</sup>) ed elettrolizzatori ad ossido solido (SOEC<sup>33</sup>). Attualmente, i più utilizzati sono i primi in quanto essendo già utilizzati da circa un secolo hanno raggiunto una notevole maturità tecnologica. Questi sono formati da più celle elettrolitiche opportunamente collegate tra di loro e poste in un contenitore[30] nelle quali la produzione di idrogeno avviene secondo la reazione elettrolitica globale seguente:



Per comprendere il funzionamento delle celle elettrolitiche ricordiamo che, mentre nei metalli il passaggio di corrente elettrica è associata alla conduzione elettronica, nel caso dei liquidi è associata al movimento degli ioni presenti nella soluzione [27]; quindi, poiché l'acqua non è un buon conduttore ionico, per facilitare il passaggio di corrente che permetterà il funzionamento della cella è necessario aggiungere un elettrolita [30] (cioè un sale, un acido o un idrossido). Solitamente è utilizzato KOH (idrossido di potassio) in concentrazione variabile dal 20% al 30% in peso [29] il quale darà origine a ioni K<sup>+</sup> ed OH<sup>-</sup>. La soluzione descritta sarà collegata ad una sorgente di corrente elettrica continua attraverso due elettrodi detti catodo ed anodo

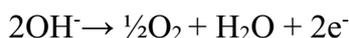
---

<sup>31</sup> *Elettrolizzatori Alcalini Tradizionali*

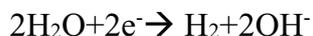
<sup>32</sup> *Proton exchange membrane*

<sup>33</sup> *Solid oxide electrolyzers cells*

da cui gli elettroni rispettivamente entrano ed escono dalla cella. Al catodo avviene la reazione di riduzione (cioè l'acquisto di elettroni da parte di un reagente), mentre all'anodo, ha luogo una reazione chimica di ossidazione (cioè la perdita di elettroni da parte di un reagente) [27]. Gli ioni  $\text{OH}^-$  si dirigono all'anodo dove avverrà la reazione di ossidazione



nella quale sono liberati due elettroni che uscendo dalla cella rientrano nel circuito elettrico. Analogamente gli ioni  $\text{K}^+$  saranno attratti dal catodo, ma in questo caso, gli elettroni non saranno assorbiti dal potassio, ma avverrà la riduzione dell'acqua. Ciò avviene perché nella competizione tra le possibili reazioni di riduzione (o ossidazione) ha il sopravvento quella caratterizzata dal potenziale di riduzione (o ossidazione) più elevato, ovvero dalla maggiore tendenza ad acquistare (o perdere elettroni) [27] ed in questo caso il potenziale di riduzione dell'acqua ( $\Delta V_{\text{rid}} = -0.83$  V) è maggiore di quello dello ione  $\text{K}^+$  ( $\Delta V_{\text{rid}} = -2.82$  V). Al catodo avviene quindi la reazione di riduzione:



nella quale sono assorbiti due elettroni e viene liberato idrogeno molecolare.

Come possiamo notare dalla rappresentazione seguente, per impedire che l'ossigeno e l'idrogeno così prodotti si mescolino e si ricombinino, il catodo e l'anodo sono separati da un diaframma poroso permeabile agli ioni  $\text{OH}^-$  (ai quali è associato il passaggio della corrente elettrica ionica) ed alle molecole di acqua (che permettono il riequilibrio della massa d'acqua) ma impermeabile ad  $\text{H}_2$  ed a  $\text{O}_2$  [27].

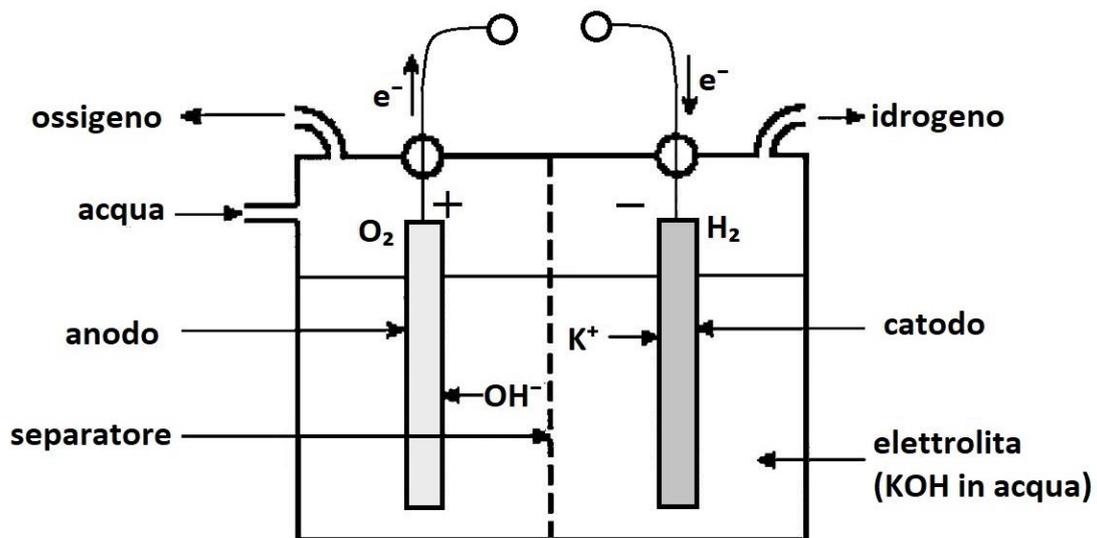


Figura 5 Rappresentazione schematica elettrolizzatore alcalino [30]

## Tecnologie alternative

Oltre agli elettrolizzatori alcalini, sono attualmente disponibili sul mercato anche elettrolizzatori con membrana polimerica. Questi ultimi essendo disponibili sul mercato solo da qualche anno sono meno maturi; hanno quindi una minore efficienza energetica (il consumo di energia elettrica per ogni kg di idrogeno prodotto è maggiore del 15% circa rispetto ai primi [19]), una vita utile delle celle molto ridotta (circa la metà delle celle alcaline) e, per effetto dei ridotti volumi produttivi, costi (sia iniziali che operativi) superiori del 60% [19]. Nonostante questo, gli elettrolizzatori PEM sono particolarmente interessanti in prospettiva futura; infatti, ci aspettiamo netti miglioramenti per quanto riguarda l'efficienza, la vita delle celle ed i costi (è previsto un calo del CAPEX del 40% entro il 2025 [19]). Inoltre, gli elettrolizzatori PEM sono caratterizzati da una notevole flessibilità, ovvero dalla possibilità di avviarsi e spegnersi molto velocemente e dalla capacità di sostenere carichi molto variabili (dallo 0% al 160% del carico nominale [19]). Ciò non vale per gli elettrolizzatori EAT che furono progettati nei primi anni del 1900 per lavorare con carichi costanti per soddisfare le richieste di idrogeno dell'industria chimica. Questi ultimi, infatti, per motivi di sicurezza, non possono essere utilizzati al di sotto di un carico minimo corrispondente a circa il 15% del carico nominale.

Nella produzione di idrogeno verde, proprio la flessibilità è un fattore fondamentale in quanto consentirebbe di controbilanciare la variabilità e l'imprevedibilità delle fonti rinnovabili sfruttandone tutta l'energia sia nei momenti di massima che nei momenti di minima produzione. [19]

Le principali differenze tecniche ed economiche sono rappresentate nella seguente tabella:

Tabella 4 Confronto caratteristiche elettrolizzatori EAT e PEM [19]

<b>Elettrolizzatore</b>	<b>EAT</b>	<b>PEM</b>
<b>Consumo energetico<sup>34</sup> (kWh/kg)</b>	51	58
<b>Temperatura operativa (°C)</b>	70-90	90-120
<b>Pressione dell'idrogeno all'uscita (bar)</b>	1	30
<b>Durata vita del sistema (anni)</b>	20	20
<b>Durata vita della cella (h)</b>	80'000	40'000
<b>Costo sostituzione celle (€/kWh)</b>	340	420
<b>CAPEX<sup>35</sup> (€/kWh)</b>	750	1200
<b>OPEX (annuo in rapporto al CAPEX)</b>	2%	2%
<b>Flessibilità:</b>		
<b>Intervallo di carico (% del carico nominale)</b>	15% ÷ 100%	0% ÷ 160%
<b>Tempo di avvio a caldo (s)</b>	60	1
<b>Tempo di avvio a freddo (s)</b>	600	300
<b>Tempo di arresto (s)</b>	60 ÷ 600	5 ÷ 30

I sistemi SOEC, infine, sono ancora in fase di sviluppo e non sono disponibili sul mercato [21]; sono stati effettuati dei test in scala in laboratorio con risultati molto

<sup>34</sup> kWh necessari per produrre un kg di idrogeno

<sup>35</sup> Il calcolo di CAPEX e OPEX è basato su un sistema di 20MW

interessanti, soprattutto sotto il punto di vista dell'efficienza energetica che però, almeno nei primi periodi dovrà bilanciare gli elevati CAPEX previsti [19]. Tali risultati sono dovuti anche alle elevate temperature a cui questi elettrolizzatori operano (800-1000°C) che consentirebbero di ridurre fino al 40% il consumo energetico<sup>36</sup> rispetto alle altre tecnologie viste [8]. Considerando l'elevata temperatura richiesta, questi sistemi potrebbero risultare economicamente ed ecologicamente convenienti se collegati ad impianti solari termici a concentrazione (CSP), ad impianti geotermici ad alta temperatura [19] o ad impianti industriali dai quali potrebbe essere recuperata energia termica con costi molto bassi.

## Costi

Per quanto riguarda i costi, l'idrogeno elettrolitico non può ancora competere con l'idrogeno fossile; infatti, mentre per quest'ultimo, come visto, abbiamo un prezzo medio in UE di circa 1.5€/kg, nel primo caso i costi oscillano tra 2.5€/kg e 5.5 €/kg [1]. I costi sono così distribuiti:

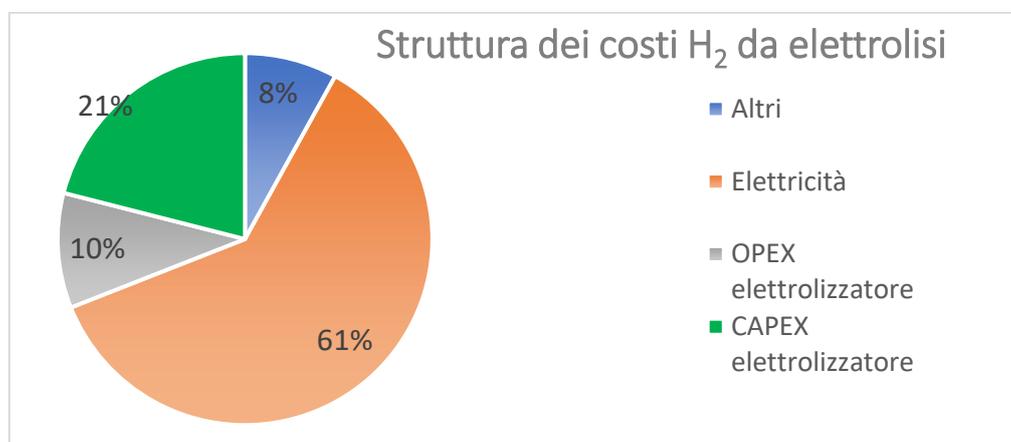


Figura 6 Rappresentazione della struttura dei costi per ogni kg di Idrogeno prodotto da elettrolisi<sup>37</sup> [31]

<sup>36</sup> Gli elettrolizzatori ad alta temperatura (che comprendono gli elettrolizzatori SOEC) hanno un consumo energetico per ogni kg di idrogeno compreso tra 2.5 e 3.5 kWh/Nm<sup>3</sup> [8], corrispondenti a circa 27÷39 kWh/kg

<sup>37</sup> La struttura dei costi può variare in base al tipo di elettrolizzatore, alle dimensioni dell'impianto, ed al *load factor*

Come si può notare, il fattore che più influenza il costo finale è l'efficienza energetica dell'impianto; infatti, le spese per l'acquisto dell'energia, nel caso di grandi impianti possono rappresentare fino all'80% del costo totale [8]. A tal proposito, abbiamo tre possibili soluzioni:

- elettrolizzatori collegati a impianti fotovoltaici, eolici o idroelettrici che potrebbero assicurare energia elettrica (già in corrente continua) ad un prezzo ridotto, ma in maniera discontinua
- elettrolizzatori collegati alle centrali elettriche attraverso linee dedicate che a fronte di un investimento iniziale più elevato permetterebbero di eliminare le spese per gli oneri di sistema, le spese per il trasporto, ed altri extra garantendo un prezzo dell'energia ridotto.
- elettrolizzatori collegati alla rete dove il prezzo dell'energia è più alto rispetto ai casi precedenti per effetto degli oneri legati all'utilizzo dell'infrastruttura elettrica. In questo caso, come nel caso precedente, si potrebbero ridurre i costi utilizzando energia negli orari non di punta, quando l'energia ha un costo inferiore [8].

Il secondo fattore più impattante per il costo finale è rappresentato dal CAPEX che corrisponde al 21% del costo totale dell'idrogeno da elettrolizzatore. Come già detto però, i prezzi degli elettrolizzatori sono notevolmente scesi negli ultimi anni e si prevede che continueranno a farlo fino al 2050<sup>38</sup> secondo il seguente grafico:

---

<sup>38</sup> I costi dell'idrogeno rinnovabile sono in rapido calo. Quelli degli elettrolizzatori sono già diminuiti del 60 % negli ultimi dieci anni e si prevede che grazie alle economie di scala saranno dimezzati entro il 2030 [1]

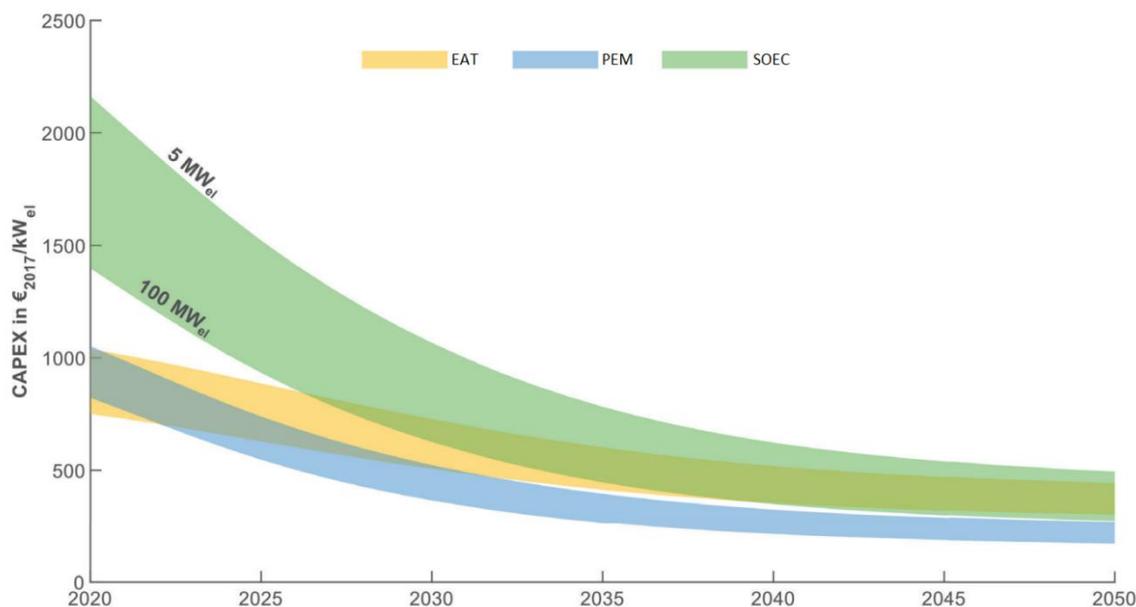


Figura 7 Grafico rappresentante l'andamento dei costi degli elettrolizzatori fino al 2050 [32]

In aggiunta alla riduzione dei costi degli elettrolizzatori, va considerato anche che con lo sviluppo di elettrolizzatori di dimensioni maggiori, l'impatto del CAPEX per ogni kg di idrogeno prodotto sarà ancora minore per effetto delle economie di scala. Per tale motivo, ci aspettiamo che in futuro, il prezzo dell'energia elettrica avrà un impatto ancora maggiore rispetto a quello odierno sul costo finale, quindi, che nelle regioni in cui l'energia elettrica rinnovabile è a buon mercato, nel 2030 gli elettrolizzatori dovrebbero poter competere con l'idrogeno di origine fossile [1].

Le voci considerate rappresentano da sole l'82% del costo della produzione di ogni kg di idrogeno. Il 18% rimanente è dovuto agli OPEX ed altri costi (come costi per sistemi ausiliari o componenti di supporto alla produzione o costi di proprietà) che incidono rispettivamente per il 10% e l'8%.

I costi operativi annui per gli elettrolizzatori corrispondono a circa il 2% del loro costo iniziale per le tre tecnologie considerate e, almeno nel breve termine non sono previste variazioni rilevanti a tale rapporto.

## **Sistemi di immagazzinamento**

L'idrogeno, nelle varie fasi che vanno dalla sua produzione al suo utilizzo richiede sistemi di immagazzinamento. Come visto nel paragrafo introduttivo, l'idrogeno ha delle caratteristiche chimico-fisiche che ne rendono l'immagazzinamento particolarmente problematico e, proprio questa barriera tecnica è uno dei principali ostacoli alla sua diffusione soprattutto nel settore dell'autotrazione. Dalla Figura 1, infatti, notiamo che sia allo stato liquido che solido l'idrogeno ha una densità energetica volumica molto bassa (ovvero richiede serbatoi di dimensioni molto più elevate degli altri combustibili per immagazzinare lo stesso contenuto energetico) [8] e che è altamente infiammabile e potenzialmente esplosivo.

Perciò, tali sistemi devono garantire una densità energetica volumica elevata ( permettendo di immagazzinare grandi quantità di idrogeno in volumi ridotti), una buona efficienza energetica, ridotte perdite (ad esempio dovute all'evaporazione nei sistemi per idrogeno liquido), un ciclo di vita adeguato con ridotto impatto ambientale, un livello di sicurezza accettabile (sia durante le fasi di utilizzo che nelle fasi di produzione e smaltimento), costi ridotti e rifornimenti rapidi [8].

I sistemi di stoccaggio sono al centro di studi e ricerche per sviluppare nuove tecnologie (come l'immagazzinamento in nanotubi di carbonio) ed ottimizzare le tecnologie già disponibili in modo da permetterne la diffusione in larga scala. Le soluzioni attualmente disponibili sono principalmente lo stoccaggio ad alta pressione, in forma liquida e in forma chimica.

### **Stoccaggio ad alta pressione**

Considerando che la temperatura critica dell'idrogeno è di circa 33° K, quindi molto inferiore alla temperatura ambiente, il metodo più semplice, economico e meno

energivoro (quindi più utilizzato) per lo stoccaggio dell'idrogeno consiste nell'accumulo sotto forma di gas compresso. Ricordando la bassa densità energetica volumica dell'idrogeno a pressione atmosferica, sono necessarie pressioni molto elevate (dai 25 ai 70Mpa circa [27]) per poter contenere grandi quantità di idrogeno (quindi di energia) in spazi ridotti. Queste pressioni sono solitamente ottenute attraverso più compressori a pistoni assiali, radiali o alternati posti in serie il cui consumo energetico (dipendente dall'efficienza del sistema di compressione utilizzato e dalle pressioni iniziali e finali) è mediamente pari al 10% circa del contenuto energetico iniziale dell'idrogeno immagazzinato [8]. La corretta scelta della pressione da utilizzare in base al contesto di applicazione è fondamentale in quanto pressioni più elevate permettono di immagazzinare più idrogeno in uno spazio ridotto, ma allo stesso tempo richiedono l'utilizzo di serbatoi cilindrici o sferici caratterizzati da spessori elevati<sup>39</sup> (che almeno in parte vanno a bilanciare la riduzione di volume ottenuta) e pesi elevati. Perciò; ad esempio, nel contesto dell'autotrazione, per evitare di intaccare le prestazioni del veicolo, in genere si preferisce operare con pressioni ridotte e serbatoi leggeri in metallo o termoplastica rinforzata con fibre (di carbonio, vetro o aramidiche) [27]. A tal proposito, in questo settore, gli studi si stanno concentrando nella ricerca di materiali compositi caratterizzati da basse densità e da resistenza alla trazione elevata in modo da ridurre le masse. [33]

---

<sup>39</sup> Lo spessore delle pareti, nel caso di un serbatoio cilindrico, infatti, cresce al crescere della pressione dell'idrogeno che dovrà contenere secondo la relazione  $d_w = d_o \frac{\Delta p}{2\sigma + \Delta p}$  dove  $d_w$  è lo spessore della parete,  $d_o$  è il diametro esterno del cilindro,  $\Delta p$  è la differenza di pressione tra l'interno e l'esterno del serbatoio e  $\sigma$  è la resistenza alla trazione delle pareti [33]

## Stoccaggio in forma liquida

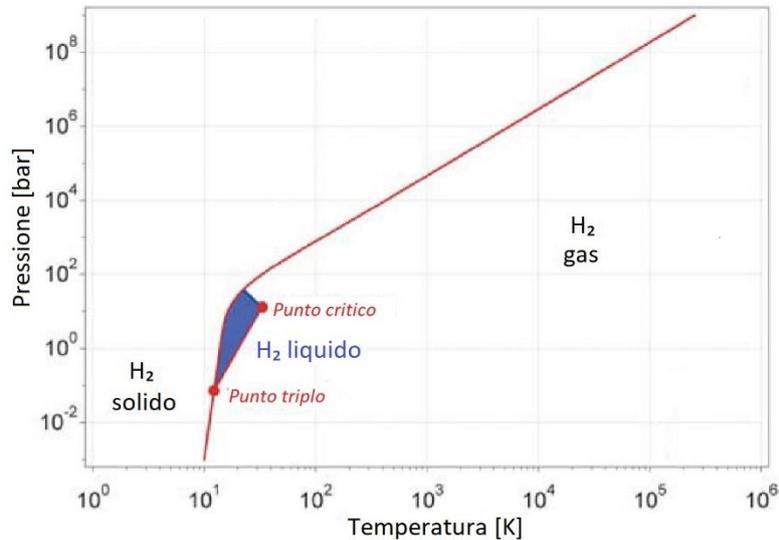


Figura 8 Diagramma di fase Idrogeno [33]

Come possiamo notare dalla Figura 8, per ottenere idrogeno liquido sono necessarie temperature comprese tra 21°K e 32°K<sup>40</sup> (corrispondenti a circa-252°C e -241°C). Lo stoccaggio dell'idrogeno in forma liquida prevede la sua conservazione a pressione atmosferica (mantenuta utilizzando serbatoi aperti che impediscono aumenti di pressione [33]) alla temperatura del punto triplo. Per raggiungere i 21° K richiesti sono necessari particolari sistemi di refrigerazione i quali, oltre ad avere costi elevati, hanno un consumo energetico pari a circa il 30% del contenuto energetico dell'idrogeno così liquefatto [8]. Una volta raggiunta tale temperatura, sono possibili due soluzioni: si possono utilizzare sistemi di refrigerazione sempre attivi in grado di mantenere l'idrogeno a temperature inferiori rispetto a quella critica, oppure, partendo da idrogeno liquefatto industrialmente si può rilasciare all'esterno la frazione di idrogeno che evapora per effetto delle infiltrazioni di calore [27]. Entrambe le soluzioni fanno uso di contenitori criogenici isolati di forma sferica<sup>41</sup> che limitano lo scambio di

<sup>40</sup> Rispettivamente la temperatura del punto triplo e temperatura critica

<sup>41</sup> In modo da aumentare l'isolamento termico garantendo un basso rapporto superficie/volume

calore con l'esterno per conduzione, convezione e irraggiamento; nonostante questo, come si può intuire, si avranno comunque delle perdite dovute all'evaporazione (1%-2% al giorno circa [34]) o la necessità di consumare energia per raffreddare il serbatoio. In particolare, circa il 50% dell'evaporazione è dovuta al calore generato dalla trasformazione da para-H<sub>2</sub> ad orto-H<sub>2</sub><sup>42</sup> che risulta essere una reazione esotermica [34].

I problemi legati all'evaporazione dell'idrogeno descritti sono particolarmente sentiti per l'utilizzo di queste tecnologie nelle applicazioni mobili come l'autotrazione; infatti, immagazzinare idrogeno in forma liquida comporterebbe un consumo di carburante anche a veicolo fermo.

Tale sistema è utilizzato anche dalla NASA per lo stoccaggio di idrogeno liquido per l'impiego nel settore aerospaziale. Proprio la NASA possiede il più grande sistema di immagazzinamento di idrogeno liquido al mondo con una capacità pari a 3800 m<sup>3</sup> [34].

## Accumulo chimico

L'accumulo chimico sfrutta idruri metallici (binari<sup>43</sup> o complessi<sup>44</sup>) o altre molecole nei quali viene trasformato l'idrogeno per poter essere maneggiato, trasportato e stoccato (anche per lunghi periodi) con più facilità, sicurezza ed efficienza energetica per essere poi estratto al momento dell'utilizzo.

Gli idruri metallici permettono di stoccare idrogeno in forma solida a temperature e pressioni ambientali, quindi in maniera facile e sicura. Inoltre, permettono di immagazzinare molto più idrogeno a parità di volume rispetto ai metodi precedenti<sup>45</sup>

---

<sup>42</sup> due forme della molecola di idrogeno caratterizzate da un diverso orientamento relativo degli spin nucleari

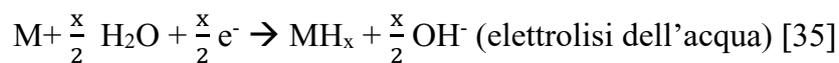
<sup>43</sup> Composti binari formati da idrogeno e da un metallo

<sup>44</sup> Composti ternari formati da idrogeno legato a due metalli

<sup>45</sup> L'idrogeno immagazzinato sotto forma di idruro metallico (MgH<sub>2</sub>) permette di immagazzinare 6.5 atomi di H per cm<sup>3</sup>; in forma gassosa 0.99 atomi di H per cm<sup>3</sup> ed in forma liquida 4.2 atomi di H per cm<sup>3</sup> [35]

permettendo di raggiungere densità energetiche volumiche più elevate [35]. Sebbene siano utilizzati metalli leggeri (come litio, sodio, magnesio, berillio, alluminio...) la densità energetica gravimetrica risulta molto ridotta per effetto dei pesi dei metalli<sup>46</sup>.

L'assorbimento di idrogeno nella struttura cristallina del metallo avviene generalmente sottraendo calore e ad alte pressioni [27] attraverso una delle seguenti reazioni chimiche esotermiche:



dove M rappresenta il metallo utilizzato.

Somministrando calore, avvengono le reazioni inverse che rilasciano idrogeno; avvenuta la deidrogenazione, gli idruri saranno nuovamente idrogenati per poter essere riutilizzati.

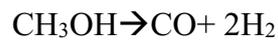
Gli idruri metallici sono al centro di studi e ricerche per ottimizzare l'utilizzo dei materiali già esistenti che per individuarne di nuovi. In particolare, un buon materiale per lo stoccaggio di idrogeno deve essere sicuro, avere una buona capacità di immagazzinare idrogeno (sia in rapporto alla massa che al volume), moderate temperature e pressioni di dissociazione, ridotta formazione di calore nella dissociazione e ridotta dissipazione di calore nella formazione (quindi ridotte perdite energetiche nella carica e nella scarica di idrogeno) bassi costi di ricarica ed un ciclo vita sufficientemente lungo. [35]

Il principale limite di questa tecnologia è dato dalla bassa densità energetica rispetto al peso, il quale, soprattutto nelle applicazioni mobili, ed in particolare quelle automobilistiche risulta essere un fattore estremamente importante in quanto fortemente impattante sulle prestazioni del veicolo.

---

<sup>46</sup> Gli idruri di magnesio  $MgH_2$  hanno la densità energetica gravimetrica più elevata tra tutti gli idruri reversibili attualmente disponibili utilizzabili per lo stoccaggio di idrogeno con una densità di 9 MJ/kg Mg [35]

In alternativa agli idruri metallici, l'idrogeno può essere accumulato chimicamente in altri suoi composti come il metanolo (CH<sub>3</sub>OH), l'ammoniaca (NH<sub>3</sub>) o il metilcicloesano (C<sub>7</sub>H<sub>14</sub>). Tra questi, il primo è uno dei principali candidati per il trasporto e lo stoccaggio di H<sub>2</sub>. Il metanolo, infatti, può essere prodotto facendo reagire i componenti del syngas (H<sub>2</sub>, CO e CO<sub>2</sub>) e, dalla sua decomposizione catalitica si possono ottenere, una molecola di CO e due di H<sub>2</sub> [34] secondo la reazione



In aggiunta, dal monossido di carbonio ottenuto, come già visto, con la reazione di *water-gas shift*, possiamo ottenere un'altra molecola di idrogeno. In tal modo possiamo ricavare dal metanolo il 18.75% in peso di idrogeno [34]

Utilizzare questa tecnologia è conveniente perché il metanolo a temperatura ambiente è liquido<sup>47</sup> ed ha una densità energetica volumetrica doppia rispetto all'idrogeno. In aggiunta, sono già state sviluppate celle a combustibile in grado di sfruttare direttamente il metanolo per produrre energia (come le Direct Methanol FC o le Solid Oxide FC).

---

<sup>47</sup> La temperatura di ebollizione del metanolo è di 64.7°C, ovvero 337.85° K

## Trasporto e distribuzione

L'utilizzo dell'idrogeno come vettore energetico presuppone la sua disponibilità nei vari punti di utilizzo. L'attuale mancanza di infrastrutture rende il trasporto e la distribuzione dell'idrogeno due aspetti critici per il suo sviluppo e la sua diffusione<sup>48</sup>. In questa fase possono essere adottate diverse soluzioni in base ai processi produttivi ed alle tecnologie di stoccaggio utilizzate (quindi in base alle condizioni fisiche dell'idrogeno), alle distanze da coprire, alle quantità da trasportare e al layout scelto. Infatti, possiamo avere due diversi tipi di layout caratterizzati da impianti di produzione centralizzata o decentralizzata. Nel primo caso saranno utilizzati grandi impianti per coprire i fabbisogni di idrogeno di un'ampia area geografica e di diverse stazioni di rifornimento, mentre nel secondo caso saranno utilizzati piccoli impianti (elettrolizzatori o impianti di reforming) connessi a singole stazioni di rifornimento [8].

Attualmente l'idrogeno può essere trasportato allo stato liquido o gassoso principalmente in due modalità: attraverso condotte o attraverso appositi camion e treni.

### Condotte

Le condotte permettono di trasportare idrogeno compresso allo stato gassoso. Questa tecnologia è già matura ed utilizzata grazie all'esperienza accumulata negli anni nel settore della distribuzione del gas. Infatti, già nel 1938 in Germania, nel distretto della Ruhr erano impiegate condotte in acciaio per il trasporto di idrogeno dai produttori ai consumatori [36] ed attualmente sono in funzione circa 700 km di

---

<sup>48</sup> Si consideri che attualmente in tutta Italia è presente solo un distributore di idrogeno per l'autotrazione a Bolzano [43]

idrogenodotti negli USA e circa 1600 km in Europa operanti a pressioni di circa 20 bar [8]. Il principale problema di questo sistema è dovuto ai costi da sostenere per la sua realizzazione; infatti, sarebbero necessari investimenti compresi tra 500 k€ e 1500 k€ per ogni km di idrogenodotto da realizzare, per un costo totale (per tutta l'Europa) compreso tra 700 B€ e 2200 B€ da sostenere entro il 2050 [8].

Una possibile alternativa alla costruzione di nuove condotte consiste nell'iniettare idrogeno nella rete di trasporto o distribuzione del gas naturale. A tal proposito sono stati effettuati degli esperimenti in Italia dalla Snam che, nel 2019 ha sperimentato l'immissione di un mix di idrogeno al 10% in volume e gas naturale nella propria rete di trasmissione [15]. Da tali studi è emerso che non sono necessari particolari investimenti per aggiornare le attuali condotte del gas per concentrazioni di idrogeno fino al 10%<sup>49</sup> [16], mentre per concentrazioni superiori (fino al 100%) sarebbero richiesti investimenti per circa 26B€ [16] per l'aggiornamento dei gasdotti italiani a cui vanno aggiunti i costi per la sostituzione di alcuni componenti come i contatori<sup>50</sup> e parte delle apparecchiature di privati e aziende alimentati a gas [16].

L'aggiornamento delle condotte per concentrazioni elevate è necessario principalmente per due motivi: il primo è dovuto alla ridotta densità energetica volumica dell'idrogeno. Infatti, già al 5% in volume, occorrerebbe aumentare i flussi operativi del 3.6% per trasportare gli stessi quantitativi energetici del caso base e senza un aggiornamento dell'infrastruttura, ciò causerebbe cali di pressione nella rete. Il secondo motivo è invece legato alla sicurezza; infatti, sebbene l'idrogeno non sia ritenuto più pericoloso di altri combustibili, a pressioni elevate e concentrazioni superiori al 20% in volume potrebbe degradare la struttura dei gasdotti in acciaio e ferro portando alla formazione di cricche. [16]

Nonostante gli sforzi economici necessari, l'iniezione di idrogeno nei gasdotti, in percentuali man mano crescenti, è una soluzione particolarmente interessante,

---

<sup>49</sup> Con tale percentuale, si potrebbero immettere in rete circa  $7 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup> di idrogeno riducendo le emissioni di CO<sub>2</sub> di circa  $5 \cdot 10^9$  kg. [15]

<sup>50</sup> Considerando un costo medio di circa 70÷ 80 € per ogni contatore, il costo totale della sostituzione dei soli contatori si aggira intorno ai 1.5B€ [16]

soprattutto nel contesto italiano dove è già presente un'infrastruttura molto sviluppata<sup>51</sup> per il trasporto e la distribuzione del gas naturale.

## **Reti stradali e ferroviarie**

Nelle reti stradali e ferroviarie, attraverso apposite cisterne è possibile trasportare idrogeno allo stato gassoso o liquido. Questa soluzione è particolarmente utilizzata per distanze ridotte e, nel caso dell'idrogeno gassoso per quantità ridotte. Infatti, questo sistema di trasporto e distribuzione soffre particolarmente delle problematiche dovute allo stoccaggio di idrogeno. Nel caso dell'idrogeno compresso abbiamo una ridotta densità energetica volumica che implica la necessità di far muovere un notevole numero di treni o camion cisterna<sup>52</sup> che oltre ad impattare sul costo finale dell'idrogeno andrebbero ad aggravare il problema già esistente della congestione stradale<sup>53</sup> [16]. Nel caso dell'idrogeno liquido, sarebbe sufficiente un numero notevolmente minore di camion cisterna<sup>54</sup>, ma, come visto nel paragrafo relativo allo Stoccaggio in forma liquida sarebbero necessari un notevole dispendio energetico e l'utilizzo di apposite cisterne criogeniche per portare e mantenere l'idrogeno alle temperature richieste e ciò, come intuibile, comporta costi operativi notevoli.

In aggiunta, ai costi operativi, sia per l'idrogeno in forma liquida che in forma gassosa, vanno considerati anche i costi di investimento iniziali che comprendono

---

<sup>51</sup> In Italia sono presenti circa 300000 km di gasdotti

<sup>52</sup> Considerando un elettrolizzatore di capacità pari ad 1 MW collegato ad un impianto fotovoltaico operativo 1500 ore all'anno avremo una produzione di idrogeno pari a circa 1500 MWh annui. Per trasportare tale quantità di idrogeno allo stato gassoso a 200 bar (considerando cisterne con capacità di 3400 m<sup>3</sup>) sarebbero necessari circa 150 camion annui, quindi approssimativamente un camion ogni due giorni [16].

<sup>53</sup> Per motivi di sicurezza potrebbero essere introdotti limiti di velocità più stringenti per i veicoli addetti al trasporto di idrogeno [16].

<sup>54</sup> Considerando cisterne con capacità di 3400m<sup>3</sup> e un elettrolizzatore con produzione annua di 1500MWh come nell'esempio precedente, utilizzando idrogeno liquido sarebbero sufficienti meno di 15 camion annui, quindi meno di uno ogni tre settimane. [16]

sia l'acquisto delle flotte, sia il rinnovamento di parte delle infrastrutture stradali e ferroviarie dove queste dovranno transitare [16].

# Utilizzo

## Attuali utilizzi e prospettive per il futuro

Il mercato dell'idrogeno è già attivo e la sua domanda è in forte crescita ormai da tempo. Nel 2019 ne sono stati prodotti 120 milioni di tonnellate (corrispondenti a circa 14.4 EJ), mentre solamente nel 2010 la produzione era di circa 90 milioni di tonnellate [17]. La stragrande maggioranza della domanda deriva dalle industrie; dove l'idrogeno è utilizzato già da decenni come materia prima. [19]

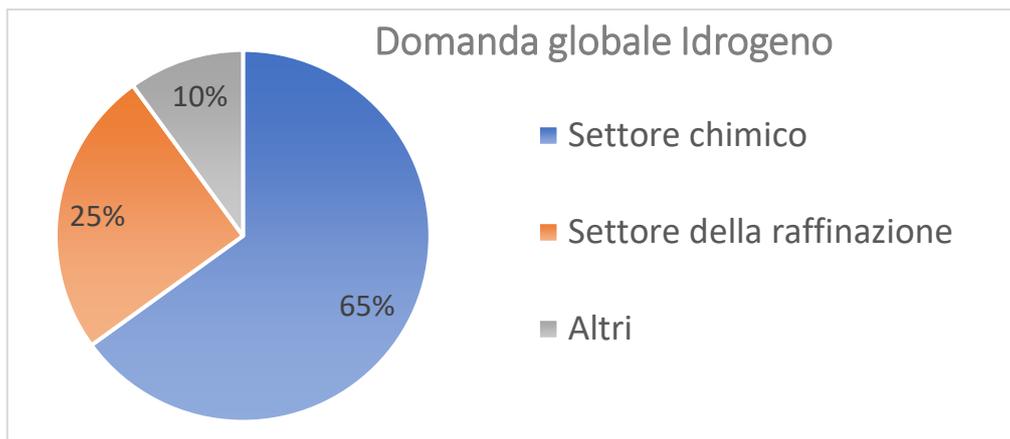


Figura 9 Attuale utilizzo di Idrogeno [19]

Come possiamo notare dalla Figura 9, quasi due terzi della domanda annua deriva del settore chimico dove è utilizzato come materia prima per la produzione di ammoniaca ( $\text{NH}_3$ ), polimeri e resine; circa un quarto è utilizzato dal settore della raffinazione del petrolio per i processi di *hydrocracking* e di *hydrotreating* per la desolforazione dei carburanti [19] [17]. Infine, la parte restante è utilizzata in gran parte nell'industria metalmeccanica per la ricottura<sup>55</sup> e in quantità minori nelle

<sup>55</sup> La ricottura è un trattamento termico eseguito sui metalli e sulle leghe metalliche consistente in un riscaldamento a temperatura notevolmente inferiore a quella di fusione, e in un successivo lento raffreddamento. Tale processo permette di ripristinare la duttilità del metallo o della lega persa in seguito alle deformazioni dovute alle lavorazioni [39].

industrie del vetro, alimentari<sup>56</sup>,... [19] [17]. Al di là di queste applicazioni convenzionali, conosciute ormai da decenni, la domanda attuale di idrogeno per fini energetici, è molto ridotta e per lo più limitata all'industria aerospaziale<sup>57</sup>, all'autotrazione ed alle celle a combustibile domestiche<sup>58</sup> [17]. Secondo l'IEA<sup>59</sup> a fine 2018, più di 380 stazioni di rifornimento erano attive e circa 11200 veicoli alimentati ad idrogeno (di cui circa 4000 unità vendute nel corso dello stesso anno) circolavano nelle strade di tutto il mondo [17]. Sebbene questi numeri possano sembrare incoraggianti, si consideri, che nel corso dello stesso anno, le vendite di auto elettriche sono state di 2.5 milioni di unità [17].

Più interessanti sono sicuramente le previsioni per il futuro; sebbene le varie stime presentino valori molto differenti tra loro; nei prossimi anni è prevista una forte crescita della domanda globale di Idrogeno. Le stime di Bloomberg New Energy Finance (BNEF) prevedono al 2050 una domanda di circa 27500 TWh di idrogeno<sup>60</sup>, circa il 24% del mix energetico complessivo nel caso di forti politiche di supporto e di 7500 TWh nel caso di deboli politiche in favore dell'idrogeno.

---

<sup>56</sup> Utilizzato in particolare per l'idrogenazione dei grassi, un processo che permette di trasformare gli oli dallo stato liquido a quello solido, ad esempio per la produzione di margarine

<sup>57</sup> Nell'industria aerospaziale l'idrogeno è comunemente utilizzato come combustibile per i razzi

<sup>58</sup> Micro-cogeneratori di energia elettrica e termica per abitazioni o aziende basati sulla tecnologia delle celle a combustibile [40]

<sup>59</sup> International Energy Agency

<sup>60</sup> Corrispondenti a circa 99 EJ, ovvero circa 7 volte i consumi attuali di idrogeno

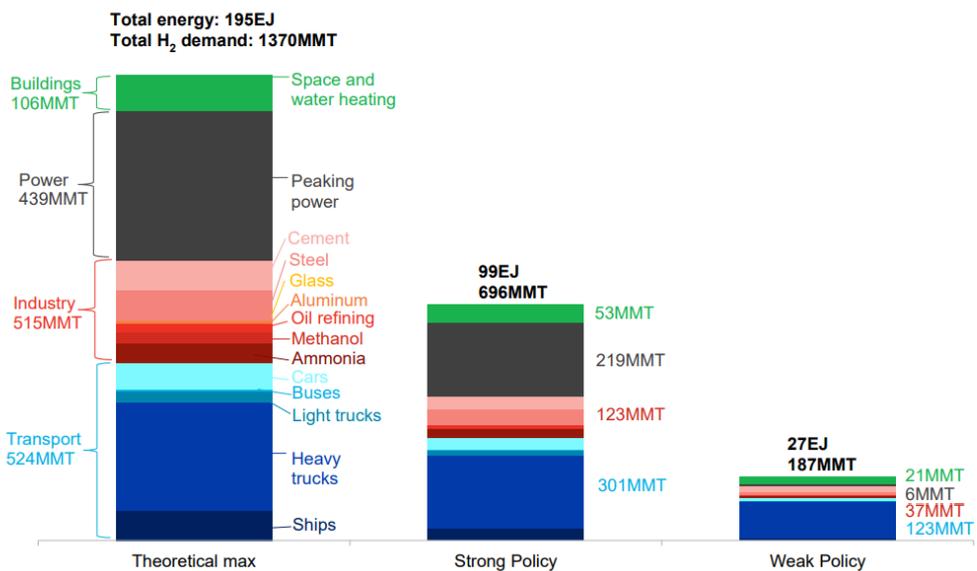


Figura 10 Stima della domanda globale di Idrogeno nel 2050 in diversi scenari [37]

Le stime per l'Europa e per l'Italia presentano risultati analoghi a quelli globali in termini percentuali:

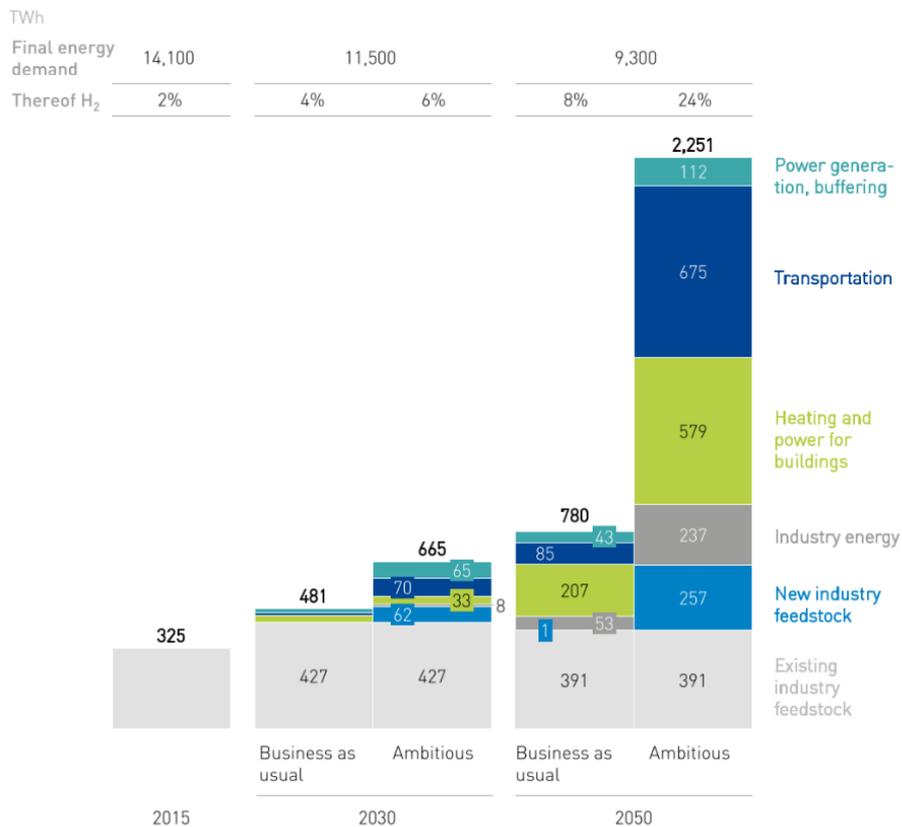


Figura 11 Stima della domanda di idrogeno in Europa nel 2030 e nel 2050 in diversi scenari [13]

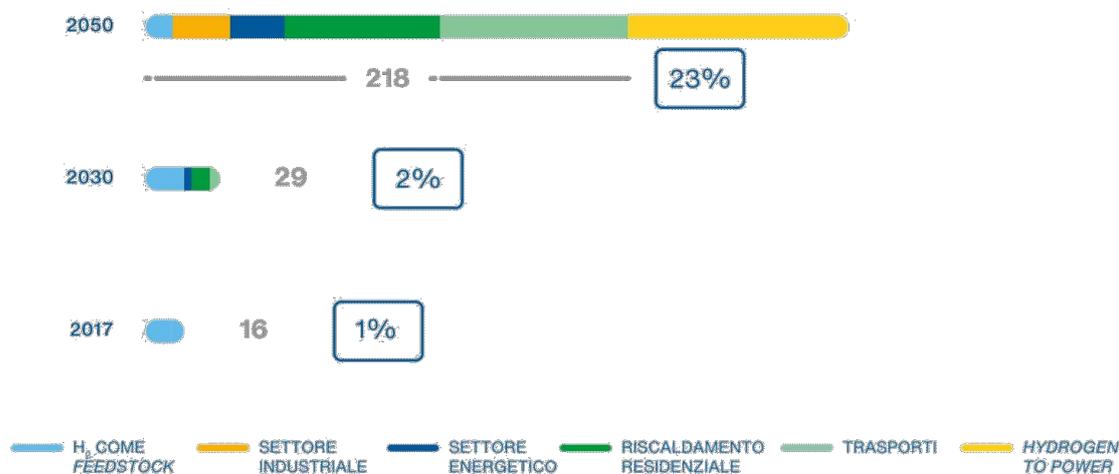


Figura 12 Domanda energetica di idrogeno in Italia (TWh totali e percentuali su totale dei consumi) nel 2050 [14].

Come possiamo notare dai dati riportati, in aggiunta alle applicazioni convenzionali già note (utilizzo come *feedstock*), entro il 2050, l'idrogeno potrebbe essere sfruttato per decarbonizzare i trasporti, la produzione di energia, la produzione industriale ed il riscaldamento delle abitazioni.

Il settore dei trasporti, con lo sviluppo dei veicoli a celle a combustibile e di carburanti sintetici è quello che secondo le stime beneficerà maggiormente dello sviluppo dell'idrogeno<sup>61</sup> [14]. I FCEV<sup>62</sup> essendo mossi da motori elettrici alimentati da celle a combustibile, hanno gli stessi vantaggi dei BEV<sup>63</sup> ovvero efficienze molto elevate e impatto nullo sull'inquinamento locale<sup>64</sup>, ma tempi di rifornimento e percorrenze simili ai veicoli termici a combustione interna (ICE<sup>65</sup>). Questa maggiore flessibilità permetterebbe di espandere la mobilità elettrica elettrificando tutti quei veicoli destinati a percorrere lunghe tratte o più in generale un elevato numero di chilometri giornalieri come ad esempio autobus, taxi, camion, ma anche treni [3], traghetti... [19]

<sup>61</sup> Il settore dei trasporti peserà il 43% sul totale dei consumi di idrogeno mondiali nel 2050 [14]

<sup>62</sup> *fuel cell electric vehicle*, cioè veicoli a celle a combustibile alimentate ad idrogeno

<sup>63</sup> *battery electric vehicle*

<sup>64</sup> Per avere un'idea dei benefici ambientali si consideri che un veicolo a combustione interna emette mediamente 110 grammi di CO<sub>2</sub> per km percorso.

<sup>65</sup> *internal combustion engine*

Nell'industria, in aggiunta all'utilizzo come materia prima, l'idrogeno potrebbe essere utilizzato in sostituzione del gas naturale o di altri combustibili fossili per ottenere attraverso specifici bruciatori calore ad alte temperature ( $>650^{\circ}\text{C}$ ) per la produzione di beni come cemento o ferro che richiedono significative quantità di calore. [19] Secondo i dati riportati nella Figura 10, l'industria potrebbe assorbire fino al 37% circa della produzione annua di idrogeno.

La produzione di energia dall'idrogeno potrebbe essere nel lungo termine un processo particolarmente interessante in quanto permette di immagazzinare grandi quantità energia elettrica sottoforma di idrogeno sia per cicli giornalieri che per cicli stagionali (dove attualmente risulta essere l'unica possibilità) [14] [19].

L'immagazzinamento di energia sarà una sfida tecnologica fondamentale per permettere lo sviluppo dell'energia eolica e solare in quanto queste fonti rinnovabili sono per loro natura instabili e non programmabili. Nel breve termine è però improbabile assistere ad uno sviluppo di tali applicazioni in quanto le efficienze sono ancora limitate (50%-60%) per effetto della doppia trasformazione di energia in idrogeno e di idrogeno in energia ed i CAPEX sono particolarmente elevati [19] [14].

Nel contesto del riscaldamento urbano, l'idrogeno può offrire una valida opzione per decarbonizzare gli usi termici specialmente nelle regioni a climi più freddi, considerato che tale settore è responsabile del 23% delle emissioni globali di  $\text{CO}_2$  [14]. Gli edifici richiedono grandi quantità di energia per il riscaldamento (circa il 60% dell'energia domestica viene utilizzata per usi termici) e l'utilizzo dell'idrogeno come combustibile termico abilita la riduzione di ingenti emissioni inquinanti [14].

## **Combustione dell'idrogeno**

Le applicazioni viste sfruttano principalmente la combustione dell'idrogeno o le celle a combustibile. Le tecnologie di combustione dell'idrogeno hanno raggiunto

piena maturità e sono già utilizzate in diverse applicazioni, ad esempio nell'industria chimica o per la propulsione spaziale [27]. L'idrogeno può essere utilizzato anche come un comune combustibile nei motori a combustione interna sia puro che miscelato con gas naturale. Nel breve termine potrebbe essere utilizzato senza particolari modifiche ai motori in concentrazioni fino al 30% in volume con effetti positivi sulle emissioni e sull'efficienza del motore [8]. In concentrazioni più elevate, per effetto della bassa densità dell'idrogeno sarebbero necessarie camere di combustione di volume maggiore rispetto ai tradizionali ICE<sup>66</sup> [27]. Anche in questo caso, le emissioni inquinanti risultano drasticamente ridotte rispetto a quelle tipiche degli idrocarburi e, in particolare, non si producono ossido di carbonio, incombusti, anidride carbonica ed ossidi di zolfo. Se la combustione avviene in aria, come per gli altri motori a combustione interna, è possibile la formazione di ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>)<sup>67</sup>. [27]

## **Celle a combustibile**

Per quanto, soprattutto nel breve termine, la combustione tradizionale possa essere molto interessante per aumentare la penetrazione dell'idrogeno sul mercato, solo l'uso delle celle a combustibile, permette di sfruttarlo appieno [27]. La tecnologia delle celle a combustibile è così promettente, in particolare nel settore del trasporto perché, oltre a garantire un impatto ambientale nullo a livello locale, garantisce efficienze quasi doppie rispetto ai comuni motori a combustione interna<sup>68</sup>

---

<sup>66</sup> *Internal combustion engine*

<sup>67</sup> Agenti inquinanti che si formano nei processi di combustione nei quali l'azoto libero, che costituisce circa l'80% dell'atmosfera, si combina con l'ossigeno. Dei vari ossidi di azoto, contribuiscono maggiormente all'inquinamento atmosferico il monossido di azoto (NO) e il biossido di azoto (NO<sub>2</sub>). Il contributo maggiore all'inquinamento da ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) proviene dai trasporti stradali, dalla combustione di combustibili fossili e dall'attività industriale. [42]

<sup>68</sup> A differenza delle conversioni energetiche tipiche delle combustioni tradizionali, le conversioni elettrochimiche che hanno luogo nelle pile a combustibile non hanno la necessità di passare attraverso una fase intermedia di produzione di energia termica, quindi possono avvenire al limite, in modo reversibile con rendimento prossimo all'unità [27]

mantenendo prestazioni simili in termini di autonomia, tempi di rifornimento velocità massima e accelerazione [8].

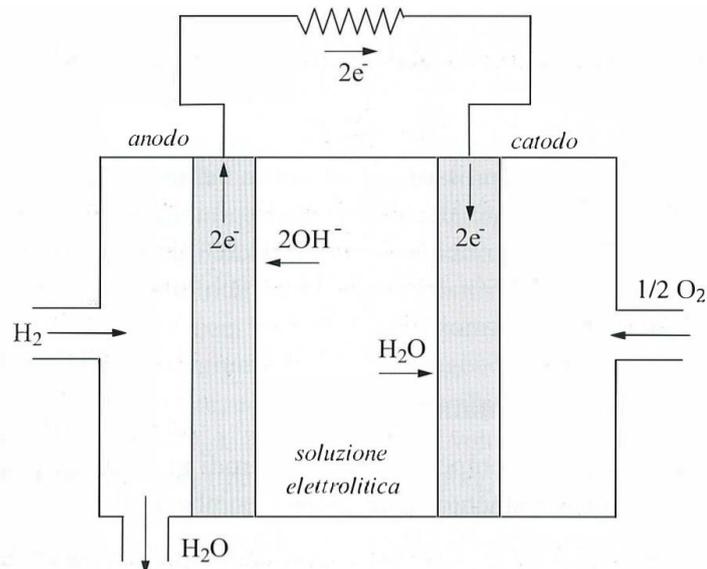
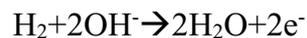


Figura 13 Schema funzionale di una cella a combustibile [27]

Le celle a combustibile, come le batterie, sono dei dispositivi elettrochimici in grado di convertire l'energia chimica contenuta in un combustibile (idrogeno nel nostro caso) in energia elettrica e calore [8]. Le celle a combustibile funzionano in modo opposto agli elettrolizzatori [27]: sono infatti costituite da due elettrodi in materiale poroso separati da un elettrolita che consente il passaggio di corrente (ovvero di ioni) all'interno della cella. Esistono diversi tipi di celle caratterizzate da elettroliti diversi come KOH, H<sub>3</sub>PO<sub>4</sub>, K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> [8].

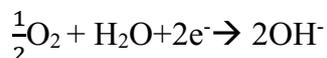
Prendiamo in considerazione le AFC<sup>69</sup> dove gli elettrodi sono immersi in una soluzione di idrossido di potassio (KOH). In queste, l'idrogeno si diffonde attraverso l'anodo (l'elettrodo a potenziale maggiore) e reagisce con gli ioni OH<sup>-</sup> della soluzione secondo la seguente reazione di ossidazione:




---

<sup>69</sup> Alkaline fuel cell

Gli elettroni così liberati passando per un circuito elettrico esterno si muovono verso il catodo<sup>70</sup>. Qui gli elettroni reagiscono con l'ossigeno e l'acqua secondo la seguente reazione di riduzione:



Nella soluzione elettrolitica gli ioni OH<sup>-</sup> migrano verso l'anodo, chiudendo il circuito elettrico interno. Come possiamo notare, nella reazione di ossidazione, si produce il doppio dell'acqua di quella consumata nella reazione di ossidazione, quindi l'acqua in eccesso (che costituisce l'unica emissione della cella) viene espulsa dall'anodo [27].

Ogni cella fornisce una tensione di circa 0.6V -0.7V, quindi per applicazioni pratiche, per ottenere una tensione adeguata è necessario collegare più celle in serie attraverso i *piatti bipolari* per formare gli *stack* [8].

Esistono diversi tipi di FC con diverse caratteristiche e con diversi stati di sviluppo:

Tabella 5 Confronto tra le principali tecnologie disponibili per le FC

<b>Cella a combustibile</b>	<b>Alcalina (AFC)</b>	<b>Elettrolita Polimerico (PEFC)</b>	<b>Ad Acido Fosforico (PAFC)</b>	<b>A carbonati fusi (MCFC)</b>	<b>Ad ossido solido (SOFC)</b>
<b>Elettrolita</b>	Idrossido di potassio	Membrana a scambio ionico	Acido fosforico liquido	Litio/Potassio carbonato	Zirconia stabilizzata con Ittria
<b>Temperature operative</b>	60-120°C	70-100°C	160-220°C	600-650°C	900-1000°C
<b>Efficienza elettrica</b>	60%	35-60%	40-50%	45-55%	45-60%
<b>Dimensioni</b>	5-100kW	<1-250kW	>11MW	50kW-3MW	1-200 kW

<sup>70</sup> Le celle a combustibile permettono di produrre energia elettrica in corrente continua, quindi nel caso applicazioni che necessitano corrente alternata vanno accoppiate agli inverter

	<b>AFC</b>	<b>PEFC</b>	<b>PAFC</b>	<b>MCFC</b>	<b>SOFC</b>
<b>Applicazioni</b>	Trasporti Usi spaziali e militari	Sistemi residenziali Trasporti Generatori di riserva	Impianti di generazione elettrica o di cogenerazione	Impianti di generazione elettrica o di cogenerazione industriale	Impianti di generazione elettrica o di cogenerazione Trasporti
<b>Vantaggi</b>	Elevata densità energetica	Elevata densità energetica	Elevata efficienza nella cogenerazione	Produzione di calore di grado elevato per la cogenerazione	Produzione di calore di grado elevato per la cogenerazione
	Basse temperature operative	Basse temperature operative		Possibile alimentazione con gas naturale <sup>71</sup>	Possibile alimentazione con gas naturale
		Avvio rapido Assenza di agenti corrosivi			
<b>Svantaggi</b>	Elevata sensibilità alle impurità (CO e CO <sub>2</sub> )	Elevata sensibilità alle impurità (CO e CO <sub>2</sub> )	Presenza di agenti corrosivi (H <sub>3</sub> PO <sub>4</sub> )	Presenza di agenti corrosivi	Problemi di durata e di stabilità meccanica dei componenti
		Richiede catalizzatori costosi	Richiede catalizzatori costosi Elevati costi di produzione	Elevati tempi di avvio	Elevati tempi di avvio

<sup>71</sup> Possono integrare sistemi per il reforming del gas naturale

Negli ultimi decenni, molti governi ed i principali produttori di automobili hanno sostenuto ingenti investimenti per la ricerca e lo sviluppo di celle a combustibile [8] raggiungendo un buon livello di sviluppo tecnologico, tanto che sono già disponibili sul mercato alcuni modelli di auto ad idrogeno<sup>72</sup>. Nonostante questo, per raggiungere percentuali rilevanti di market share vanno superate ancora delle barriere tecniche ed economiche in aggiunta a quelle viste nei capitoli precedenti riguardanti il trasporto, la distribuzione e lo stoccaggio. In particolare, sono necessari ancora investimenti in ricerca per migliorare gli stack sotto l'aspetto della durata della vita utile e dell'affidabilità [8]. In aggiunta, per effetto dei bassi volumi di produzione, parte dei componenti e degli stack sono prodotti tramite processi manuali, quindi i sistemi di alimentazione hanno ancora costi molto elevati [8]. Tali costi, fortemente dipendenti dai volumi di produzione sono così suddivisi:

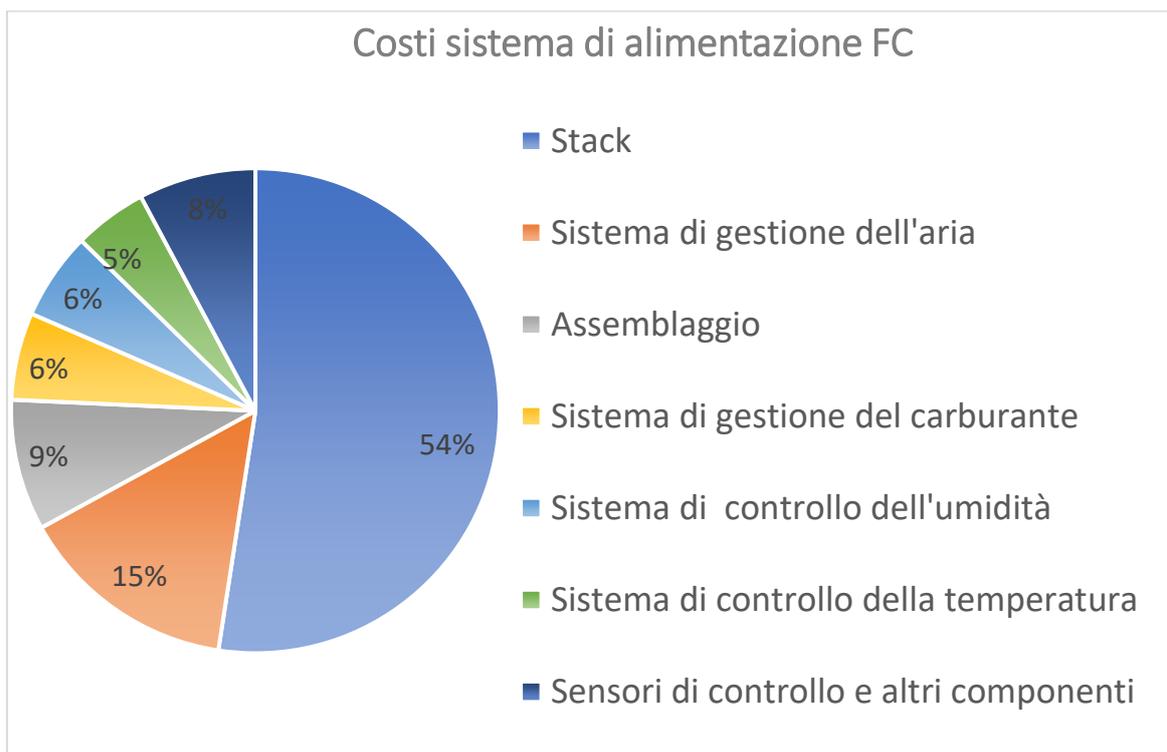


Figura 14 Stima della struttura dei costi del sistema di alimentazione di un veicolo a celle a combustibile [8]

<sup>72</sup> Sul mercato italiano sono disponibili due modelli di auto alimentate con la tecnologia delle FC, ovvero la Toyota Mirai (<https://www.toyota.it/gamma/mirai/nuova-mirai>) e la Hyundai Nexa (<https://www.hyundai.com/it/models/nexo011.html>)

## Conclusione

In questo testo sono state analizzate le varie fasi del ciclo di vita dell'idrogeno come vettore energetico per la decarbonizzazione dell'Europa e del mondo. In particolare, è stato mostrato come l'idrogeno verde potrebbe assumere un ruolo fondamentale nella lotta ai cambiamenti climatici, nel sistema energetico e nell'economia dei prossimi anni, in particolar modo nel contesto di ripresa economica dalla crisi dovuta al COVID-19. Allo stesso tempo, per cercare di rappresentare al meglio la complessità del quadro, è stato evidenziato come siano necessari ancora ingenti investimenti e sforzi nella ricerca per superare le barriere tecniche ed economiche relative alle fasi di produzione, stoccaggio, trasporto, distribuzione ed utilizzo che attualmente ne impediscono una vasta diffusione.

In conclusione, ciò che deve emergere dalle pagine precedenti è la necessità di cambiamento in tempi brevi per costruire un sistema economico resiliente e sostenibile spezzando il legame tra crescita economica e aumento delle emissioni in modo da contenere il riscaldamento globale al di sotto della soglia dei 2°C.

L'utilizzo dell'idrogeno come vettore energetico, comporta, però, delle sfide non indifferenti per individuare le soluzioni agli aspetti critici descritti; occorre dunque un approccio serio ed olistico da parte della politica, delle imprese, ma anche dei cittadini di tutto il mondo. Sono infatti indispensabili, come visto nei grafici relativi alle previsioni di sviluppo della domanda per il 2050 (Figura 10 e Figura 11), politiche di sostegno a favore dell'idrogeno. Queste potrebbero comprendere incentivi, introduzione di carbon tax (ovvero penalizzazioni sulle emissioni di CO<sub>2</sub>), ma anche leggi e normative tecniche che, colmando le attuali lacune, regolino l'iniezione di idrogeno nella rete del gas naturale o semplifichino le procedure burocratiche per la realizzazione di impianti di produzione ecc. In aggiunta sono necessari ingenti investimenti nella creazione e nell'aggiornamento delle infrastrutture, a sostegno delle università e dei poli di ricerca per abbattere le

barriere tecniche ma anche quelle sociali. Per la transizione verso l'economia dell'idrogeno è fondamentale, infatti, il ruolo dei singoli cittadini, quindi la loro sensibilizzazione. È necessario che ciascuno modifichi i propri comportamenti e il proprio stile di vita privilegiando il bene comune ed il rispetto per l'ambiente ai propri interessi. A tal fine dovrebbero essere introdotti nuovi programmi educativi per gli studenti, programmi di formazione per i lavoratori (in particolar modo per i dipendenti delle aziende direttamente interessate dallo sviluppo dell'idrogeno) e programmi di sensibilizzazione e informazione attraverso i vari mezzi di comunicazione, in modo da istruire, sensibilizzare e rendere consapevole delle sfide climatiche e delle nuove tecnologie tutta la popolazione.

Sebbene la strada della transizione verso l'economia dell'idrogeno sia costellata da ostacoli dovuti in gran parte alle sue caratteristiche fisico-chimiche, è necessario uno sforzo collettivo per un futuro migliore per noi e per le generazioni future.

## Bibliografia

- [1] European Commission, «A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe,» 2020. [Online]. Available: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/5602f358-c136-11ea-b3a4-01aa75ed71a1/language-en>.
- [2] World Energy Council, «Hydrogen Study: International H<sub>2</sub> Strategies,» Germany, 2020.
- [3] C. Dominelli, «Mobilità sostenibile: così l'asse Snam-Alstom darà vita ai treni a idrogeno in Italia,» Il sole 24 ore, 2020. [Online]. Available: <https://www.ilsole24ore.com/art/mobilita-sostenibile-cosi-l-asse-snam-alstom-dara-vita-treni-idrogeno-italia-AD62QSV>.
- [4] Enel Green Power, «Accordo Enel Green Power - NextChem idrogeno verde,» 2020. [Online]. Available: <https://www.enelgreenpower.com/content/dam/enel-egp/documenti/comunicati-stampa/ita/Accordo%20Enel-Nextchem%20idrogeno%20verde.pdf>.
- [5] Redazione Economia, «Enel e Saras insieme per lo sviluppo dell'idrogeno verde,» 2021. [Online]. Available: [https://www.corriere.it/economia/aziende/21\\_febbraio\\_16/enel-saras-insieme-lo-sviluppo-dell-idrogeno-verde-borsa-societa-moratti-segna-83percento-9ba7b90e-703d-11eb-8f84-ab1601eaf9fe.shtml](https://www.corriere.it/economia/aziende/21_febbraio_16/enel-saras-insieme-lo-sviluppo-dell-idrogeno-verde-borsa-societa-moratti-segna-83percento-9ba7b90e-703d-11eb-8f84-ab1601eaf9fe.shtml).
- [6] Air Liquide, «Air Liquide costruirà la prima stazione di idrogeno a elevata pressione per camion a lunga percorrenza in Europa,» 2020. [Online].

Available:

[https://industria.airliquide.it/sites/industry\\_it/files/2020/07/02/air\\_liquide\\_costruira\\_la\\_prima\\_stazione\\_a\\_idrogeno\\_a\\_elevata\\_pressione\\_per\\_camion\\_a\\_lunga\\_percorrenza\\_in\\_europa.pdf](https://industria.airliquide.it/sites/industry_it/files/2020/07/02/air_liquide_costruira_la_prima_stazione_a_idrogeno_a_elevata_pressione_per_camion_a_lunga_percorrenza_in_europa.pdf).

- [7] Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, «Hydrogen Roadmap Europe,» 2019. [Online]. Available: <https://www.fch.europa.eu/news/hydrogen-roadmap-europe-sustainable-pathway-european-energy-transition>.
- [8] Snam, European House Ambrosetti, «H2 Italy 2050 - Una filiera nazionale dell'idrogeno per la crescita e la decarbonizzazione dell'Italia,» 2020. [Online]. Available: [https://www.ambrosetti.eu/wp-content/uploads/H2\\_Italy\\_2020\\_ITA\\_web.pdf](https://www.ambrosetti.eu/wp-content/uploads/H2_Italy_2020_ITA_web.pdf).
- [9] C. Saccani, M. Pellegrini e A. Guzzini, «Analysis of the existing barriers for the Market Development of Power to Hydrogen (P2H) in Italy,» *Energies*, 2020.
- [10] Redazione ANSA, «Auto: nel 2021 ripresa mercato, ma crisi filiera forniture,» 30 12 2020. [Online]. Available: [https://www.ansa.it/canale\\_motori/notizie/analisi\\_commenti/2020/12/30/auto-nel-2021-ripresa-mercato-ma-crisi-filiera-forniture\\_f412e8ac-8650-46a2-bd32-5e198fd56d20.html](https://www.ansa.it/canale_motori/notizie/analisi_commenti/2020/12/30/auto-nel-2021-ripresa-mercato-ma-crisi-filiera-forniture_f412e8ac-8650-46a2-bd32-5e198fd56d20.html).
- [11] M. Bellettato, «Il primo elemento,» [Online]. Available: <https://www.eni.com/it-IT/mobilita-sostenibile/idrogeno-energia-alternativa.html>.
- [12] M. Conte, F. Di Mario, A. Iacobazzi, A. Matteucci, A. Moreno e M. Ronchetti, «Hydrogen as Future Energy Carrier: The ENEA Point of View on Technology and Application Prospects,» *Energies*, 2009.

- [13] Assogastecnici Federchimica (Federazione Nazionale dell'Industria Chimica), «Obiettivo idrogeno - Proprietà chimico-fisiche,» [Online]. Available: [http://idrogeno.assogastecnici.federchimica.it/portale\\_idrogeno/home.nsf/0/8BB24BE1C69B1B66C125734E0032D48C?OpenDocument#:~:text=PORTALE%20IDROGENO%3APropriet%C3%A0%20chimico%2Dfisiche&text=L%27idrogeno%20%C3%A8%20un%20gas,pi%C3%B9%20leggero%20dell%27aria](http://idrogeno.assogastecnici.federchimica.it/portale_idrogeno/home.nsf/0/8BB24BE1C69B1B66C125734E0032D48C?OpenDocument#:~:text=PORTALE%20IDROGENO%3APropriet%C3%A0%20chimico%2Dfisiche&text=L%27idrogeno%20%C3%A8%20un%20gas,pi%C3%B9%20leggero%20dell%27aria).
- [14] Linde Group, «Proprietà e rischi dell'idrogeno,» [Online]. Available: 6. [https://www.linde-gas.it/it/images/Propriet%C3%A0%20e%20rischi%20dell%E2%80%99idrogeno\\_tcm335-169742.pdf](https://www.linde-gas.it/it/images/Propriet%C3%A0%20e%20rischi%20dell%E2%80%99idrogeno_tcm335-169742.pdf).
- [15] SOL Group, «Scheda dati di sicurezza Idrogeno,» 2016. [Online]. Available: [http://www2.sol.it/msds2/MSDS\\_067A\\_SOLIT\\_IT\\_5.0.pdf](http://www2.sol.it/msds2/MSDS_067A_SOLIT_IT_5.0.pdf).
- [16] H. Guoping, C. Chao, T. L. Hiep, W. Yue, L. Congmin, T. Lefu, M. Yuhan, H. Guangli e G. L. Kevin , «A Review of Technical Advances, Barriers, and Solutions in the Power to Hydrogen (P2H) Roadmap,» *Engineering*, vol. 6, pp. 1364-1380, 2020.
- [17] IRENA (International Renewable Energy Agency), «Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition,» 2018. [Online]. Available: [https://www.h2it.it/wp-content/uploads/2019/01/IRENA\\_Hydrogen\\_from\\_renewable\\_power\\_2018.pdf](https://www.h2it.it/wp-content/uploads/2019/01/IRENA_Hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf).
- [18] J. Giliberto, «Verde, blu, grigio: tutte le sfumature dell'idrogeno,» *Il sole 24 ore*, 2020. [Online]. Available: <https://www.ilsole24ore.com/art/verde-blu-grigio-tutte-sfumature-dell-idrogeno-ADBOqa4>.

- [19] U.S. Department of energy, «Hydrogen Production: Natural Gas Reforming,» 2013. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-natural-gas-reforming>.
- [20] M. Brocco, R. Infusino e G. Monteleone, «La produzione di idrogeno da idrocarburi,» 2003. [Online]. Available: <http://eboals.bologna.enea.it/matform/Idrocomb/Brocco.pdf>.
- [21] D. P. Harrison, «Sorption-Enhanced Hydrogen Production: A review,» 2008. [Online]. Available: <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/ie800298z#>.
- [22] G. Collodi, «Hydrogen Production via Steam Reforming with CO<sub>2</sub> Capture,» [Online]. Available: <https://www.aidic.it/CISAP4/webpapers/7Collodi.pdf>.
- [23] G. Girardi, «Tecnologie di cattura e sequestrazione della CO<sub>2</sub>,» 2011. [Online]. Available: <https://www.enea.it/it/seguici/documenti/quaderni-energia/catturaco2.pdf>.
- [24] G. Cau e D. Cocco, «Processi di Gassificazione,» 2012. [Online]. Available: <https://people.unica.it/giorgiocau/files/2012/11/Gassificazione-1.pdf>.
- [25] G. Comini, G. Croce e S. Savino, in *Energetica Generale*, S.G.E., 2011.
- [26] A. Leanza, «Produzione di idrogeno da combustibili solidi: ottimizzazione delle rese di produzione,» Università di Pisa, 2006. [Online]. Available: <https://etd.adm.unipi.it/t/etd-09262006-160800/>.
- [27] A. Pozio e A. Cemmi, «La produzione dell'idrogeno mediante elettrolisi,» *La Chimica e l'Industria*, pp. 108-113, 2010.

- [28] A. Pozio e A. Cemmi, «Processo di elettrolisi dell'acqua per la produzione di idrogeno: stato dell'arte ed applicazioni tecnologiche,» *ENEA*, 2008.
- [29] Siemens, «Hydrogen – Bridging Sectors and Regions,» 2019. [Online]. Available: [https://www.eugcc-cleanenergy.net/sites/default/files/6.\\_session\\_2\\_manuel\\_kuehn\\_siemens\\_ua\\_e.pdf](https://www.eugcc-cleanenergy.net/sites/default/files/6._session_2_manuel_kuehn_siemens_ua_e.pdf).
- [30] Horizon Project 2020- Store & Go, «Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimisation,» 2020. [Online]. Available: [https://www.storeandgo.info/fileadmin/dateien/STORE\\_GO\\_power\\_to\\_gas\\_roadmap\\_update.pdf](https://www.storeandgo.info/fileadmin/dateien/STORE_GO_power_to_gas_roadmap_update.pdf).
- [31] A. Zuttel, «Hydrogen storage methods,» *Springer-Verlag*, n. 91, pp. 157-172, 2004.
- [32] E. Scafè, «Trasporto e stoccaggio di idrogeno- Treccani,» 2005. [Online]. Available: [https://www.treccani.it/export/sites/default/Portale/sito/altre\\_aree/Tecnologia\\_e\\_Sienze\\_applicate/enciclopedia/italiano\\_vol\\_2/361-374\\_ita.pdf](https://www.treccani.it/export/sites/default/Portale/sito/altre_aree/Tecnologia_e_Sienze_applicate/enciclopedia/italiano_vol_2/361-374_ita.pdf).
- [33] M. Hirscher, F. Lamari-Darkrim e B. Sakintuna, «Metal hydride materials for solid hydrogen storage: A review,» *International Journal of Hydrogen Energy (Science Direct)*, vol. 9, n. 32, pp. 1121-1140, 2007.
- [34] M. Conte, F. Di Mario, A. Iacobazzi, R. Infusino, A. Mattucci, M. Ronchetti e R. Vellone, «Veicoli a idrogeno: stato attuale e prospettive di sviluppo,» *Energia, ambiente e innovazione*, vol. 1, n. 03, pp. 33-70, 2002.
- [35] Snam, «Snam e l'idrogeno,» 08 Settembre 2020. [Online]. Available: [https://www.snam.it/it/transizione\\_energetica/idrogeno/snam\\_e\\_idrogeno/](https://www.snam.it/it/transizione_energetica/idrogeno/snam_e_idrogeno/).

- [36] IRENA (International Renewable Energy Agency), «Hydrogen: A renewable energy perspective,» 2019. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Hydrogen-A-renewable-energy-perspective>.
- [37] Bloomberg Finance, «Hydrogen Economy Outlook,» 2020. [Online]. Available: <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>.
- [38] Il sole 24 ore, «Opex e Capex,» 2016. [Online]. Available: <https://argomenti.ilsole24ore.com/parolechiave/opex-e-capex.html>.
- [39] Ministero dell'interno - Corpo Nazionale dei Vigili del fuoco, «Chimica e Fisica dell'incendio,» [Online]. Available: <http://www.vigilfuoco.it/sitiComandi/GestioneSiti/downloadFile.asp?s=43&f=42828..>
- [40] Treccani, «Ricottura,» [Online]. Available: <https://www.treccani.it/enciclopedia/ricottura/>.
- [41] BlueGEN, [Online]. Available: <https://www.solidpower.com/en/bluegen/>.
- [42] ENEA, «Ossidi di azoto (NOx),» ENEA, [Online]. Available: <https://www.enea.it/it/seguici/le-parole-dellenergia/glossario/parole/ossidi-di-azoto-nox>.
- [43] Istituto per Innovazioni Tecnologiche Bolzano (IIT) , «H2-South Tyrol Centro H2,» [Online]. Available: <https://www.h2-suedtiroel.com/it>.

## Indice delle Tabelle e delle Figure

Tabella 1 Proprietà fisico-chimiche idrogeno .....	8
Tabella 2 Confronto costi di Produzione tramite steam reforming [16] .....	14
Tabella 3 Confronto caratteristiche gassificatori a letto fisso, fluido e trascinato [26] [27].....	19
Tabella 4 Confronto caratteristiche elettrolizzatori EAT e PEM [19] .....	25
Tabella 5 Confronto tra le principali tecnologie disponibili per le FC.....	46
Figura 1 Densità energetica volumetrica e gravimetrica dei vari combustibili [12] ...	8
Figura 2 Attuale produzione di idrogeno [19].....	9
Figura 3 Tecnologie disponibili per la produzione di idrogeno [21].....	10
Figura 4 Rappresentazione delle diverse tipologie di gassificatori disponibili.....	20
Figura 5 Rappresentazione schematica elettrolizzatore alcalino [30] .....	24
Figura 6 Rappresentazione della struttura dei costi per ogni kg di Idrogeno prodotto da elettrolisi [31].....	26
Figura 7 Grafico rappresentante l'andamento dei costi degli elettrolizzatori fino al 2050 [32].....	28
Figura 8 Diagramma di fase Idrogeno [33] .....	31
Figura 9 Attuale utilizzo di Idrogeno [19].....	39
Figura 10 Stima della domanda globale di Idrogeno nel 2050 in diversi scenari [37] .....	41
Figura 11 Stima della domanda di idrogeno in Europa nel 2030 e nel 2050 in diversi scenari [13] .....	41
Figura 12 Domanda energetica di idrogeno in Italia (TWh totali e percentuali su totale dei consumi) nel 2050 [14]......	42
Figura 13 Schema funzionale di una cella a combustibile [27].....	45

Figura 14 Stima della struttura dei costi del sistema di alimentazione di un veicolo a  
celle a combustibile [8]..... 48

## **Ringraziamenti**

A conclusione di questo lavoro di tesi ci tengo a ringraziare tutti coloro che con la loro disponibilità ed il loro aiuto hanno contribuito in qualche modo alla stesura.

In primis, il relatore, Prof. Francesco Corvaro che specialmente nelle prime fasi mi ha guidato e fornito ogni informazione necessaria chiarendo ogni mio dubbio.

Proseguo con il personale della biblioteca della facoltà di ingegneria che, nonostante le limitazioni dovute alla pandemia ha saputo aiutarmi nella ricerca e nella consultazione delle fonti bibliografiche citate nel testo.

Rivolgo un grazie affettuoso alla mia famiglia che mi ha sempre sostenuto e spronato a dare il massimo nel corso di questo cammino, ed in particolare a mio fratello Paolo che con la sua esperienza e conoscenza del mondo universitario ha sempre saputo consigliarmi e supportarmi.

Ringrazio di cuore Sofia che in questo periodo mi è stata a fianco sempre con affetto, fiducia nelle mie capacità e pazienza nell' ascoltarmi, capirmi ed incoraggiarmi.

Un ringraziamento in conclusione va ai miei amici, colleghi universitari e tutti coloro con cui ho condiviso questo percorso.