

2 Stato tecnologico e ruolo dell'idrogeno nella transizione energetica

2.1 Introduzione e motivazioni per lo sviluppo delle tecnologie ad idrogeno

Ogni anno circa 50 milioni di tonnellate di idrogeno sono prodotte sul nostro pianeta [17]. L'idrogeno è quasi interamente utilizzato come materia prima all'interno delle industrie di raffinazione e della chimica. Secondo uno studio di Freedonia Group (2011), in Italia la domanda di idrogeno rappresenta circa lo 0.9 % della domanda mondiale, circa 0.448 Mt annue di idrogeno nel 2011 (Tabella 1).

Tabella 1: Domanda annua di idrogeno per settore in Italia (Fonte: Freedonia Group, 2011)

Domanda di idrogeno	2001	2006	2011	2016	2021	Unità
Raffinazione petrolifera	328,000	392,000	360,000	424,000	464,000	t/anno
Industria chimica	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	t/anno
Altro	48,000	48,000	40,000	48,000	48,000	t/anno
TOTALE	424,000	488,000	448,000	520,000	560,000	t/anno

Oltre allo storico utilizzo industriale, l'utilizzo dell'idrogeno come vettore energetico sta cominciando ad emergere. Infatti, l'idrogeno è un **vettore energetico flessibile, con potenziali applicazioni in tutti i settori dell'energia**. Inoltre, si tratta di uno dei pochi vettori energetici **potenzialmente a zero emissioni**, insieme all'elettricità e ai biocarburanti avanzati.

L'idrogeno è un vettore energetico e non una fonte energetica: sebbene l'idrogeno come componente molecolare (ad esempio nell'acqua come H_2O oppure nel metano come CH_4) è abbondante in natura, è necessario utilizzare dell'energia per generare idrogeno puro (H_2). L'idrogeno può essere prodotto da diverse fonti energetiche primarie o secondarie. Fonti energetiche primarie utili per la produzione di idrogeno comprendono fonti rinnovabili, come la biomassa, ma anche combustibili fossili, come il gas naturale e il carbone. L'elettricità può essere utilizzata per la produzione di idrogeno, attraverso il processo di elettrolisi che consente la separazione dell'acqua (H_2O) nei suoi componenti idrogeno e ossigeno. L'idrogeno in sé non contiene carbonio, se utilizzato in una cella a combustibile (fuel cell), il vapore acqueo è l'unico scarico. Tuttavia, considerando l'interno ciclo di vita, l'idrogeno può avere un significativo impatto ambientale, le sue emissioni di anidride carbonica sono determinate dalla fonte di energia primaria e dal processo utilizzato per la produzione di idrogeno. Queste emissioni devono essere prese in considerazione nel selezionare le modalità di produzione più opportune, in grado di soddisfare i sempre più stringenti obiettivi ambientali e climatici.

L'idrogeno può svolgere un **ruolo determinante nel futuro dei trasporti** su strada e nella correlata qualità dell'aria in ambiente urbano: **i veicoli elettrici a fuel cell (FCEV) non emettono né CO_2 né altri inquinanti particolarmente dannosi per la salute umana (NO_2 , polveri sottili).**



La produzione di idrogeno da energia elettrica e lo stoccaggio in forma gassosa o liquefatta potrebbe rappresentare una **valida opzione per aumentare la flessibilità del sistema energetico**, consentendo l'integrazione di elevate quote di fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico, eolico). L'energia elettrica da VRE porta l'impronta temporale e spaziale della sua risorsa: i profili di radiazione solare, di velocità del vento. Questi profili non sono necessariamente allineati con quelli della domanda energetica, sia dal punto di vista temporale che spaziale, ciò comporta periodi di eccesso di offerta alternati a periodi di deficit. Questa è una sfida, perché la rete elettrica richiede che l'offerta e la domanda di energia elettrica siano in equilibrio in ogni momento. L'infrastruttura di rete, una produzione flessibile, una gestione della domanda (DSM, Demand Side Management) e lo stoccaggio di energia possono essere utilizzati per garantire il bilancio elettrico e la qualità del servizio di distribuzione, ma devono essere utilizzati in base alla loro performance economica.

I sistemi di stoccaggio di energia elettrica possono essere classificati in base alle dimensioni e in base alla loro capacità di potenza in ingresso e in uscita. Il numero annuo di cicli previsti, l'efficienza di andata e ritorno, l'efficienza di auto-scarica, la posizione all'interno del sistema energetico e i tempi di risposta sono altri parametri importanti [18]. Le **tecnologie basate sull'idrogeno sono adatte per applicazioni di storage di energia elettrica su grande scala**, alla scala dei megawatt, che coprono tempi di stoccaggio da orari a stagionali (Figura 4). Possono essere **classificati come segue**:

- **Power to power:** l'elettricità viene trasformata in idrogeno tramite elettrolisi, stoccata e ri-elettrificata quando necessario tramite una fuel cell;
- **Power to gas:** l'energia elettrica si trasforma in idrogeno tramite elettrolisi, esso viene quindi miscelato nella rete del gas naturale o trasformato in metano sintetico;
- **Power to fuel:** l'elettricità viene trasformata in idrogeno utilizzato come combustibile per FCEV nel settore dei trasporti.
- **Power to feedstock:** l'energia elettrica si trasforma in idrogeno utilizzato direttamente come materia prima, ad esempio nell'industria della raffinazione o nell'industria chimica.

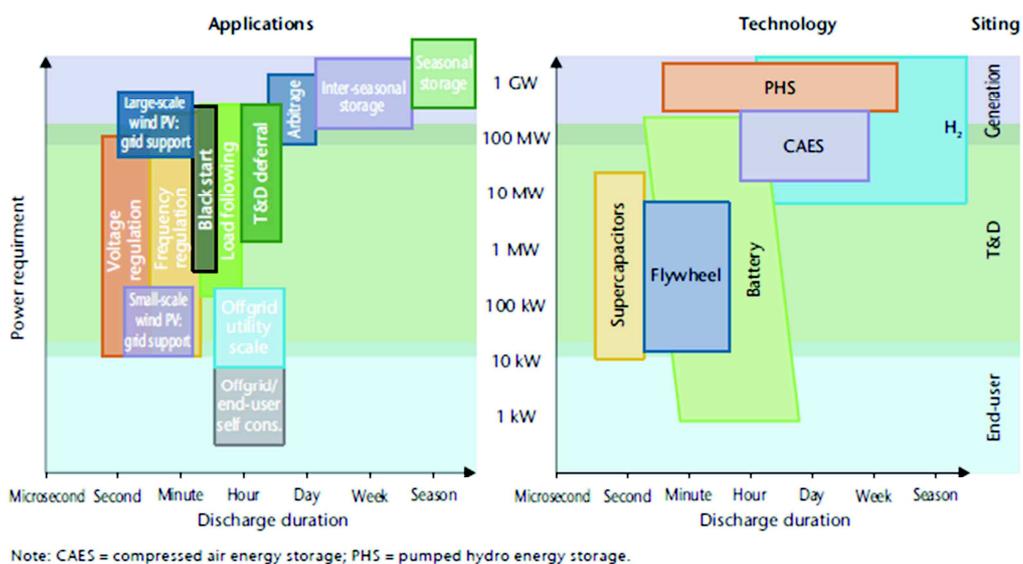
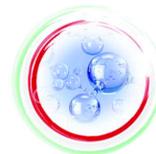


Figura 4: Applicazioni e tecnologie per lo stoccaggio elettrico



In un recente studio di ENEA [19], è stato analizzato uno scenario tipo di evoluzione delle fonti rinnovabili elettriche in Italia e delle conseguenze tecnico-economiche del futuro sistema di generazione elettrica sulla base degli obiettivi prefissati a livello europeo e nazionale. Lo Scenario ENEA è riassunto in Tabella 2.

Tabella 2: Scenario ENEA di evoluzione delle fonti rinnovabili elettriche in Italia

	2012	2020	2030	2050
Consumi (TWh/anno)	328	367	415	420
Quota rinnovabile (%)	28.4	35.4	52	85
Energia da FER programmabili (TWh)	60.7	79.1	91.5	117
Energia da FER non programmabili (TWh)	32.3	50.9	124.5	240
Rapporto Produzione non programmabile/Consumo (%)	9.85	13.86	30.0	57.14
Potenza eolica (GW)	8	12.1	20	25
Potenza fotovoltaica (GW)	16.6	23.7	70.2	152.3
Rateo "massimo" FER non programmabili ^a	0.77	0.92	2.12	3.93

^a definito come rapporto fra "Capacità FER non programmabili" e "Consumo a mezzogiorno nel giorno di minimo carico"

Dall'analisi del "rateo" fra capacità installata e consumo emerge che, a partire dal 2020 assumerà importanza l'incremento dell'**accumulo elettrico**, che **diverrà essenziale** a partire dal 2030 **per evitare situazioni generalizzate di sovraccapacità**. Le nuove FER che verranno introdotte a partire già dal breve/medio termine ma soprattutto nel lungo termine **dovranno possedere sempre maggiori caratteristiche di dispacciabilità, tramite propri sistemi di accumulo**, in questo modo diverranno "più programmabili".

Nelle Appendici 6.1.1 e 6.1.2 sono state rispettivamente approfondite le seguenti tematiche:

- Stima del potenziale italiano di produzione idrogeno da fonti elettriche rinnovabili non dispacciabili;
- Ruolo dell'elettrolisi nella produzione di idrogeno per la mobilità e suoi effetti per il bilanciamento e la stabilizzazione della rete elettrica italiana.

2.2 Stato tecnologico attuale e prospettive future

2.2.1 L'idrogeno per la mobilità

Il trasporto su strada è un grande emettitore di anidride carbonica. Oltre ad evitare la domanda di trasporto su strada e incentivare il passaggio a modi di trasporto più efficienti, come il trasporto di passeggeri e merci su rotaia, una sostanziale decarbonizzazione del settore dei trasporti su strada può essere ottenuta:

- 1) aumentando la quota di uso diretto di energia elettrica a basse emissioni in veicoli elettrici a batteria (BEVs) e veicoli elettrici ibridi plug-in (PHEVs);
- 2) aumentando in modo significativo la quota di biocarburanti sostenibili, in combinazione con motori ad alta efficienza ibridi a combustione interna (ICEs) e PHEVs;



3) utilizzando FCEVs alimentati da idrogeno prodotto a basso tenore di carbonio.

Tutte e tre le opzioni possono contribuire in modo sostanziale alla riduzione delle emissioni (Figura 5), ma devono superare diverse barriere.

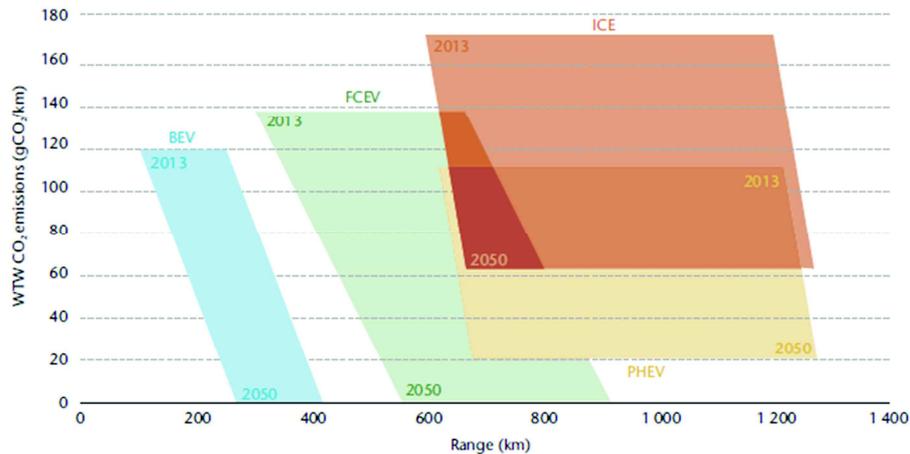


Figura 5: Emissioni dal pozzo alla ruota (well-to-wheel, WTW) vs autonomia per diverse opzioni tecnologiche di mobilità

I veicoli BEVs possono attingere da una produzione di energia elettrica e da un'infrastruttura di trasporto e distribuzione (T&D) già esistenti, nonché fare affidamento sul fatto che il loro impatto in termini di emissioni di CO₂ sarebbe ridotto dalla decarbonizzazione già in atto nel settore elettrico. Eppure, le batterie riscontrano un serio compromesso tra capacità e peso, nonché l'incertezza sull'autonomia e i lunghi tempi di ricarica sono grandi preoccupazioni per l'accettabilità dell'utente finale.

Nel caso dei biocarburanti, la produzione solleva dubbi per quanto riguarda la sostenibilità e la sottrazione dal settore alimentare, in particolare tenendo conto che una considerevole quantità di biocarburanti saranno necessari per decarbonizzare il trasporto di merci su lungo raggio (su strada, aerei e marittimo).

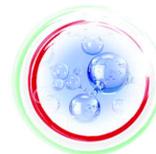
I veicoli FCEV possono fornire un servizio di trasporto paragonabile ai veicoli di oggi, e, allo stesso tempo, garantire ambiziosi obiettivi di indipendenza energetica e sicurezza climatica. Qui, la sfida è quella di costruire una nuova capacità di produzione di idrogeno, T&D e la rete di vendita al dettaglio. Il principale ostacolo da superare è il rischio legato a notevoli investimenti nella produzione di FCEVs su vasta scala, da un lato, e infrastrutture per il roll-out dell'idrogeno, dall'altro.

2.2.2 Veicoli FCEV

Attualmente circa 540 FCEVs (autovetture e autobus) sono in attività come vettura pilota in tutto il mondo, in particolare in Europa (192), Stati Uniti, Giappone, Corea del Sud [4].

I veicoli FCEVs sono essenzialmente veicoli elettrici che utilizzano idrogeno immagazzinato in un serbatoio pressurizzato e una cella a combustibile per la produzione di energia a bordo. I veicoli FCEVs sono anche auto ibride, l'energia di frenata viene recuperata e accumulata in una batteria. L'alimentazione elettrica della batteria viene usata per ridurre la domanda di picco della cella a combustibile in accelerazione e per ottimizzare l'efficienza operativa.

I veicoli FCEVs sono usualmente riforniti con idrogeno gassoso a pressioni tra 35 MPa e 70 MPa. Tuttavia i serbatoi a 70 MPa consentono autonomie molto più alte a volumi accettabili, i veicoli più recenti sono



conformi a questa scelta tecnologica. **Attualmente, per le autovetture, l'efficienza su strada (fuel economy) è di circa 1 kg di idrogeno ogni 100 km percorsi, con autonomie da circa 500 km a 750 km e tempi di ricarica inferiori ai 5 minuti.**

Nonostante i costi dei veicoli FCEV sono ad oggi elevati³, **il costo è previsto convergere entro il 2030 con quello delle altre tecnologie di alimentazione, grazie ad economie di scala (Figura 6, [20]).**

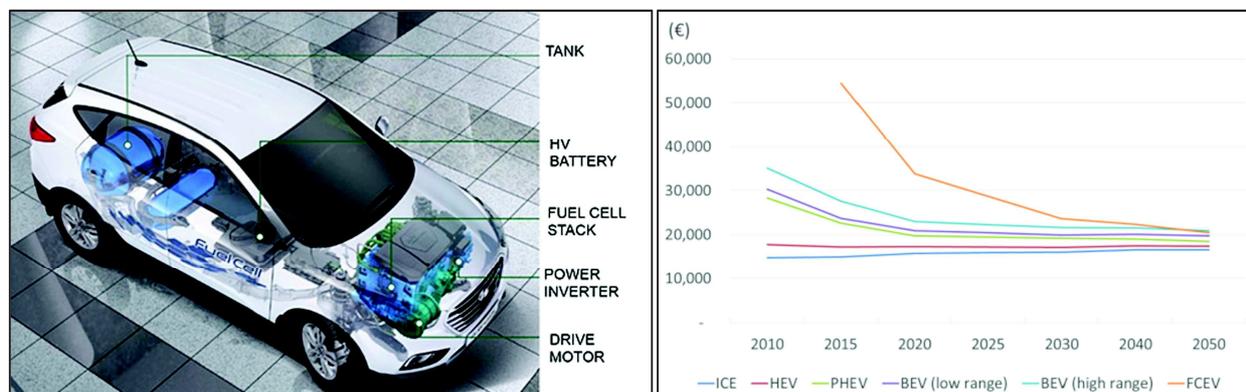


Figura 6: Componenti di un'auto FCEV e previsioni di costo delle autovetture per tecnologia di alimentazione in Europa

A conferma dell'interesse nella tecnologia FCEV, **le maggiori aziende automobilistiche mondiali hanno già integrato la tecnologia delle fuel cell ad idrogeno nei loro piani strategici.** La maggior parte di questi costruttori hanno iniziato ad investire in ricerca e sviluppo negli ultimi vent'anni, dai primi prototipi si è passati rapidamente, negli ultimissimi anni, alla produzione su scala commerciale. In particolare meritano attenzione i costruttori asiatici, Honda, Hyundai, Toyota (Figura 7).

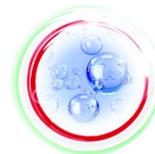
L'Honda FCX Clarity è una vettura FCEV a idrogeno prodotta da Honda. La produzione è iniziata nel Giugno 2008, è stato il primo veicolo a celle a combustibile ad idrogeno a disposizione dei clienti al dettaglio. Nel 2013 Honda e General Motors hanno siglato un accordo per lo sviluppo condiviso della tecnologia fuel cell. Nei primi mesi del 2016 Honda ha introdotto sul mercato internazionale un nuovo modello, con un'autonomia di 750 km, un dato migliore del 30% rispetto alla precedente versione.

La Hyundai ha realizzato il primo impianto al mondo per la produzione in serie di autoveicoli ad idrogeno, inaugurato nel gennaio 2013 per la produzione di 1000 Hyundai ix35 Fuel Cell. Hyundai punta a vendere più di 10,000 veicoli FCEVs in Corea del Sud entro il 2025.

Toyota ha lanciato alla fine del 2014 il suo modello Mirai (che in giapponese significa futuro). A detta del costruttore i piani di vendita previsti parlano di 700 auto nel 2015, 2000 auto nel 2016, 3000 auto nel 2017, oltre 30,000 auto nel 2020. La domanda attuale del modello Mirai è già di tre volte quella dei piani di produzione.

In Europa, Symbio FCell progetta, produce e crea applicazioni industriali relative a celle a combustibile a idrogeno. Le soluzioni innovative sviluppate da Symbio FCell sono concepite per essere installate sui veicoli elettrici di serie, aumentandone l'autonomia delle batterie (tecnologia Range Extenders). I sistemi distribuiti da Symbio FCell sono stati progettati con l'assistenza fornita dalla CEA Energy Commission e da Michelin.

³ I prezzi annunciati fino ad oggi sono stati fissati, per le autovetture, a circa 60,000 euro.



Sul lato italiano, anche FCA detiene esperienze nel settore FCEV. La Fiat Panda Hydrogen è un prototipo FCEV, realizzato dalla casa torinese nel 2005 con il sostegno dei Ministeri della Ricerca e dell'Ambiente. Lo sviluppo avanzato di questo modello è avvenuto all'interno del progetto "Zero Regio", finanziato dalla Commissione Europea, in attuazione del "VI Programma Quadro", con lo scopo di promuovere la mobilità a basso impatto ambientale. La sperimentazione, affidata alle concept car di Fiat e Daimler Chrysler, è stata attuata nelle due città campione di Francoforte e Mantova; in quest'ultima è stata verificata la funzionalità quotidiana della vettura Fiat attraverso i tre prototipi messi a disposizione dell'Amministrazione Comunale.

FCA ha inoltre sperimentato la possibilità dell'utilizzo dell'idrometano nel suo impiego nei motori a combustione interna dove il metano è usato in miscela con l'idrogeno stesso. L'esperienza sul metano, maturata dal Centro Ricerche Fiat (CRF) e da FPT Powertrain Technologies, ha permesso l'avvio di due importanti progetti di indagine, uno focalizzato sulle city car (Panda miscela metano/idrogeno) e l'altro sui veicoli commerciali leggeri (EcoDaily Idrometano). A fine 2009 è stata consegnata in Italia alla Regione Lombardia la prima flotta sperimentale di Panda alimentate a miscela di metano e idrogeno. Le vetture sono state realizzate dal consorzio costituito da CRF, Eni, FAST, NCT e Sapio. Un Iveco EcoDaily a Idrometano è stato consegnato nel 2011 alla società Autostrada del Brennero, all'interno di un progetto promosso dalla stessa autostrada A22.



Figura 7: Modelli di auto FCEV attualmente sul mercato: da sinistra, Honda Clarity, Hyundai ix35 Fuel Cell e Toyota Mirai

Varie sperimentazioni hanno coinvolto anche il **trasporto di massa**, sin dai primi anni '90. Esempi degni di nota sono coincisi con eventi globali quali i giochi olimpici di Pechino nel 2008, l'Expo di Shanghai nel 2010, i giochi olimpici di Vancouver sempre nel 2010. In Giappone autobus ad idrogeno sono in uso per servizi shuttle negli aeroporti di Tokyo, Nagoya e Kansa. In California alcune aziende hanno introdotto autobus ad idrogeno nelle loro flotte. Gli autobus FCEV rappresentano già da ora una soluzione per ridurre i costi ambientali e sanitari indotti dai mezzi pubblici, il potenziale nel rendere la mobilità urbana green&clean e i relativi benefici è enorme.

Negli ultimi 15 anni, in Europa, sono stati operativi autobus FCEV su circa 8 milioni di km, dimostrando che la tecnologia funziona, è flessibile, operativa e sicura. Un totale di 84 autobus FCEV sono operativi, o in procinto di esserlo, in 17 città e regioni in 8 paesi europei (Figura 8). Gli autobus FCEV hanno ampiamente dimostrato di poter essere utilizzati sulle rotte normali, in servizio regolare di passeggeri, senza vincoli a doversi adattare a tratte selezionate o personalizzate.

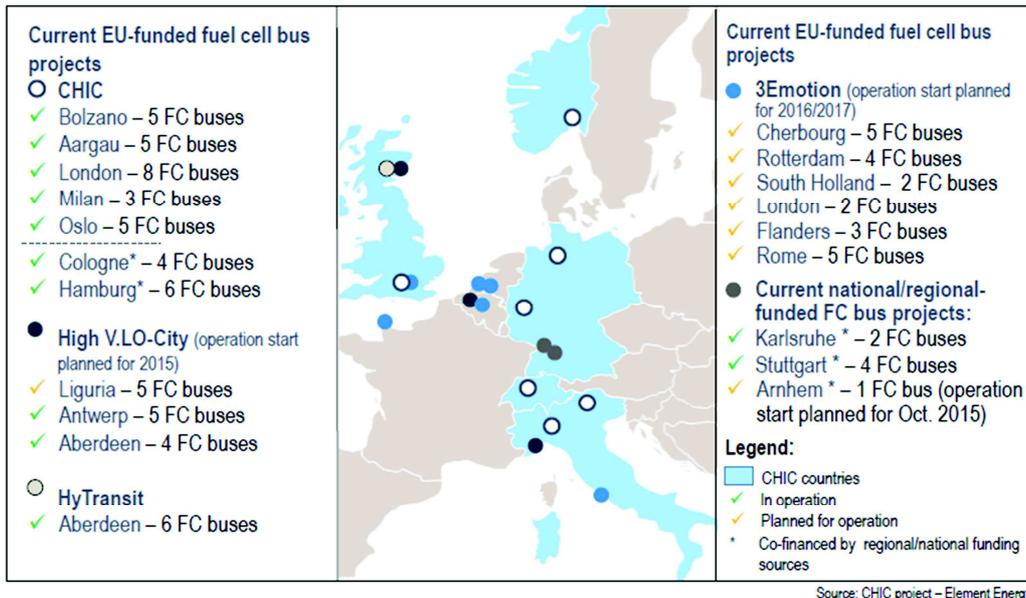


Figura 8: Autobus FC attualmente in servizio o in procinto di esserlo in Europa

Le **autonomie quotidiane** arrivano fino a **450 km**, con **efficienze di consumo di circa 8-9 kg di H₂ / 100 km**, i **tempi di rifornimento** sono **inferiori a 10 minuti**. Gli autobus FCEV sono in grado di raggiungere lo stesso chilometraggio quotidiano degli autobus diesel convenzionali, hanno piena flessibilità di rotta e non richiedono alcuna infrastruttura lungo il percorso. Pertanto, gli autobus FCEV sono in grado di combinare tutti i vantaggi di un veicolo elettrico (zero emissioni locali, ridotti livelli di rumore) con la flessibilità operativa degli autobus diesel convenzionali (lunga autonomia, assenza di infrastruttura lungo il percorso, tempi brevi di ricarica).



Figura 9: Sommario dei vantaggi operativi degli autobus FCEV ad idrogeno

I futuri costi d'acquisto degli autobus FCEV dipenderanno dalla rapidità nel raggiungere effetti di scala e dal cammino tecnologico seguito. In un percorso in grado di cogliere sinergie di tecnologia con il mercato FCEV automobilistico (Automotive FC), i **costi d'acquisto e i TCO (Total Cost of Ownership) potrebbero essere pressoché alla pari con la tecnologia diesel ibrida entro il prossimo decennio** [6] (Figura 10).

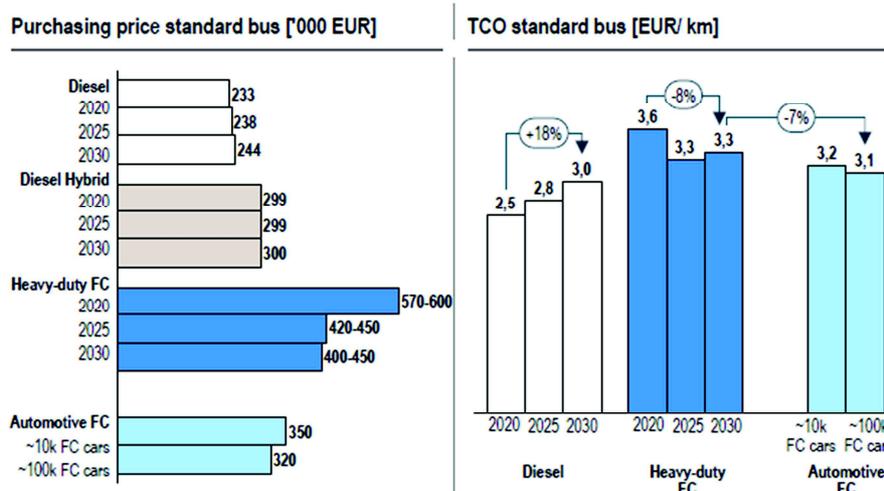
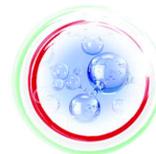


Figura 10: Costo d’acquisto e TCO degli autobus per tecnologia di alimentazione in Europa

Al fine di maturare ulteriormente la tecnologia, raccogliere le esperienze operative e stimolare lo sviluppo del mercato, gli operatori del trasporto pubblico europeo e le autorità del settore devono impegnarsi attivamente. La piattaforma europea “Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking” sta attivamente promuovendo e finanziando diversi progetti, da 10 fino a più di 20 autobus FCEV per località.

Un altro promettente filone di diffusione dell’idrogeno nella mobilità è il **trasporto merci**: i motori a combustione interna oggi utilizzati su camion (nel 94% dei casi alimentati a gasolio [21]) potrebbero essere sostituiti con impianti propulsivi costituiti da fuel cells e motori elettrici. Tale soluzione risulta vantaggiosa rispetto all’ipotesi di trasporto merci tramite veicoli elettrici plug-in sia in termini di carico utile sia in termini di consumi. A pari massa totale del veicolo (rispetto alla quale sono classificate le strade e sono quindi consentiti o negati i percorsi di viaggio), per garantire la medesima percorrenza odierna, i veicoli elettrici a batteria disporrebbero di un carico utile molto limitato. I veicoli a FC alimentati a idrogeno, invece, mostrano valori comparabili a quelli dei veicoli a gasolio odierni. Il settore del trasporto merci ha d’altronde un peso molto rilevante in termini di consumo energetico, rappresentando nella UE-25 oltre il 40% del consumo totale di tutti i combustibili liquidi per utilizzo stradale [22].

Renault Trucks e le poste francesi (“La Poste”) stanno perseguendo il loro impegno per una strategia di sviluppo sostenibile e sarà l’introdotta, in via sperimentale e come primo caso in Europa, un camion elettrico dotato di un range extender alimentato ad idrogeno (sviluppato da Symbio FCell). Questo modello da 4,5 tonnellate denominato Maxity Electric (Figura 11) gode di una autonomia raddoppiata a 200 chilometri, 100 km dalla batteria e 100 km dalla fuel cell, ed è in fase di testing in condizioni reali a Dole (Dipartimento Jura). I risultati delle prove effettuate con questi veicoli ibridi elettrici/a idrogeno sono stati un netto aumento della produttività, oltre a diversi altri vantaggi collaterali, come il drastico miglioramento della soddisfazione degli addetti dovuto al comfort di guida. Dal punto di vista dell’azienda i principali benefici sono stati la pianificazione delle risorse e la responsabilità ambientale del marchio.



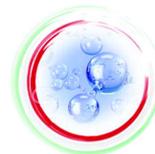
Figura 11: Il camion elettrico dotato di range extender ad idrogeno in fase di testing presso il servizio postale francese

Interessanti prospettive riguardano anche il **trasporto ferroviario**, specialmente sulle linee non elettrificate. In Italia, RFI SpA gestisce 16,529 km di rete ferroviaria, 11,727 dei quali elettrificati e 4,802 a trazione diesel. Da questo punto di vista, le regioni più disagiate sono la Valle d’Aosta e la Sardegna, interamente non elettrificate. In virtù di un accordo firmato alla fiera InnoTrans di Berlino il 24 Settembre 2014, Alstom sta lavorando per fornire ben 40 treni per il servizio commerciale sulle linee regionali della Germania entro il 2020. Le lettere di intenti firmate da Alstom, i Länder della Bassa Sassonia, Nord Reno-Westfalia e Baden-Württemberg e l'autorità dei trasporti di Hesse, prevedono che entro il 2018 siano sviluppati due treni prototipo. Il governo federale tedesco sta fornendo assistenza finanziaria attingendo ai finanziamenti a fondo perduto per progetti di trasporto sostenibile.

Presso l’Hydrogen Park di Marghera, si sta conducendo la progettazione e la sperimentazione di un **vaporetto ad idrogeno** ad emissioni zero. Nel Febbraio 2015, sul Bollettino Ufficiale della Regione Veneto, è stata pubblicata la delibera della Giunta che dà il via libera alla progettazione e realizzazione di Hepic (Hydrogen electric passenger venice boat), un’imbarcazione per il trasporto di circa 40 passeggeri del tipo di quelle utilizzate attualmente per il servizio di linea (Alilaguna), tra l’aeroporto Marco Polo e il centro storico. Il primo esemplare della nuova imbarcazione sarà realizzato dall’associazione temporanea di imprese Hydrogen Park Green Water Mobility, che ha come capofila la veneziana Alilaguna e che comprende il cantiere nautico Vizianello e la start-up innovativa EconBoard. Il progetto utilizzerà anche le tecnologie sviluppate da Enel Distribuzione, che realizzerà le infrastrutture per la movimentazione elettrica, e da Dolomitech, azienda trentina produttrice degli autobus a idrogeno.



Figura 12: Vaporetto idrogeno a Venezia



Infine, i **carrelli elevatori** a fuel cell costituiscono un mercato emergente. Alimentati da idrogeno, offrono svariati vantaggi:

- diversamente dai carrelli elevatori convenzionali ICE **non emettono inquinanti, aspetto vitale per chi opera in ambienti confinati**;
- **richiedono pochi minuti per una ricarica completa** (molto meno rispetto alla ricarica di una batteria elettrica);
- valutare l'autonomia di una batteria elettrica è estremamente difficile e soggetto ad imprecisione, al contrario, **il guidatore di un carrello elevatore ad idrogeno conosce esattamente quanta energia è rimasta**: è la pressione dell'idrogeno nel serbatoio.

Non è quindi sorprendente che Walmart, il gigante USA della grande distribuzione, ha equipaggiato il suo nuovo centro di Calgary (Canada) con svariate decine di carrelli elevatori ad idrogeno. Allo stesso modo Coca-Cola ne ha recentemente acquisito una quarantina per il suo centro di distribuzione a San Leandro (USA). In totale, circa 60 piattaforme logistiche in tutto il mondo sono attualmente equipaggiate con carrelli elevatori ad idrogeno (Figura 13). Attualmente è stimato che il numero di carrelli elevatori a idrogeno superi le 10,000 unità, di cui alcune centinaia in Europa mentre negli USA già 7,500 erano in esercizio a fine 2014.



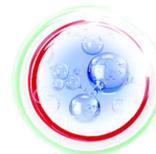
Figura 13: Esempio di carrelli elevatori ad idrogeno operanti in ambiente industriale. A sinistra esempio di stazione di rifornimento.

2.2.3 Tecnologie per la produzione dell'idrogeno

Esistono varie tecnologie in grado di separare l'idrogeno dagli altri elementi chimici a cui è naturalmente associato. Il valore di queste tecnologie deve essere valutato tenendo conto di almeno 5 criteri: (1) maturità, (2) efficienza energetica, (3) competitività economica, (4) emissioni di gas serra, (5) disponibilità locale dell'energia primaria.

L'idrogeno può essere prodotto da gas naturale mediante SMR (Steam Methane Reforming), dal carbone tramite gassificazione del carbone e reforming, dalle biomasse sempre mediante gassificazione e reforming e infine da energia elettrica (elettrolisi). Attualmente, più del 95% dell'idrogeno viene prodotto da fonti fossili.

Il costo di produzione dell'idrogeno (levelised cost of hydrogen generation) è calcolato sulla base di parametri economici quali i costi di investimento, i costi della fonte primaria, il prezzo del carbonio, i costi operativi e di manutenzione e il tasso di interesse, così come sulla base di parametri tecnologici come



l'efficienza di conversione, la vita e i fattori di utilizzo annuali. In Tabella 3 le performance attuali delle tecnologie chiave per la produzione dell'idrogeno [4].

In Figura 14 vengono illustrati i costi attuali e al 2050 relativi alla produzione di idrogeno (senza T&D), come indicati dall'IEA nel suo recente "Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells" [4]. Si presume che l'energia in surplus⁴ da fonti rinnovabili sarà disponibile a prezzi da circa 14.5 euro a circa 21.75 euro per MWh per 1,370 a 2,140 ore all'anno, a seconda della regione.

Tabella 3: Performance attuali delle tecnologie chiave per la produzione dell'idrogeno

Applicazione	Capacità energetica	Efficienza energetica*	Costi di investimento**	Vita	Maturità
SMR grande scala	150-300 MW	70-85%	290-435 €/kW	30 anni	Maturo
SMR piccola scala	0.15-15 MW	~ 51%	2,175-3,626 €/kW	15 anni	Introduzione sul mercato
Elettrolizzatori alcalini	Fino a 150 MW	65-82% (HHV)	616-1,088 €/kW	60,000-90,000 ore	Maturo
Elettrolizzatori PEM	Fino a 150 kW (stacks), fino a 1 MW (sistema)	65-78% (HHV)	1,088-2,755 €/kW	20,000-60,000 ore	Introduzione sul mercato
Elettrolizzatori SO	Scala di laboratorio	85-90% (HHV)	-	~ 1,000 ore	R&D

* = le efficienze sono espresse in LHV, se non diversamente specificato

** = tutti i costi di investimento sono riferiti all'energia di output

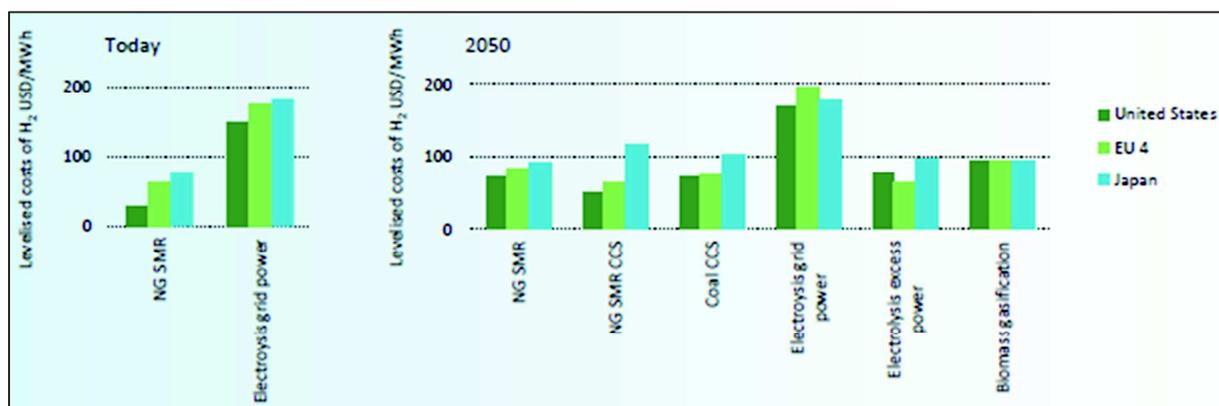
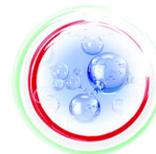


Figura 14: Costi attuali e al 2050 per la produzione dell'idrogeno senza T&D (Fonte: IEA)

Circa il 48% dell'idrogeno mondiale è attualmente prodotto da gas naturale mediante il processo di **Steam Methane Reforming (SMR)**. Questo processo si basa su una reazione tra metano e vapore acqueo ad alta temperatura in presenza di un catalizzatore (Figura 15). La concentrazione di CO₂ nei gas di scarico è alta,

⁴ Per elettricità in surplus ci si riferisce a energia elettrica da VRE, che non può essere immessa nella rete elettrica a causa dello sfasamento temporale e geografico tra generazione e domanda di energia elettrica.



per questo motivo gli impianti di SMR sono candidati promettenti per l'applicazione della tecnologia CCS (Carbon Capture and Storage), che potrebbe condurre a una riduzione dell'80% delle emissioni di carbonio.

Prodotto su larga scala, in grandi impianti, i costi dell'idrogeno dipendono principalmente dal prezzo del gas naturale, e sono attualmente tra 0.65 €/kg negli Stati Uniti, 1.60 €/kg in Europa e 2.32 €/kg in Giappone⁵. Sono in fase di introduzione sul mercato anche unità SMR molto piccole, con tassi di produzione inferiori a 4.5 kg/h di idrogeno, in questo caso i costi di produzione sono molto più alti, nello stesso ordine di grandezza dell'idrogeno prodotto mediante elettrolisi.

In Tabella 4 sono riportati i prezzi del gas naturale per i consumatori industriali di sei paesi europei nell'anno 2014 [23]. Nella fascia di consumo annua di interesse⁶ 263-2,627 migliaia di m³/anno l'Italia gode dei valori di prezzo, al lordo delle imposte (43.11 euro/migliaia di m³, 41.06 euro/MWh), più bassi a confronto con Regno Unito, Francia, Spagna, Germania e Danimarca.

Tabella 4: Prezzi del gas naturale per i consumatori industriali in Italia e in altri paesi europei (c€/m³, anno 2014)

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (migliaia di m ³)									
	< 26		26-263		263-2.627		2.627-26.268		26.268-105.072	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Danimarca	37,72	94,75	36,34	93,02	28,54	83,26	27,73	82,26	26,94	81,27
Francia	60,21	74,84	49,70	60,93	38,53	47,17	31,52	37,19	28,80	33,73
Germania	47,97	62,15	46,22	60,05	40,70	53,51	31,29	42,31	27,77	38,13
Italia	53,18	78,88	44,43	62,19	35,37	43,11	31,50	35,12	30,38	33,33
Regno Unito	57,69	72,62	40,97	50,13	36,28	45,51	30,38	37,77	26,61	32,75
Spagna	54,90	67,12	47,61	58,28	38,96	47,83	35,58	43,74	33,67	41,44
Unione Europea	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Area euro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

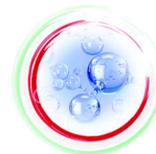
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

L'elettrolisi è un processo di scissione dell'acqua in idrogeno ed ossigeno, applicando una corrente continua è possibile convertire energia elettrica in energia chimica (Figura 15). Attualmente, la capacità installata in tutto il mondo è pari a circa 8 GW (Decourt et al., 2014). Diversi tipi di elettrolizzatori si distinguono per il loro elettrolita e il vettore di carica, e possono essere raggruppati in: elettrolizzatori alcalini, elettrolizzatori PEM ed elettrolizzatori SO.

Gli elettrolizzatori alcalini sono attualmente la tecnologia più matura e i costi di investimento sono significativamente più bassi rispetto ad altri tipi di elettrolizzatori. Tuttavia, gli elettrolizzatori PEM e SO hanno un più alto potenziale futuro nella riduzione dei costi e, nel caso degli elettrolizzatori SO, miglioramenti di efficienza.

⁵ Sulla base dei calcoli IEA che considerano i seguenti prezzi del gas naturale: 9.43 €/MWh negli Stati Uniti, 26.83 €/MWh in Europa e 40.61 €/MWh in Giappone.

⁶ Le fasce di consumo di interesse sono state identificate considerando la dimensione e la domanda delle future stazioni di rifornimento dell'idrogeno. Per la produzione di idrogeno da SMR centralizzata i costi del gas potrebbero presumibilmente essere inferiori e rientrare nella fascia 2,627-26,268 migliaia di m³ (35.12 euro/migliaia di m³, 33.45 euro/MWh) o nella fascia 26,268-105.072 m³ (33.33 euro/migliaia di m³, 31.74 euro/MWh)



Il costo dell'idrogeno da elettrolisi è in gran parte determinato dal costo dell'energia elettrica e dei costi di investimento relativi all'elettrolizzatore. In Tabella 5 sono riportati i prezzi dell'energia elettrica per i consumatori industriali di sei paesi europei nell'anno 2014 [23]. Nella fascia di consumo annuo di interesse⁷ 2,000-20,000 MWh/anno l'Italia presenta valori di prezzo, al lordo delle imposte (175.5 euro/MWh), superiori a Francia, Spagna e Regno Unito, pressoché alla pari con la Germania e inferiori alla Danimarca.

Tabella 5: Prezzi dell'energia elettrica per i consumatori industriali in Italia e in altri paesi europei (c€/kWh, anno 2014)

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Danimarca	11,49	23,14	9,18	25,47	8,52	24,59	8,48	24,56	7,62	23,49	7,62	23,49
Francia	11,30	16,44	9,12	13,80	7,04	11,05	6,19	9,63	5,85	8,64	5,38	7,11
Germania	14,13	28,91	10,63	23,56	8,26	20,32	7,17	17,91	6,32	15,37	5,97	14,30
Italia	17,42	31,41	12,30	23,70	10,66	20,17	9,62	17,55	8,73	15,38	7,38	11,95
Regno Unito	16,73	20,61	14,20	17,64	12,68	15,77	11,61	14,33	11,62	14,23	11,29	13,82
Spagna	26,97	34,30	15,05	19,14	11,83	15,04	10,19	12,97	7,96	10,12	7,75	9,86
Unione Europea	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Area euro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

La produzione di idrogeno mediante elettrolisi presenta costi dalle due alle cinque volte superiori rispetto alla produzione mediante SMR [17]. Tuttavia vanno considerati due ulteriori aspetti: la **possibilità di produrre idrogeno in maniera completamente rinnovabile e privo di emissioni di carbonio** (green hydrogen se prodotto da energia elettrica rinnovabile come quella idroelettrica, fotovoltaica, eolica) e la **possibilità di utilizzare (sempre più in futuro) energia elettrica in surplus a basso costo**⁸.

⁷ Le fasce di consumo di interesse sono state identificate considerando la dimensione e la domanda delle future stazioni di rifornimento dell'idrogeno.

⁸ L'elettricità in eccedenza è soggetta a curtailment: se non c'è domanda e l'offerta non può essere variata, il valore di mercato è pari a zero.

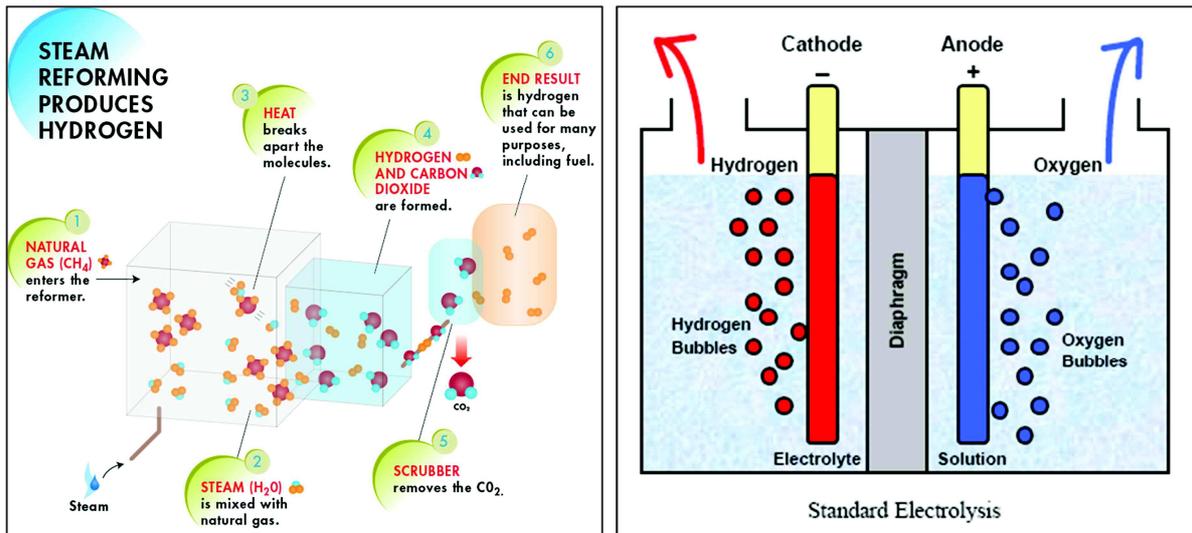
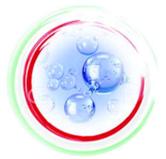


Figura 15: Rappresentazione schematica dei due principali processi di produzione dell'idrogeno: SMR ed elettrolisi

2.2.4 Trasporto dell'idrogeno

Le stazioni di rifornimento di idrogeno possono essere alimentate in due diversi modi:

- 1) **Produzione di idrogeno on-site direttamente nella stazione di rifornimento;**
- 2) **Produzione di idrogeno in impianti centralizzati e trasporto alla stazione di rifornimento.**

Sia nella produzione on-site che nella produzione centralizzata è possibile l'utilizzo di elettrolizzatori o steam methane reformers (SMR).

Ogni approccio ha i suoi vantaggi e compromessi. Mentre la produzione centralizzata di idrogeno offre economie di scala per minimizzare il costo di generazione dell'idrogeno, la necessità di distribuire l'idrogeno comporta costi di trasporto. Per la generazione di idrogeno decentralizzata è vero esattamente il contrario. Trovare la configurazione ottimale richiede un'analisi dettagliata che tenga conto della distribuzione geografica delle risorse locali per la produzione di idrogeno, generazione di idrogeno e infrastrutture per il trasporto esistenti, domanda di idrogeno prevista presso la stazione di rifornimento, distanza tra il luogo di produzione di idrogeno e la domanda di idrogeno.

Come già ricordato nell'introduzione a questo Capitolo, in una prospettiva di incremento della produzione elettrica mediante fonti rinnovabili, appare strategico localizzare la produzione di idrogeno da elettrolisi in prossimità dei siti di produzione da RES (sia in modalità on-site che centralizzata), sfruttandone la produzione in surplus. Questi impianti, dotati di propri sistemi di accumulo, avranno maggiori caratteristiche di dispacciabilità, le fonti rinnovabili diventeranno "più programmabili". Riepilogando, la mobilità idrogeno previene il potenziamento della rete elettrica (in particolare in alta e media tensione) volto a sostenere il carico elettrico aggiuntivo e permette una maggior integrazione delle rinnovabili non programmabili, destinandone la produzione in eccesso per lo stoccaggio dell'idrogeno.

Varie opzioni sono disponibili per il trasporto dell'idrogeno: trasporto gassoso su camion, trasporto liquefatto su camion, pompaggio di idrogeno gassoso in condotte. Esiste un trade-off tra costi fissi di investimento e variabili: mentre la consegna su camion ha il costo di investimento più basso, i costi variabili sono elevati a causa della capacità di trasporto inferiore. È vero il contrario per le condotte, i costi fissi sono guidati da elevati costi di investimento mentre i costi variabili sono bassi.



Per quanto riguarda i **costi di trasporto per l'idrogeno gassoso su camion** questi **attualmente variano tra 2 e 3 €/kg** a seconda della distanza da percorrere [17].

2.2.5 Stazioni di rifornimento dell'idrogeno

Garantire una densità minima di stazioni di rifornimento di idrogeno è un prerequisito fondamentale per raggiungere l'interesse dei consumatori e garantire un ampio mercato per i veicoli FCEV. Possono essere esclusivamente per idrogeno o far parte di una stazione multi-fuel.

Le **caratteristiche progettuali** di una stazione di rifornimento di idrogeno sono determinate dalla domanda giornaliera di idrogeno, dalla modalità di stoccaggio dell'idrogeno a bordo dei veicoli (ad esempio la pressione a 350 bar o 700 bar), e il modo in cui l'idrogeno viene consegnato o prodotto in stazione.

Determinare la dimensione ottimale di una stazione è un passaggio fondamentale. **Per le autovetture, stazioni molto piccole con capacità di 50-100 kg/giorno di idrogeno potrebbero essere necessarie nelle fasi iniziali, in un mercato maturo saranno necessarie stazioni fino ad almeno 500 kg/giorno.**

Progettare e realizzare una stazione implica non trascurabili rischi finanziari, principalmente legati al ritmo di diffusione del mercato FCEV e la conseguente domanda di idrogeno.

Il **rischio di investimento** associato con lo sviluppo delle stazioni di rifornimento è dovuto principalmente all'elevato investimento di capitale e ai costi operativi, nonché il sottoutilizzo degli impianti durante la prima fase di sviluppo del mercato FCEV, che può portare a un flusso di cassa negativo nei primi 10-15 anni (Figura 16).

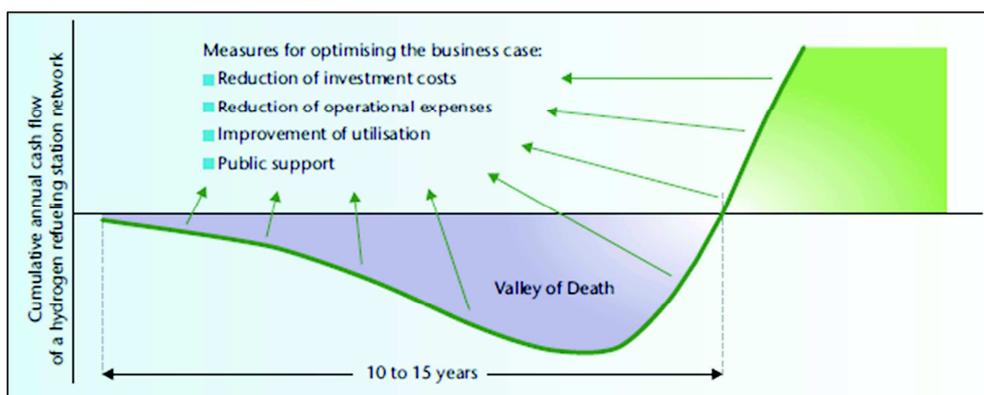
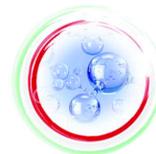


Figura 16: Flusso di cassa delle stazioni di rifornimento nelle prima fase di sviluppo del mercato FCEV

Questa lunga "valle della morte" può essere minimizzata riducendo i costi di capitale e di esercizio e massimizzando l'utilizzo della risorsa. **Per coprire il periodo di flusso di cassa negativo, il sostegno pubblico è necessario durante la fase di introduzione sul mercato dei veicoli FCEV.**

Cluster di stazioni di idrogeno intorno ai principali centri di domanda e ai principali corridoi di collegamento durante la fase di roll-out dei veicoli FCEV può assicurarne la massimizzazione dei tassi di utilizzo.

Attualmente è stimato che circa 300 stazioni sono già state realizzate, principalmente dalle aziende Air Liquide, Linde, Air Products (partener italiano è il Gruppo SAPIO), H₂ Logic, particolarmente in Germania, Giappone, Stati Uniti (California) e in Nord Europa (Danimarca e Olanda) negli ultimi dieci anni [17]. Sia in



Germania che in Giappone ci sono piani per costruire varie decine di nuove stazioni di rifornimento di idrogeno nei prossimi mesi, in modo da completare l'esistente rete.

Solo le industrie private sono nella posizione di implementare la necessaria infrastruttura di rifornimento, e le case automobilistiche potranno sviluppare e commercializzare veicoli FCEV solo se una minima rete di distribuzione sarà pianificata e realizzata. Tuttavia, le industrie private da sole, senza il sostegno pubblico, non possono assumere l'intero rischio finanziario. Infine, i governi dovranno introdurre chiaramente il ruolo dell'idrogeno nelle strategie energetiche nazionali, sottolineandone il potenziale di riduzione delle emissioni di gas serra, di benefici per la qualità dell'aria, di decremento nella dipendenza energetica.

Le stazioni di idrogeno sono al momento in una fase di introduzione sul mercato. Gli elementi principali di una stazione di rifornimento di idrogeno sono un compressore, uno stoccaggio di idrogeno, equipaggiamento per il pre-raffreddamento/refrigerazione e i distributori. I costi di investimento e operativi delle stazioni di rifornimento proposti in questo Piano Nazionale di Sviluppo sono basati sui dati forniti dal report realizzato per l'European Climate Foundation, "En route pour un transport durable", realizzato da Cambridge Econometrics nel Novembre 2015 [20]. Vengono analizzate stazioni di cinque diverse dimensioni, in grado di fornire idrogeno a 700 bar e soddisfare le specifiche tecniche indicate negli standard internazionali SAE J2601 e ISO 2011. Le assunzioni di costo derivano da vari studi europei di H₂Mobility, UK TINA e quotazioni ricevute direttamente da aziende fornitrici. I costi di investimento attuali e previsti fino al 2050 sono indicati in Tabella 6 ed includono i costi di investimento nell'infrastruttura (compressore, stoccaggio idrogeno, equipaggiamento per il pre-raffreddamento/refrigerazione, distributori), i costi civili di preparazione dell'area destinata alla stazione, i costi progettuali. I costi di investimento delle stazioni di riferimento dell'idrogeno sono previsti decrescere di circa il 50% entro il 2030, riflettendo ottimizzazioni nel design e incrementi nei volumi di mercato e nel numero di operatori del settore.

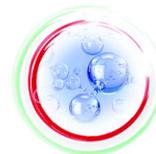
Tabella 6: CAPEX per le stazioni di rifornimento dell'idrogeno

Tipologia Stazione	2015	2020	2030 – 2050	Unità
Stazione 50 kg/giorno CAPEX	1,250,000	850,000	550,000	€
Stazione 100 kg/giorno CAPEX	1,350,000	900,000	600,000	€
Stazione 200 kg/giorno CAPEX	1,500,000	1,000,000	700,000	€
Stazione 500 kg/giorno CAPEX	2,000,000	1,300,000	1,000,000	€
Stazione 1000 kg/giorno CAPEX	3,000,000	2,000,000	1,500,000	€

I costi operativi sono indicati in Tabella 7. Come per i costi di investimento, anche i costi operativi saranno soggetti ad una significativa riduzione, grazie ad una più efficiente catena di fornitura, utilizzo di manodopera locale per la manutenzione e incremento nella vita dei componenti.

Tabella 7: OPEX per le stazioni di rifornimento dell'idrogeno

Tipologia Stazione	2015	2020	2030 – 2050	Unità
--------------------	------	------	-------------	-------



Stazione 50 kg/giorno OPEX	1.2	0.9	0.7	€/kg H ₂ alla pompa
Stazione 100 kg/giorno OPEX	1.1	0.8	0.6	€/kg H ₂ alla pompa
Stazione 200 kg/giorno OPEX	1	0.7	0.5	€/kg H ₂ alla pompa
Stazione 500 kg/giorno OPEX	0.9	0.6	0.4	€/kg H ₂ alla pompa
Stazione 1000 kg/giorno OPEX	0.8	0.5	0.3	€/kg H ₂ alla pompa

Nella progettazione delle stazioni di rifornimento dell'idrogeno è auspicabile l'armonizzazione delle norme europee. Senza inficiare la sicurezza, i costi possono diminuire, anche considerevolmente, se si riducono le prescrizioni normative.

Infine, sarà fondamentale garantire snellezza nelle pratiche autorizzative, evitando che tempi burocratici lunghi possano scoraggiare gli operatori del settore e rallentare la transizione verso una mobilità sostenibile.

Approfondimento: IL PROGETTO H2 ALTO ADIGE

In Italia spicca il progetto H2 Alto Adige. Produrre idrogeno, ovvero "carburante made in Alto Adige" generato tramite energie rinnovabili, stoccarlo, rifornire le silenziose vetture elettriche a emissioni zero per raggiungere una graduale indipendenza energetica, questa è l'idea alla base del progetto H2 di Bolzano. L'Alto Adige, nel 2006, ha deciso di perseguire questo importante obiettivo, attraverso una stretta collaborazione con l'Autostrada del Brennero SpA e grazie al sostegno del FESR, il Fondo Europeo per lo Sviluppo Regionale. L'impianto di produzione di Bolzano è considerato uno dei più grandi e innovativi a livello mondiale. I tre elettrolizzatori modulari sono in grado di produrre fino a 345 kg/giorno. L'idrogeno compresso e stoccato sotto forma gassosa attualmente può rifornire fino a 15 autobus urbani (con tratte giornaliere di 200-250 km) o fino a 700 vetture. Contemporaneamente alla messa in servizio del centro idrogeno sono stati avviati i progetti europei HYFIVE e CHIC.



Figura 17: La stazione idrogeno di Bolzano



2.2.6 Tecnologie per la conversione e lo stoccaggio dell'idrogeno

La cella a combustibile (fuel cell) è il generatore in grado di convertire l'energia chimica dell'idrogeno (H_2) in elettricità e calore. Questa reazione avviene all'interno di un sistema denominato cella, composto da due elettrodi (l'anodo e il catodo) separati da un elettrolita. Tra le diverse tipologie di fuel cells attualmente esistenti, le PEM (Proton Exchange Membrane) offrono le performance più promettenti (Figura 18). Le PEM sono composte da livelli di membrane, ognuna delle quali inserita tra due piastre conduttive. All'anodo le molecole di idrogeno vengono in contatto con la membrana e la reazione elettrochimica è attivata da un catalizzatore composto da nano particelle di platino. Le molecole vengono quindi decomposte in due protoni e due elettroni. Mentre i protoni possono attraversare la membrana e passare al catodo gli elettroni non possono ed entrano in un circuito elettrico (che in un'auto FCEV alimenta il motore elettrico). Al catodo i protoni reagiscono con l'ossigeno e gli elettroni per generare corrente elettrica e acqua, l'unica sostanza rilasciata dal sistema.

Anche se le celle a combustibile hanno visto un notevole sviluppo negli ultimi dieci anni, gli alti costi di investimento e i tempi di vita relativamente limitati rimangono i maggiori ostacoli alla loro più ampia applicazione. **I costi di investimento dipendono fortemente dai costi di produzione, e potrebbero essere notevolmente ridotti con economie di scala.** Secondo la US DOE (US DOE, 2012), i sistemi PEMFC per FCEVs mostrano il maggiore potenziale di riduzione dei costi ad elevato volume di produzione, con un target di costo da raggiungere, in ultima analisi, pari a circa 21.75 euro/kW, equivalente ai motori ICE.

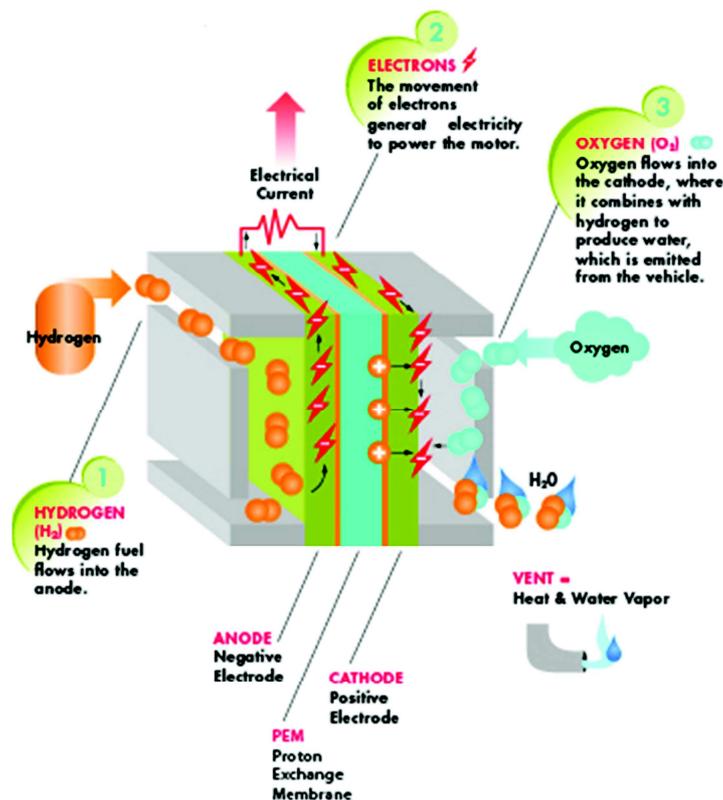


Figura 18: Rappresentazione schematica del funzionamento di una cella a combustibile PEM (Proton Exchange Membrane fuel cell)

L'idrogeno può essere immagazzinato in forma gassosa, liquida o solida. La ricerca applicativa delle principali case automobilistiche è attualmente concentrata sulla forma gassosa. A temperatura costante,



il modo più semplice per decrescerne il volume è quello di incrementarne la pressione, tale processo richiede energia (con efficienze usualmente tra l'80 e il 91% per la compressione a 700 MPa). L'attuale preferenza per le applicazioni automobilistiche è la compressione a 700 MPa, a questa pressione l'idrogeno ha una densità di 42 kg/m³. **Le performance di stoccaggio dell'idrogeno sono molto migliori rispetto a quelle delle batterie elettriche** (Figura 19).

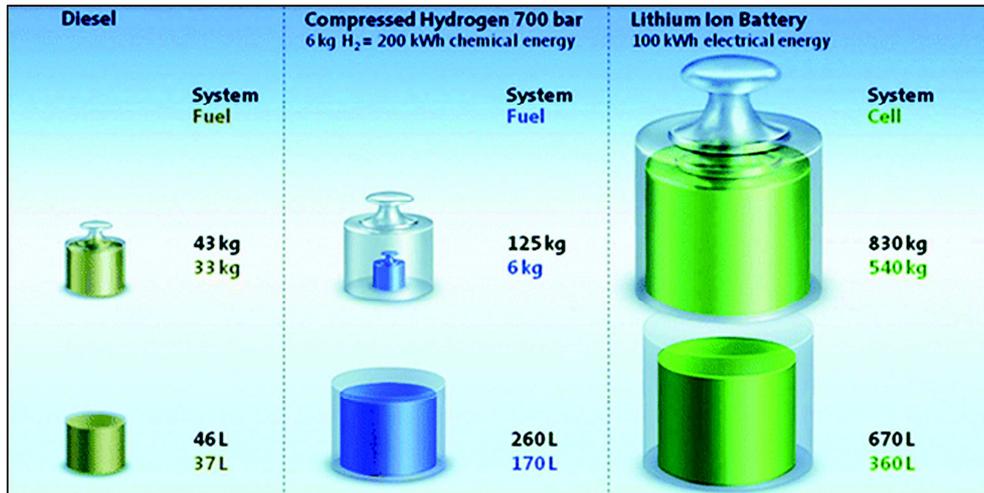


Figura 19: La sfida dello stoccaggio energetico per la mobilità

È possibile immagazzinare 6 kg di idrogeno (circa 200 kWh) compresso a 700 bar in un serbatoio dal peso complessivo di 125 kg e dal volume di 260 litri, per immagazzinare metà di quest'energia (100 kWh) in batterie elettriche agli ioni di litio occorrono 830 kg di peso e 670 litri di volume.

Un serbatoio di 260 litri può rientrare perfettamente nel volume, necessariamente ridotto, di un veicolo, offrendo un'autonomia di 600 km, comparabile con quella offerta dai veicoli a benzina e chiaramente superiore alle ridotte autonomie dei veicoli a batteria BEVs attualmente sul mercato. Da ultimo, e diversamente dalle batterie, le performance di stoccaggio di un serbatoio di idrogeno non si deteriorano con il numero di cariche e scariche o con l'esposizione a temperature estreme.