

Sviluppo di Stazioni di Rifornimento Idrogeno

Barriere normative e scenari di implementazione

Gennaio 2023



Questa pubblicazione è disponibile in versione digitale

Tutti i diritti sono riservati. Nessuna parte della pubblicazione può essere riprodotta o diffusa con un mezzo qualsiasi, fotocopie, piattaforme social/web, senza il permesso di **H2IT**.

Il presente Report è stato sviluppato dal gruppo di lavoro H2IT sulle stazioni di rifornimento sotto il coordinamento di:

Coordinatore scientifico:



Domenico Borello - Sapienza - domenico.borello@uniroma1.it

Coordinatori scenari:

Stradale:



Hannes Kroess - IIT Bolzano - hannes.kroess@iit.bz.it

TOYOTA

MATERIAL HANDLING

Enrico Belvederi - TMH - enrico.belvederi@toyota-industries.eu

Ferroviano:



Ginevra Rossetti - Rina - ginevra.rossetti@rina.org



Michele Migliarese - Sapienza - michelevincenzo.migliaresecaputi@uniroma1.it

Portuale:



Viviana Cigolotti - ENEA - viviana.cigolotti@enea.it

Supporto scientifico alla scrittura del documento e all'elaborazione degli scenari:

Carlotta Cosentini - Sapienza - carlotta.cosentini@uniroma1.it

Coordinamento H2IT:

Cristina Maggi - cristina.maggi@h2it.it - segreteria@h2it.it

Partecipanti al tavolo di lavoro

Airliquide, Allied Group, Assopetroli, Cluster greentech Emilia Romagna, Cluster Lombardo Mobilità, Iveco group, CNR ITAE, DeNora, Enea, Enereco, Enoi, Environmentpark, Ergonresearch, Erredue gas, Fedabo, Federchimica, Fincantieri, FNM group, Gastech consulting, Ibcenergy, Iberdrola, Iit bolzano, Kiwa, Landi Renzo, Linde, Politecnico di Milano, Raccortubi, Rampini, Rina, Safegas, Sapienza, Sapio, Siad, Snam, Sol, Stamtech, Techfem, Tenaris, Toyota, Toyota Material Handling, Università di Bologna, Università di Modena e Reggio Emilia

Sommario

Executive Summary	04	Aspetti generali	28
Introduzione e scopo del lavoro	06	Analisi di rischio	30
<i>Le direttive europee e le misure chiave in Italia</i>	08	Taglia della HRS	33
Sviluppo delle infrastrutture per i combustibili alternativi:		Distributori mobili e temporanei di idrogeno	33
la direttiva sulle energie rinnovabili	08	Taglie standard proposte	33
Il regolamento per lo sviluppo di un'infrastruttura per i		Spazi necessari	34
carburanti alternativi (AFIR)	09	Elaborati grafici stazione con produzione sul posto	35
Revisione della direttiva sulle energie rinnovabili (REDII)	10	Elaborati grafici stazione di rifornimento con idrogeno fornito in carri bombola	35
Il decreto legislativo 23 Ottobre 2018	12	Elaborati grafici stazione di rifornimento idrogeno realizzato all'estero (Svizzera)	35
Decreto di recepimento della RED II o D.LGS. 8 novembre		Elaborati grafici stazione di rifornimento idrogeno realizzato all'estero (Germania)	36
2021, n. 199	17	Esempi di stazioni di rifornimento estere	37
Il PNRR e la strategia idrogeno Italia	17	Stazioni di rifornimento di grande taglia per autocarri	38
<i>Tecnologia, sicurezza e taglie</i>		Scenari	
Tecnologia/Componenti generali	19	Scenario trasporto stradale	39
Schema d'impianto generale	19	Definizione del fabbisogno di idrogeno	39
Fonti di Idrogeno	20	Proposta di sviluppo di una rete di stazioni di rifornimento idrogeno	43
Produzione in loco	20	Scenario ferroviario	48
Idrogeno Fornito	24	Analisi della domanda/stima del fabbisogno di idrogeno	48
Stoccaggio	24	Descrizione generale modalità di rifornimento e configurazioni analizzate	52
Compressore/Modulo integrato stazione di rifornimento	25	Layout impianto di stoccaggio e distribuzione	53
Dispenser	26	Scenario portuale	54
Disposizione dei componenti	26	Introduzione - Stato dell'arte	54
Sicurezza e manutenzione	28	Opportunità nell'implementazione delle tecnologie ad idrogeno nei porti	57
		Criticità raccolte dalle autorità portuali	58
		Conclusioni e proposte	61
		Allegato 1 Calcoli tempi di ricarica scenario trasporto stradale	64

Executive Summary

La transizione energetica è il paradigma di trasformazione del sistema economico e produttivo verso un modello di società sostenibile. A livello europeo una serie di azioni è stata implementata in tutti i settori con l'obiettivo di raggiungere obiettivi stringenti in termini di riduzione delle emissioni e della dipendenza da fonti fossili. L'impiego sempre più consistente dell'idrogeno nei vari settori energetici rappresenta una delle principali azioni attuate per la riduzione delle emissioni di CO₂ al 2030 e il loro totale annullamento al 2050. In questo contesto, la mobilità si configura come uno dei settori principali in cui la diffusione dell'idrogeno può supportare efficacemente il raggiungimento dei target relativi alla decarbonizzazione.

Nel corso degli ultimi anni, il numero dei mezzi di trasporto alimentati ad idrogeno è cresciuto notevolmente nei settori del trasporto stradale e ferroviario.

In Europa il 2021 ha visto una continuazione della tendenza osservata nel 2020, di crescita di nuove immatricolazioni di veicoli a celle a combustibile, in crescita del 22% rispetto al 2020. In testa la Germania che ha registrato un aumento del 70% delle nuove immatri-

colazioni di FCEV con 531 veicoli di tutte le categorie segnalate, seguita da Paesi Bassi e Svizzera rispettivamente.

Nel Mondo La Corea del Sud continua a guidare la distribuzione di auto a celle a combustibile con numeri record di 8.500 NEXO spediti nel 2021. In Giappone, la Toyota Mirai ha raggiunto la distribuzione di quasi 2.500 veicoli, favorita dall'utilizzo nei giochi olimpici di Tokyo. In California c'è stata una crescita del numero di FCEV venduti nel 2020, con oltre 3.000 unità.

Parallelamente, è emersa la necessità di pianificare e implementare un'adeguata infrastruttura di distribuzione, in particolar modo le stazioni di rifornimento idrogeno (*Hydrogen Refuelling Stations-HRS*). La realizzazione di una mobilità net-zero carbon richiede la diffusione capillare dell'infrastruttura di stazioni di rifornimento e una strategia per il loro posizionamento, anche nell'ottica di fornire una linea guida per orientare gli investimenti previsti dal **Piano nazionale di ripresa e resilienza** che alloca in totale 530 milioni per lo sviluppo di HRS dedicate al trasporto stradale (230 milioni) e ferroviario (300 milioni).

Inoltre, per garantire uno sviluppo della mobilità a idrogeno è necessario **sviluppare un quadro nor-**

mativo abilitante, che incoraggi gli investimenti necessari al raggiungimento degli obiettivi di diffusione dell'infrastruttura di rifornimento.

In risposta a tali sfide, H2IT intende proporre una visione costruita con diversi operatori del settore, su come si possa implementare una rete di stazioni di rifornimento idrogeno in Italia, nel contesto del quadro normativo nazionale ed europeo in cui tale infrastruttura si inserisce. La creazione di una rete di stazioni di rifornimento dei carburanti alternativi come l'idrogeno, risulta essere parte del progetto di mobilità europea ("Green Corridor"), attraverso la quale si promuove l'interconnessione dei principali nodi strategici del trasporto nazionale e internazionale.

Nella prima parte di questo report si illustrano le principali direttive europee e le misure chiave promulgate in Italia e si analizzano gli aspetti che possono configurarsi come ostacoli allo sviluppo della mobilità idrogeno in Italia. *L'alternative fuel infrastructure regulation (AFIR)* in fase di elaborazione, prevede target piuttosto sfidanti sulla distribuzione delle stazioni di rifornimento, **come una distanza di 100 km tra una stazione e l'altra sui corridori strategici ed impone quindi un'accelerazione per l'Italia su questo fronte**, anche in relazione allo stato della infrastruttura in

altri Paesi che possono vantare una rete già diffusa. Questa accelerazione richiede anche una specifica normativa allineata agli altri Paesi Europei e in questa ottica una **revisione del Decreto 23 ottobre 2018**.

Nella seconda parte del report si descrivono **i sistemi e le parti che compongono una stazione, il layout delle stazioni e le possibili taglie da implementare**, anche in un'ottica di lungo periodo che veda una crescita della domanda di idrogeno nella mobilità.

L'analisi del quadro normativo e dello stato dell'arte tecnologico ha permesso di ragionare su una strategia per la promozione dell'idrogeno nel settore della mobilità, presentando diversi scenari di implementazione di stazioni di rifornimento in ambito stradale e ferroviario:

- **Trasporto stradale, leggero e pesante:** L'introduzione di mezzi a Idrogeno nel trasporto stradale ha l'obiettivo di ridurre le emissioni di CO₂ e, in generale, di composti climalteranti generati dai mezzi comunemente alimentati con motori diesel. Lo scenario si basa sugli ambiziosi obiettivi del PNRR (40 HRS), da implemen-

tare entro il 2026, e sui target specificati nelle Linee Guida Preliminari della Strategia Italiana Idrogeno (2% della flotta nazionale di camion a lungo raggio al 2030) e propone un posizionamento delle stazioni in funzione della taglia (1/2/4 tonnellate al giorno) e il calcolo dell'utilizzo delle stazioni di rifornimento in funzione delle necessità del trasporto merci. Lo sviluppo di un'infrastruttura per il trasporto pesante permetterà di agevolare anche lo sviluppo della mobilità leggera a idrogeno.

- **Trasporto ferroviario:** L'uso dell'idrogeno costituisce un'alternativa per la graduale ristrutturazione delle linee ferroviarie, consentendo di attuare una progressiva decarbonizzazione. Anche questo scenario prende a riferimento gli obiettivi del PNRR (10 HRS), da implementare entro il 2026, e può validamente supportare l'obiettivo di rendere indipendenti da combustibili fossili le linee ferroviarie non elettrificate (circa il 30%, 4'670 km). Inoltre, alcuni terminali delle tratte ferroviarie coincidono con i nodi del TPL e del trasporto regionale per cui le HRS potrebbero soddisfare la domanda di entrambi i comparti della mobi-

lità.

Infine, vengono affrontati e approfonditi due temi chiave da tenere in considerazione per lo sviluppo della mobilità a idrogeno:

- **L'opportunità di impiegare l'idrogeno in ambiente portuale per la decarbonizzazione della logistica e delle operazioni connesse**
- **La possibilità di sviluppare stazioni mobili**

Questo report vuole dare una visione integrata di tutti i fattori che possono contribuire allo sviluppo di una rete di stazioni di rifornimento idrogeno in Italia delineando una strategia che si inserisce in un quadro regolatorio europeo e vuole essere un punto di riferimento a supporto delle Istituzioni che dovranno delineare quello che sarà il futuro dell'infrastruttura idrogeno in Italia.

Introduzione e scopo del lavoro

H2IT ha da sempre seguito il tema dello sviluppo delle infrastrutture idrogeno da vicino; sin dal 2015, con il **progetto Mobilità Idrogeno Italia**, H2IT si è impegnata sul fronte del settore della mobilità; nel 2016 infatti, grazie a questo lavoro, è stato pubblicato il piano mobilità idrogeno Italia inserito nel decreto legislativo n°. 257 di recepimento della DAFI¹. **Nel 2019 H2IT ha deciso di riprendere questo documento e ampliarlo a tutte le forme di mobilità, affrontando non solo trasporto leggero e pubblico locale, ma anche ferroviario, pesante, marittimo e movimentazione materiali²**. H2IT si è impegnata nell'aggiornamento del documento anche per la consapevolezza del fatto che il governo avrebbe dovuto inviare una relazione sullo stato di avanzamento dopo tre anni dal recepimento della AFID (Alternative Fuel Infrastructure Directive³).

Nel 2020, a valle della pubblicazione della strategia idrogeno europea, il MISE ha pubblicato le Linee Guida per una Strategia idrogeno italiana⁴ che pongono la mobilità come settore chiave, ed in particolare focalizzano la priorità sullo sviluppo del trasporto pesante e ferroviario a idrogeno, prevedendo target di penetrazione di almeno il 2% di camion a lungo raggio a celle

a combustibile entro il 2030, e una potenzialità del 50% delle tratte ferroviarie nazionali non elettrificabili convertibili all'idrogeno entro il 2030.

Il 30 aprile 2021 il Governo ha presentato alla Commissione Europea il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)⁵ che raccoglie investimenti e riforme per far fronte alla ripresa dopo la crisi pandemica. In particolare, il Piano individua l'idrogeno come fattore chiave per la decarbonizzazione e vettore energetico strategico alla base dello sviluppo di progetti innovativi, infrastrutturali e con forte impatto economico e sociale sul territorio nazionale. L'idrogeno è di fatto ricompreso in 3 delle 6 Mission Progettuali: "Rivoluzione verde e transizione ecologica", "Infrastrutture per una mobilità sostenibile" ed "Istruzione e Ricerca" per **investimenti del valore di 3,64 miliardi**. Uno degli obiettivi principali, e uno dei cardini delle Mission proposte dal Piano, è supportare la crescita e lo sviluppo di una filiera dell'idrogeno nazionale forte; un punto di fondamentale importanza per gli obiettivi del Next Generation EU.

Il settore della mobilità risulta non solo un uso finale abilitante per tutta un'altra serie di settori, ma anche un asset italiano, data la presenza di una intera filiera manifatturiera che tra gli altri comprende costruttori di stazioni di rifornimento, costruttori di veicoli e produttori di componentistica sia per le stazioni che per i veicoli a idrogeno.

L'idrogeno è chiave nella politica di transizione energetica europea dettagliata all'interno del pacchetto Fit For 55 per la decarbonizzazione di settori come l'industria e la mobilità ed ha assunto un ruolo importante nell'implementazione del Repower EU come vettore energetico che potrà contribuire in maniera significativa all'indipendenza dai combustibili fossili russi.

In tale contesto di fondo, sulla base anche della spinta politica che ha individuato la mobilità idrogeno come uno sei settori da sviluppare in via prioritaria **H2IT nel 2021 ha deciso di continuare il lavoro degli anni precedenti** in quanto ritiene che gli obiettivi posti siano importanti ma le barriere allo sviluppo di una rete di stazioni di rifornimento e le incertezze normative e di mercato costituiscono ancora oggi un grande ostacolo agli investimenti privati.

Il tavolo di lavoro costituito ha quindi avuto lo scopo di portare una visione strategica complessiva su come sia possibile sviluppare una rete di stazioni di rifornimento per l'idrogeno in Italia. È fissata l'attenzione su un orizzonte temporale di lungo periodo, con grandi quantità di idrogeno disponibili, una crescita importante di veicoli a idrogeno circolanti e considerando stazioni che dovranno essere pensate *multifuel* e *multipurpose* (ovvero l'idrogeno potrà trovarsi insieme agli altri carburanti alternativi, e la stazione dovrà

¹ DECRETO LEGISLATIVO 16 dicembre 2016, n. 257 Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi. ²Piano Nazionale Mobilità Idrogeno Italia – H2IT - 2019 ³DIRECTIVE 2014/94/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 22 October 2014 on the deployment of alternative fuels infrastructure ⁴Strategia Nazionale Idrogeno Linee Guida Preliminari ⁵Piano Nazionale di ripresa e resilienza

poter rifornire diverse tipologie di veicoli a diverse pressioni).

L'obiettivo finale è stato quello di proporre azioni agli organi competenti aprendo un dialogo con gli operatori del settore e soprattutto con le Istituzioni e gli enti volti all'implementazione delle misure e dei piani infrastrutturali.

Il tavolo parte con l'ambizione di fornire uno strumento utile a traguardare gli obiettivi ambiziosi del PNRR, quindi da implementare nel brevissimo periodo, proponendo una strategia adatta allo sviluppo del mercato dell'idrogeno in diversi scenari: trasporto stradale (pesante e leggero), ferroviario e in ambito portuale.

Le direttive europee e le misure chiave in Italia

Sviluppo delle infrastrutture per i combustibili alternativi: La direttiva DAFI e il recepimento in Italia

La Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi (DAFI) definisce gli interventi per garantire la realizzazione di un'infrastruttura di ricarica adeguata su Rete Centrale e TEN-T. Obiettivo della Direttiva è lo sviluppo di un mercato ampio di combustibili alternativi per il trasporto, che sono individuati in: elettricità, gas naturale e idrogeno. Ciascun tipo di propellente è oggetto di una previsione normativa relativa alla sua distribuzione.

Al punto 37 e 38 di tale direttiva risulta che *"i veicoli a motore alimentati a idrogeno, compresi i veicoli della categoria L, presentano tassi di penetrazione del mercato molto ridotti"*; **la costruzione di una sufficiente infrastruttura di rifornimento per l'idrogeno è pertanto essenziale per rendere possibile una diffusione su larga scala dei veicoli alimentati a idrogeno.** Gli Stati membri che decidono di includere punti di rifornimento per l'idrogeno nei loro quadri strategici

nazionali dovrebbero garantire la costruzione di un'infrastruttura accessibile a tutti per il rifornimento dei veicoli a motore a idrogeno, garantendo la circolazione dei veicoli a motore alimentati a idrogeno su tutte le reti stabilite.

La DAFI è stata recepita nel nostro ordinamento con il *D.Lgs. 16 dicembre 2016, n. 257*, che prevede la costruzione di **circa 200 stazioni di rifornimento al 2025**. L'articolo 5 definisce le disposizioni specifiche per la fornitura di idrogeno per il trasporto stradale. Sezione b) del Quadro Strategico Nazionale.

1 *Entro il 31 dicembre 2025, deve essere realizzato un **numero adeguato di punti di rifornimento per l'idrogeno accessibili al pubblico**, da sviluppare gradualmente, tenendo conto della domanda attuale e del suo sviluppo a breve termine, per consentire la circolazione di veicoli a motore alimentati a idrogeno, compresi i veicoli che utilizzano celle a combustibile, nelle reti da individuarsi nella sezione b) del Quadro Strategico Nazionale, inclusi eventuali collegamenti transfrontalieri.*

2 *I punti di rifornimento per l'idrogeno accessibili al pubblico per i veicoli a motore di cui al comma 1, introdotti o rinnovati a decorrere dal 18 novembre 2017 si devono conformare alle specifiche tecniche di cui all'allegato I, punto 2*

3 *Con decreto del Ministro dell'interno, da adottarsi entro il 31 marzo 2017, di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, sono dettate le disposizioni per l'aggiornamento della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione di cui al decreto del Ministro dell'interno 31 agosto 2006, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana del 13 settembre 2006, n. 213.*

Nel decreto legislativo 257 all'articolo 20 "relazione alla Commissione europea" si legge anche: *"Il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministero dello sviluppo economico e con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, entro il **18 novembre 2019** e, successivamente con cadenza triennale, trasmette alla Commissione europea una relazione sull'attuazione del Quadro Strategico Nazionale. Tale relazione comprende le informazioni elencate nell'allegato II e, se del caso, include una giustificazione pertinente sul livello di conseguimento degli obiettivi nazionali di cui all'articolo 3 del presente decreto"*

H2IT, consapevole di questa deadline, nel 2019 ha aggiornato il Piano Mobilità Idrogeno Italia e ha portato avanti interlocuzioni con i Ministeri per sottolineare, tra le varie cose, anche tale scadenza, **essendo gli obiettivi, per quanto riguarda il quadro idrogeno, non conseguiti, né in alcun modo attivate misure per raggiungerli.**

- L'Italia riceve dalla Commissione un avviso per consegnare la relazione sull'attuazione dei rispettivi quadri strategici nazionali avviando quindi la procedura d'infrazione, che potrebbe essere bloccata se l'Italia inviasse la relazione entro 4 mesi (Maggio 2020 avendo la Commissione dato una proroga a tutti gli Stati Membri)
- Il 18 marzo la commissione Politiche Ue della Camera avvia una "Indagine conoscitiva sugli strumenti per la prevenzione e la riduzione delle procedure di infrazione a carico dell'Italia", che durerà fino al 31 dicembre 2021. Tra queste anche la DAFI.
- L'8 marzo 2021 la Commissione Europea emana un documento di valutazione dell'implementazione della DAFI nei vari Paesi⁶. Qui si legge:

*"The present Commission Staff Working Document (hereinafter "SWD") responds to the above request of the Directive. It covers 25 Member States instead of 28, because **Italy, Portugal and UK did not deliver their National Implementation Reports** within the latest possible deadline agreed between the Commission and the Member States to have their NIRs (National Implementation Reports) included in this SWD¹. Il documento N°3 aggiorna questa situazione "Later, the United Kingdom delivered its NIR in the beginning of September, followed by Portugal. **Italy, despite announcing the submission of its NIR by 30 September, had not yet delivered it by the time this document was finalised**"*

- L'Italia non ha sottomesso la relazione, ma da fonti europee non è in corso nessuna procedura di infrazione.

Ad oggi vige il decreto di recepimento della DAFI, ma l'attuale pacchetto di riforme così detto Fit for 55 contiene l'obiettivo di aggiornare la DAFI da Direttiva a Regolamento adottato da tutti i paesi europei, AFIR.

Il decreto legislativo 23 ottobre 2018

La "Regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione" è il documento principale di riferimento per la costruzione delle stazioni di rifornimento idrogeno. Tale norma tecnica rappresenta l'aggiornamento della regola tecnica di cui al decreto del Ministro dell'interno 31 agosto 2006, a seguito dell'evoluzione degli standard già adottati a livello internazionale.

L'applicazione del DM 23/10/2018 non richiede una specifica analisi dei rischi. Un utente o un professionista, applicando integralmente i contenuti del decreto, fa riferimento all'analisi dei rischi individuata e verificata dal comando centrale dei vigili del fuoco. Infatti, nella prassi normale, quando viene presentato un progetto per la richiesta di parere di conformità ai Vigili del Fuoco per la realizzazione di un nuovo impianto, la relazione che fa parte di tale richiesta indica essenzialmente l'elenco dei punti contenuti nel decreto, per la sua rapida approvazione. In particolare, la tabella allegata al verbale riportante le distanze di sicurezza deve indicare il pieno rispetto di quanto indicato nel DM.

⁶REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL on the application of Directive 2014/94/EU on the deployment of alternative fuels infrastructure

APPLICAZIONE

Le disposizioni contenute in questo decreto si applicano (Art.4):

- agli impianti di **distribuzione stradale di idrogeno gassoso di nuova realizzazione** e agli impianti esistenti in caso di modifiche previste a partire dalla data di entrata in vigore del decreto.
- Nel caso in cui ricorrono le condizioni previste dall'art. 7, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica 1° agosto 2011, n. 151⁷, è possibile progettare gli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione secondo norme tecniche internazionali riconosciute, **quale la norma ISO 19880-1**, fatte salve le ulteriori disposizioni normative comunque applicabili.
- Le procedure previste dall'art. 7 del DPR 1° agosto 2011, n. 151, si applicano, altresì, anche nei casi riportati al punto 3.2 e al punto 6.2 della regola tecnica allegata al decreto. Distanze di sicurezza differenti rispetto a quelle del presente titolo possono essere eventualmente individuate applicando le metodologie **dell'approccio ingegneristico** alla sicurezza antincendio previste dal decreto del Ministro dell'interno 9 maggio 2007.

L'analisi dei rischi, attraverso l'approccio ingegneristi-

co, è prevista nel caso in cui si debbano applicare distanze di sicurezza diverse da quelle individuate dal DM. Per giustificare l'adozione della nuova distanza di sicurezza, è necessario un rapporto approfondito, individuando gli scenari in caso di incidente e le conseguenti azioni di prevenzione e protezione. Il DM 9 maggio 2007 per l'applicazione dell'approccio ingegneristico ai progetti di prevenzione incendi è il riferimento legislativo. La pratica di applicare l'approccio ingegneristico implica che:

- La responsabilità di eventuali incidenti ricada sul datore di lavoro e sul professionista incaricato che applica l'approccio ingegneristico, in maniera analoga a quanto previsto nel caso in cui siano seguite le prescrizioni del Decreto Ministeriale
- All'insorgere della necessità di richiedere una deroga alle prescrizioni del D.M., il Professionista Antincendio si assuma la responsabilità relativa allo studio degli eventi incidentali ed alla scelta delle misure di sicurezza compensative, previste al fine di garantire livelli di sicurezza analoghi a quelli ottenibili in ottemperanza delle prescrizioni del Decreto Ministeriale
- Si utilizzino eventualmente software complessi per identificare gli scenari di incidente
Si realizzino una valutazione qualitativa e una valutazione quantitativa dei rischi. Prima si de-

vono identificare diversi scenari, poi si calcolano i rischi in ogni situazione. Tutti i progetti realizzati con l'approccio ingegneristico sono soggetti alla procedura di deroga sotto la Direzione Regionale dei Vigili del Fuoco. Pertanto, dall'esperienza si possono trarre le seguenti considerazioni:

- È necessario individuare un Professionista Antincendio che presenti i corretti requisiti professionali e che si assuma, dunque, la responsabilità della corretta implementazione del progetto e del mantenimento in efficienza delle misure di sicurezza
- Vi sono costi elevati associati alla pratica antincendio, a fronte di una riduzione dei costi di progetto
- I tempi di approvazione del progetto si allungano notevolmente

Al punto 2 articolo 4 del DM 23/10/2018 si legge che nel caso in cui ricorrono le condizioni previste dall'art. 7, comma 1, del DPR 1° agosto 2011, n. 151

⁷ <https://www.vigilfuoco.it/asp/ReturnDocument.aspx?IdDocumento=4993>

Art. 7, DPR 1/8/2011

Comma 1. Qualora le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi di cui all'Allegato I del presente regolamento, presentino caratteristiche tali da non consentire l'integrale osservanza delle regole tecniche di prevenzione incendi vigenti, gli interessati, con le modalità stabilite dal decreto di cui all'articolo 2, comma 7, possono presentare al Comando istanza di deroga al rispetto della normativa antincendio.

È possibile progettare gli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione **secondo norme tecniche internazionali riconosciute, quale la norma ISO 19880-1**, fatte salve le ulteriori disposizioni normative comunque applicabili.

Quindi qualora non vengano rispettati alcuni punti del decreto (distanze di sicurezza) perché non applicabili, è possibile chiedere una deroga. La deroga viene sottoposta al Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco, e poi al Comitato Tecnico Regionale, con una valutazione qualitativa del rischio proponendo una misura di compensazione (ad esempio un muro aggiuntivo). In conformità a quanto previsto dal DM 7.8.2012

IMPIANTI DI PRODUZIONE

Per quanto riguarda i siti produttivi di H₂ in loco previsti dal decreto, per questi impianti si procede effettuando una specifica valutazione di rischio, secondo quanto previsto dal DM 7 agosto 2012⁸, con conse-

guente analisi dei rischi del sistema produttivo.

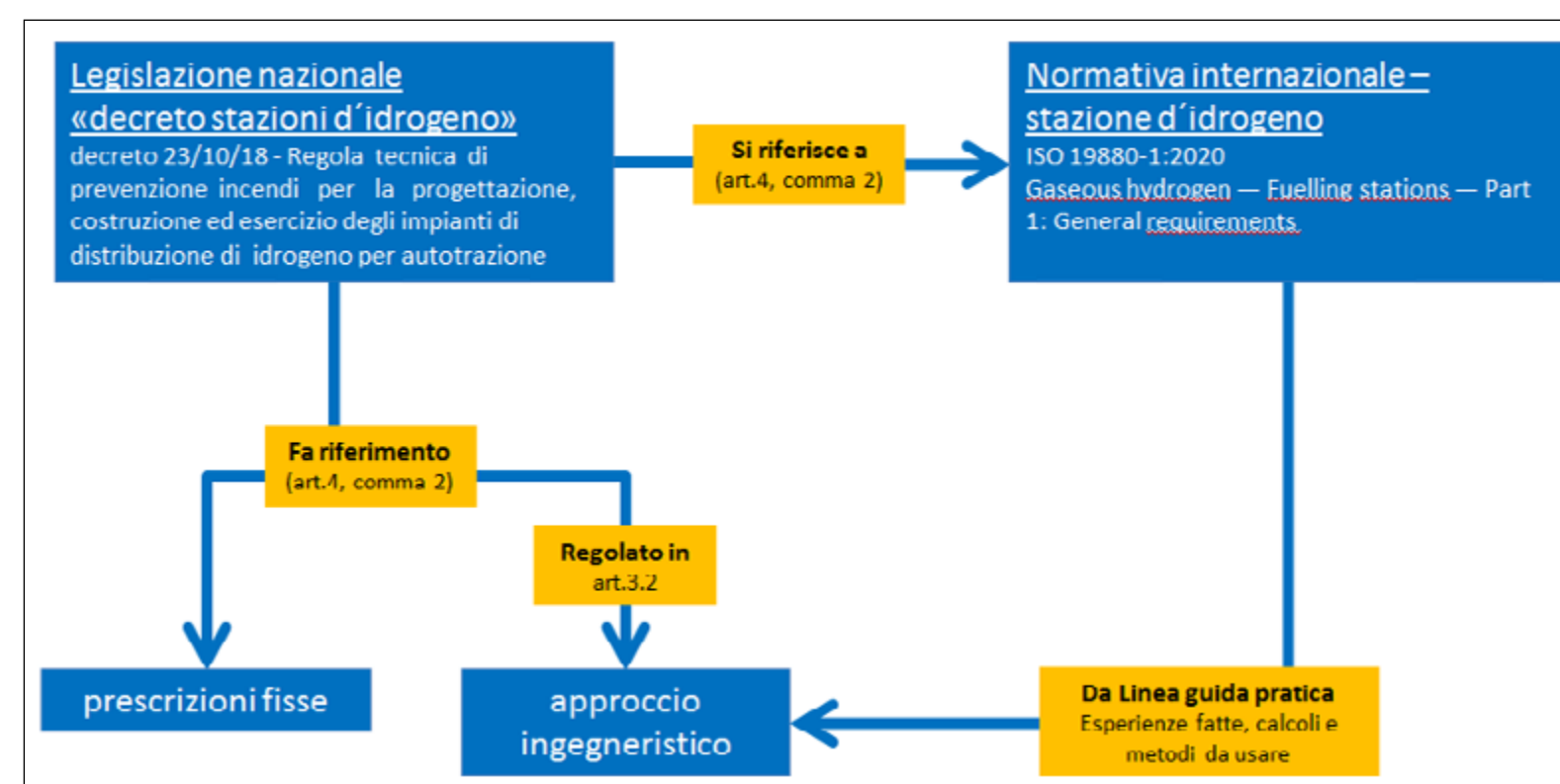


Figura 1: La normativa italiana in materia di stazioni di rifornimento di idrogeno

UBICAZIONE

L'articolo 5 determina l'ubicazione degli impianti, in particolare dove NON possono sorgere:

- nella zona territoriale omogenea totalmente edificata, individuata come zona A nel piano regolatore generale o nel programma di fabbricazione, ai sensi dell'art. 2 del decreto ministeriale 2 aprile 1968, n. 1444 e, nei comuni sprovvisti dei predetti strumenti urbanistici, all'interno del perimetro del centro abitato, delimitato a norma dell'art. 17 della legge 6 agosto 1967, n. 765, quando, nell'uno e nell'altro caso, la densità media dell'edificazione esistente nel raggio di 200 m dal perimetro

degli elementi pericolosi dell'impianto, come definiti al punto 1.2.3 dell'allegato al presente decreto, risulti superiore a 3 m³ per m²;

- *Il divieto di cui al comma 1, lettera b), non si applica agli impianti di distribuzione alimentati da condotta che siano dotati di capacità di smorzamento/accumulo non superiore a 500 Nm³ di gas; in tali impianti non è consentita la produzione in sito superiore alla capacità di 50 Nm³/h né l'uso dei carri bombolai, neanche per l'alimentazione di emergenza.
- nelle zone di completamento e di espansione dell'aggregato urbano indicato nel piano regolatore generale o nel programma di fabbricazione, nelle quali sia previsto un indice di edificabilità superiore a 3m³ per m²
 - *Il divieto di cui al comma 1, lettera c), non si applica agli impianti di distribuzione alimentati da condotta che siano dotati di capacità di smorzamento/accumulo non superiore a 500 Nm³ di gas nel caso in cui gli strumenti urbanistici comunali ammettano la presenza di distributori di carburanti nelle aree destinate a verde pubblico; in tali impianti non è consentita la produzione in sito superiore alla capacità di 50 Nm³/h né l'uso dei carri bombolai, neanche per l'alimentazione di emergenza.

⁸ <https://www.vigilfuoco.it/asp/ReturnDocument.aspx?IdDocumento=5972>

- nelle aree, ovunque ubicate, destinate a verde pubblico.

L'attestazione che l'area prescelta per l'installazione dell'impianto non ricada in alcuna delle zone o aree precedentemente indicate è rilasciata dal competente ufficio dell'amministrazione comunale.

Il processo di autorizzazione per la costruzione e l'esercizio di una stazione di rifornimento di idrogeno segue le regole tecniche nazionali, ma le autorizzazioni provengono da autorità diverse che possono applicare requisiti diversi in termini di utilizzo locale. Il richiedente deve descrivere accuratamente la destinazione e l'estensione dell'impianto da installare in modo che le autorità comunali possano valutare la compatibilità con il Piano di assetto del territorio. Successivamente, è compito dei Vigili del Fuoco locali fornire una valutazione in termini di sicurezza e prevenzione incendi, ai sensi della quale viene concessa l'autorizzazione all'uso dell'impianto.

Di seguito forniamo una lista delle Autorità che vengono coinvolte nei processi autorizzativi.



Tabella 1: Autorità coinvolte nei processi autorizzativi

SUAP (Sportello Unico Attività Produttive) DEL COMUNE	Per la presentazione delle procedure nelle quali vengono chiesti i singoli pareri e dalle quali si ottiene titolo unico autorizzativo
Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco	Per la richiesta di parere di conformità prevenzione incendi
Direzione Regionale dei Vigili del Fuoco	In caso di deroga al DPR 155/11 - 1/8/2011 N°151 [2]
Agenzia delle Dogane	Per la domanda di autorizzazione all'esercizio ai fini dell'Accisa Nazionale
Settore Urbanistico Comune	Per ottenimento titolo edilizio all'esecuzione dei lavori
Comitato Tecnico Regionale (CTR)	A seconda del luogo di installazione, devono essere consultate le autorità regionali
Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale (ARPA)	A seconda del luogo di installazione, devono essere consultate le autorità regionali
SUAP (Sportello Unico Attività Produttive) del comune	Con deposito (zona non sismica) o autorizzazione (zona sismica)
ANAS ("Azienda Nazionale Autonoma delle Strade")	Se il punto vendita è su rete di tale gestore
Autostrade	Se il punto vendita è su rete di tale gestore
MIC (Ministero della Cultura)	Soprintendenza per l'Autorizzazione del Paesaggio in caso di richiesta specifica se l'area è ristretta dal punto di vista architettonico
Provincia, Comune o Anas	Per l'autorizzazione alla pubblicità in caso di installazione di una pubblicità specifica
Provincia o Comune	Per Autorizzazione Unica Ambientale in caso di nuova stazione o aggiornamento della VAS esistente in caso di stazione in esercizio (impatto acustico dovuto al rumore del compressore)
Eventuali ulteriori autorizzazioni derivanti da vincoli specifici (rischio idrogeologico, zone cuscinetto, ecc.)	

Il tempo totale per ottenere l'autorizzazione può variare dai 4 mesi a 1 anno, dato raccolto dalle testimonianze degli stakeholder. Normalmente il tutto viene presentato al Comune (SUAP-Sportello unico per le attività produttive), che poi inoltra tutti i documenti a tutti i soggetti coinvolti. Entro 15 giorni, tali autorità possono richiedere ulteriore documentazione.

In particolare;

- I Vigili del fuoco hanno 60-90 giorni a seconda che si tratti di una procedura semplice o che sia coinvolto il CTR (se è necessaria un'eccezione, ad esempio, non vengono rispettate le distanze di sicurezza del decreto e quindi si utilizza l'approccio ingegneristico). 60 giorni se il processo è conforme al DM 23/10/2018, 90 giorni in caso di deroga. In caso di necessità, i Vigili del fuoco potrebbero prorogare tale tempistica per richiedere ulteriore documentazione. Risulta possibile ridurre a circa 60 giorni i tempi entro i quali effettuare il confronto con i Vigili del fuoco, ricorrendo ad una istanza NOF (Nulla Osta di Fattibilità).
- Il Comando esamina la domanda e, con proprio parere motivato, la trasmette entro trenta giorni

alla Direzione Regionale. La Direzione, sentito il Comitato tecnico regionale per la prevenzione degli incendi, di cui all'articolo 22 del decreto legislativo 8 marzo 2006, *n. 139*, si pronuncia entro sessanta giorni dal ricevimento della richiesta, e ne dà contestuale comunicazione al Comando cui la stessa è stata presentata e al richiedente

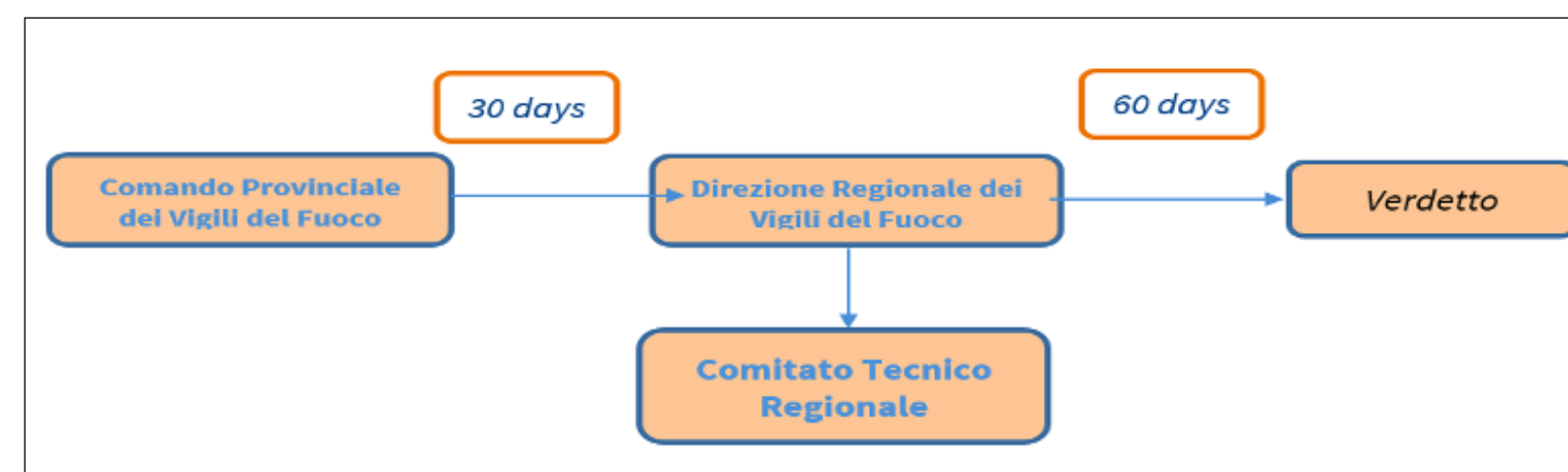


Figura 2: Tempistiche autorizzative

In alcuni casi i termini autorizzativi possono estendersi fino a diversi mesi, a seconda delle amministrazioni coinvolte. La natura dell'impianto porta a problematiche dovute alla scarsa dimestichezza con questo tipo di impianto che può causare un consistente ritardo oltre che un aumento dei costi associati alle procedure. Anche se le procedure sono uniformi per l'intero Paese, le autorità locali possono avere requisiti diversi. Pertanto, gli enti locali possono intervenire nella fase di valutazione e autorizzazione della proposta. I vigili del fuoco locali sono responsabili della valutazione

della sicurezza e del piano di prevenzione incendi del singolo sito. Diverse autorità regionali possono essere coinvolte nel processo di autorizzazione.

Un altro aspetto importante è rappresentato dall'applicazione della Direttiva AFID. Tale direttiva, recepita in Italia con il DL 16/12/2016 n. 257, trova poi applicazione con delibere regionali. In questo caso le regioni possono scegliere se è possibile realizzare stazioni mono carburante oppure le nuove stazioni devono comprendere anche i combustibili tradizionali (benzina e gasolio). Questo può rappresentare un limite allo sviluppo delle stazioni di servizio a idrogeno, in quanto la realizzazione di un impianto tradizionale può rappresentare un aumento dei costi di investimento.

Le considerazioni generali che è possibile trarre sono le seguenti:

- **La regola tecnica da applicare su stazioni di rifornimento idrogeno (DM. 23 ottobre 2018) è significativamente più restrittiva in confronto all'approccio di altri paesi europei e/o mondiali.** Successivamente nel documento si sottolineano le distanze di sicurezza applicate notevoli e di conseguenza gli spazi necessari. Questo rende molto più difficile trovare gli spazi, specialmente per locazioni in zone rurali. Anche sull'aspetto finanziario, l'occupazione di terreno è costosa, e un

investimento in Paesi meno restrittivi è vantaggioso per gli investitori. L'appello è di confrontarsi con le esperienze estere e di definire linee guida comuni per non rischiare uno svantaggio territoriale. Aggiornamenti possono essere introdotti soprattutto facendo leva sulle analogie che la distribuzione dell'idrogeno ha con quella del GNL e del GNC.

- **Oltre agli spazi per le distanze di sicurezza, il decreto attualmente in vigore richiede aggiuntivi interventi edili importanti** (box per tutti gli elementi pericolosi, recinzioni). Anche questo è in forte contrasto con le stazioni realizzate in altri Paesi. I costi di investimento e i costi di manutenzione decisamente più alti rendono meno attrattivo investire sul territorio nazionale e si rischia di rallentare l'installazione di impianti sul territorio.
- **L'erogazione dell'idrogeno avviene solo dopo un controllo di sicurezza/tenuta.** Per questo è da ritenere molto sicuro, se non di più, di un rifornimento di carburanti tradizionali e in ogni

caso almeno sullo stesso livello di sicurezza del gas naturale. Per questo è giusto che si possa applicare la stessa modalità come sul metano (registrazione su un sito, corso online e abilitazione mediante carta di credito). Si consiglia di allineare la normativa di rifornimento idrogeno a quella del rifornimento gas naturale.

Il Regolamento per lo sviluppo di un'infrastruttura per i carburanti alternativi (AFIR)

Il Fit for 55⁹ è un pacchetto di proposte della Commissione Europea per rendere le politiche dell'UE in materia di clima, energia, uso del suolo, trasporti e fiscalità idonee a ridurre le emissioni nette di gas serra di almeno il 55% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990. Lo sviluppo di un'economia dell'idrogeno nell'UE e di un'industria dell'idrogeno interna è fondamentale per raggiungere gli obiettivi del Green Deal dell'UE. Il pacchetto Fit for 55 dà un impulso significativo allo sviluppo dell'industria europea dell'idrogeno attraverso:

- Obiettivo del 50% sulla quota di consumo di idrogeno rinnovabile nell'industria;
- Obiettivi concreti e ambiziosi per l'idrogeno e derivati dell'idrogeno nella proposta marittima Fuel EU

- Indicazione di una stazione di rifornimento di idrogeno disponibile ogni 150 km lungo la rete centrale TEN-T (che consente sinergie tra i corridoi TEN-T e TEN-E);
- Obiettivo 2,6% per i combustibili rinnovabili di origine non biologica. All'interno del pacchetto "Fit for 55" della Commissione (pubblicato il 14 luglio 2021) è presente anche una proposta di Regolamento finalizzato a dare nuovo impulso alla realizzazione di infrastrutture di ricarica/rifornimento di carburanti alternativi. Per i veicoli a idrogeno, la proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, che abroga la direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio in discussione propone **una stazione ogni 150 km sulla rete centrale TEN-T che serva entrambe le direzioni per i veicoli pesanti a 700 bar** (mentre 350 bar è opzionale) entro il 2030. **I veicoli leggeri devono essere abilitati a rifornirsi in tutte le stazioni.** Gli Stati membri devono garantire che almeno una stazione di rifornimento di idrogeno sia installata per ogni nodo urbano della rete TEN-T con una capacità di **2 tonnellate di idrogeno al giorno entro il 2030.** Inoltre, gli Stati membri devono garantire che **ogni 450 km sulla rete TEN-T una stazione di rifornimento serva idrogeno liquido ai camion** e che l'idrogeno liquido sia servito in almeno un terzo

⁹https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_21_3541

dei nodi urbani.

Al punto 27 di tale regolamento risulta che il rifornimento dei veicoli alimentati a idrogeno dovrebbe poter avvenire a destinazione o in prossimità della stessa, che è solitamente ubicata in una zona urbana. Per far sì che il rifornimento a destinazione accessibile al pubblico sia possibile almeno nelle principali aree urbane, tutti i nodi urbani quali definiti nel regolamento (UE) n. 1315/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio dovrebbero disporre di tali stazioni di rifornimento. Per i nodi urbani, le autorità pubbliche dovrebbero valutare la possibilità di realizzare stazioni all'interno di centri merci multimodali, poiché questi ultimi non solo sono la destinazione tipica dei veicoli pesanti, ma potrebbero anche fornire idrogeno ad altri modi di trasporto, come quello ferroviario e la navigazione interna.

Revisione della direttiva sulle energie rinnovabili (RED II)

Un elemento del pacchetto "Fit for 55" è la revisione della direttiva sulle energie rinnovabili (RED II), per aiutare l'UE a raggiungere il nuovo obiettivo del 55 % di diminuzione di gas a effetto serra. La RED II rivista fissa un nuovo obiettivo dell'UE di una quota minima

del 40 % di FER nei consumi finali di energia entro il 2030, insieme a nuovi target settoriali.

La proposta include anche obiettivi per l'uso dell'idrogeno rinnovabile nell'industria e nel settore dei trasporti. Nei trasporti, l'obiettivo del 2,6% è in linea con le ipotesi della Strategia Europea dell'Idrogeno presentata dalla CE nel luglio 2020 e che prevede l'installazione di 40 GW di elettrolizzatori entro il 2030 sul territorio dell'Unione Europea. Inoltre, la proposta rimuove i moltiplicatori associati a determinati combustibili rinnovabili e all'elettricità rinnovabile utilizzata nei trasporti, creando così condizioni di parità. Al fine di integrare l'utilizzo dell'energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti, ogni Stato membro fissa un obbligo in capo ai fornitori di carburante per assicurare che entro il 2030 la quota di energia da fonti rinnovabili sia almeno il 14 % del consumo finale di energia nel settore dei trasporti (quota minima), in conformità di una traiettoria indicativa stabilita dallo Stato membro. La riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivante dall'uso di carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto, esclusi i carburanti derivanti da carbonio riciclato, **deve essere almeno del 70 % dal 1° gennaio 2021** (Art.25).

La revisione della RED II introduce nuove disposi-

zioni per promuovere l'uso di combustibili rinnovabili liquidi e gassosi per autotrazione di origine non biologica (RFNBOs). La Commissione è invitata a sviluppare una metodologia affidabile che assicuri che l'energia elettrica utilizzata per la produzione RFNBOs sia di origine rinnovabile, definendo regole per la correlazione temporale e geografica tra l'unità di produzione di energia elettrica e la produzione del combustibile, ai sensi **dell'articolo 27, paragrafo 3, 7° comma**, della direttiva RED II. Tale Articolo conferisce alla Commissione il potere di adottare un **atto delegato che stabilisca una metodologia dell'Unione norme dettagliate in base alle quali gli operatori economici devono conformarsi ai requisiti.**

La Commissione europea ha pubblicato i due atti delegati mancanti¹⁰. Una volta adottati, questi documenti completeranno la proposta generale della Commissione per un quadro normativo per l'idrogeno rinnovabile.

La prima proposta¹¹ stabilisce i criteri per i prodotti che rientrano nella categoria "idrogeno rinnovabile". L'atto delegato sull'addizionalità stabilisce le condizioni che i produttori di idrogeno devono soddisfare affinché l'idrogeno sia considerato rinnovabile. Queste condizioni si riferiscono all'elettricità rinnovabile che

¹⁰ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_594

¹¹ https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/7046068-Production-of-renewable-transport-fuels-share-of-renewable-electricity-requirements_en

gli elettrolizzatori richiedono per produrre idrogeno. Tre condizioni principali vengono proposte; **addizionalità, correlazione temporale e correlazione geografica**. Inoltre, il progetto di atto delegato stabilisce una condizione aggiuntiva: per la produzione di idrogeno rinnovabile, gli elettrolizzatori possono produrre energia elettrica rinnovabile solo da impianti connessi alla rete che non hanno beneficiato di aiuti di Stato. La proposta contiene criteri per;

Il collegamento diretto tra impianti di generazione di energia elettrica rinnovabile e l'elettrolizzatore

- L'entrata in esercizio degli impianti di generazione di energia elettrica rinnovabile nello stesso anno dell'elettrolizzatore o successivamente
- Garantire che la produzione di idrogeno rinnovabile incentivi lo sviluppo di nuova capacità di generazione di energia elettrica rinnovabile (principio di addizionalità)
- La produzione di energia elettrica rinnovabile che dovrebbe avvenire contestualmente al consumo di elettricità per la produzione di idrogeno

rinnovabile

- Garantire che non vi sia congestione nella rete elettrica tra l'elettrolizzatore che produce idrogeno rinnovabile e l'impianto che genera elettricità rinnovabile, l'impianto dovrebbe essere situato nella stessa zona di offerta o, nel caso ubicati in zone di offerta diverse, non vi sia effettiva congestione della rete elettrica

Tale proposta non è stata accolta dal Parlamento Europeo, pertanto la Commissione dovrà rielaborare un nuovo testo.

La seconda proposta¹² sulla metodologia di calcolo delle emissioni del ciclo di vita dell'idrogeno rinnovabile. L'obiettivo del secondo atto delegato è garantire che l'idrogeno utilizzato nel settore dei trasporti contribuisca agli obiettivi dell'UE in materia di cambiamento climatico. La legge stabilisce i requisiti per l'elettricità rinnovabile utilizzata per produrre questi carburanti rinnovabili per il trasporto in modo che possano essere considerati completamente rinnovabili.

Infrastrutture di rifornimento idrogeno e il Repower EU

Nel Maggio 2022 la Commissione Europea ha approvato il REPowerEU Plan, volto alla drastica riduzione della dipendenza dell'Unione dai combustibili fossili russi.

Sulla base delle proposte enunciate nel pacchetto "Fit for 55", il piano REPowerEU prevede una serie di azioni e obiettivi da intraprendere al fine di ridurre i consumi energetici, diversificarne gli approvvigionamenti, sostituire rapidamente la dipendenza da combustibili fossili accelerando la transizione energetica e promuovere investimenti parallelamente allo sviluppo di un quadro normativo e regolatorio adeguato.

L'idrogeno assume un ruolo chiave per la riduzione della dipendenza da combustibili fossili (gas, carbone e petrolio) nei settori hard-to-decarbonise dell'industria e dei trasporti.

Dalla pubblicazione della strategia idrogeno Europea al Repower EU, in soli due anni, gli obiettivi sono raddoppiati, sia nella produzione europea di idrogeno verde, sia nelle importazioni anch'esse raddoppiate. Il piano REPowerEU infatti stabilisce un target complessivo di 10 milioni di tonnellate di idrogeno rino-

¹² https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12713-Renewable-energy-method-for-assessing-greenhouse-gas-emission-savings-for-certain-fuels_en

vabile prodotto sul territorio dell'Unione Europea e di ulteriori 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile importato entro il 2030.

L'obiettivo individuato per l'impiego di idrogeno rinnovabile nel settore dei trasporti è di circa 2.32 milioni di tonnellate, valore che risulta essere pari a 2.5 volte il target previsto dal Fit for 55 (circa 0.9 Mton).

Di conseguenza, il Piano promuove l'uso dell'idrogeno rinnovabile e di combustibili derivati (combustibili rinnovabili di origine non biologica, RFNBOs) nel settore dei trasporti prevedendo un target del 5.7%, obiettivo significativamente maggiore di quanto previsto dal Fit for 55 (2.6%).

Il considerevole incremento nel consumo di idrogeno rinnovabile implica necessariamente l'aumento della capacità installata di elettrolizzatori, da 44 GW previsti nell'ambito del Fit for 55 a 65 GW nel REPowerEU Plan. Il piano prevede l'implementazione di una capacità addizionale di FER per alimentare gli impianti di produzione di idrogeno rinnovabile; in particolare, viene stabilita la necessità di 41 GW e 62 GW addizionali, rispettivamente per l'energia eolica e quella solare.

Decreto di recepimento della RED II o D.Lgs. 8 novembre 2021, n.199

In attuazione delle misure del PNRR ("Missione 2, Componente 2, Investimento 3.1 Produzione di idrogeno in aree industriali dismesse" e "Missione 2, Componente 2, Investimento 3.2 Utilizzo dell'idrogeno in settori hard-to-abate") sono definite modalità per incentivare la realizzazione di infrastrutture di produzione e utilizzazione di idrogeno, modalità per il riconoscimento dell'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili e condizioni di cumulabilità con gli incentivi tariffari di cui all'articolo 11, comma 2.

In particolare, l'articolo 38 del decreto definisce le semplificazioni per la costruzione ed esercizio di elettrolizzatori, che potranno essere presenti almeno in alcune stazioni di rifornimento per la produzione on-site.

Mentre in Italia abbiamo recepito la direttiva 2018/2001, in Europa sono in discussione gli aggiornamenti a tale direttiva, con novità importanti per quanto riguarda l'idrogeno.

Ad oggi la RED II (2018) e quindi il suo recepimento, concentra l'attenzione sull'idrogeno nei trasporti, ma

sappiamo che questa è una visione ormai obsoleta, in quanto l'idrogeno è considerato chiave anche per la decarbonizzazione del settore industriale e della produzione di energia; l'articolo 22-a della proposta di RED II (rev. 2021) è espressamente dedicato proprio a questo, con obiettivi puntuali da raggiungere entro il 2030. Siccome la revisione alla RED II è un processo in atto a livello europeo, ad oggi per l'Italia, ci riferiamo al decreto di recepimento 8 novembre 2021, n. 199¹³.

IL PNRR e la strategia idrogeno italiana

Nel luglio 2020 la Strategia europea sull'idrogeno ha previsto una forte crescita dell'idrogeno verde nel mix energetico, per far fronte alle esigenze di progressiva decarbonizzazione di settori con assenza di soluzioni alternative (o con soluzioni meno competitive). La strategia europea prevede un incremento nel mix energetico fino al 13-14 per cento entro il 2050, con un obiettivo di nuova capacità installata di elettrolizzatori per idrogeno verde pari a circa 40 GW a livello europeo. **L'Italia ha risposto con l'elaborazione delle Linee Guida preliminari per una strategia idrogeno italiana¹⁴ e con investimenti nel PNRR dedicati.**

Lo scenario al 2030 descritto dalle Linee Guida preli-

¹³ DECRETO LEGISLATIVO 8 novembre 2021, n. 199 Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

¹⁴ https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Strategia_Nazionale_Idrogeno_Linee_guida_preliminari_nov20.pdf

minari per una strategia idrogeno italiana prevede per quanto riguarda la mobilità una spinta allo sviluppo del trasporto pesante e ferroviario a idrogeno con target di penetrazione di almeno il 2% di camion a lungo raggio a celle a combustibile entro il 2030 (Il segmento dei camion a lungo raggio potrebbe essere soggetto a una penetrazione più significativa, e crescere del 5-7% rispetto al suddetto 2%) e 50% tratte ferroviarie nazionali non elettrificabili convertite a H².

In linea con questi indirizzi e quindi con la strategia europea, il PNRR finanzia da un lato l'infrastruttura, 230 milioni per la costruzione di 40 stazioni di rifornimento nelle aree strategiche per i trasporti stradali pesanti e 300 milioni per la conversione di linee ferroviarie non elettrificate a idrogeno e 10 stazioni di rifornimento, dall'altro lato il rinnovo di flotte bus, treni, navi verdi per un trasporto più sostenibile, in cui l'opzione idrogeno è percorribile¹⁵.

¹⁵ Decreto direttoriale 113 10-11-2022
Decreto direttoriale 346 11-1-2022

Tecnologia/ componenti generali

Schema d'impianto generale

La stazione di rifornimento idrogeno ha lo scopo di distribuire l'idrogeno ai clienti. L'idrogeno può essere prodotto in loco, oppure può essere rifornito da una fonte esterna (Figura 3). La pressione a cui l'idrogeno viene reso disponibile, in entrambi i casi, è più bassa di quella richiesta dei veicoli; perciò, viene installato un compressore. Le colonnine di distribuzione sono il punto di contatto con il cliente e devono garantire quindi una gestione facile e sicura. A seconda del protocollo di rifornimento, le colonnine sono dotate di sistema di preraffreddamento dell'idrogeno.

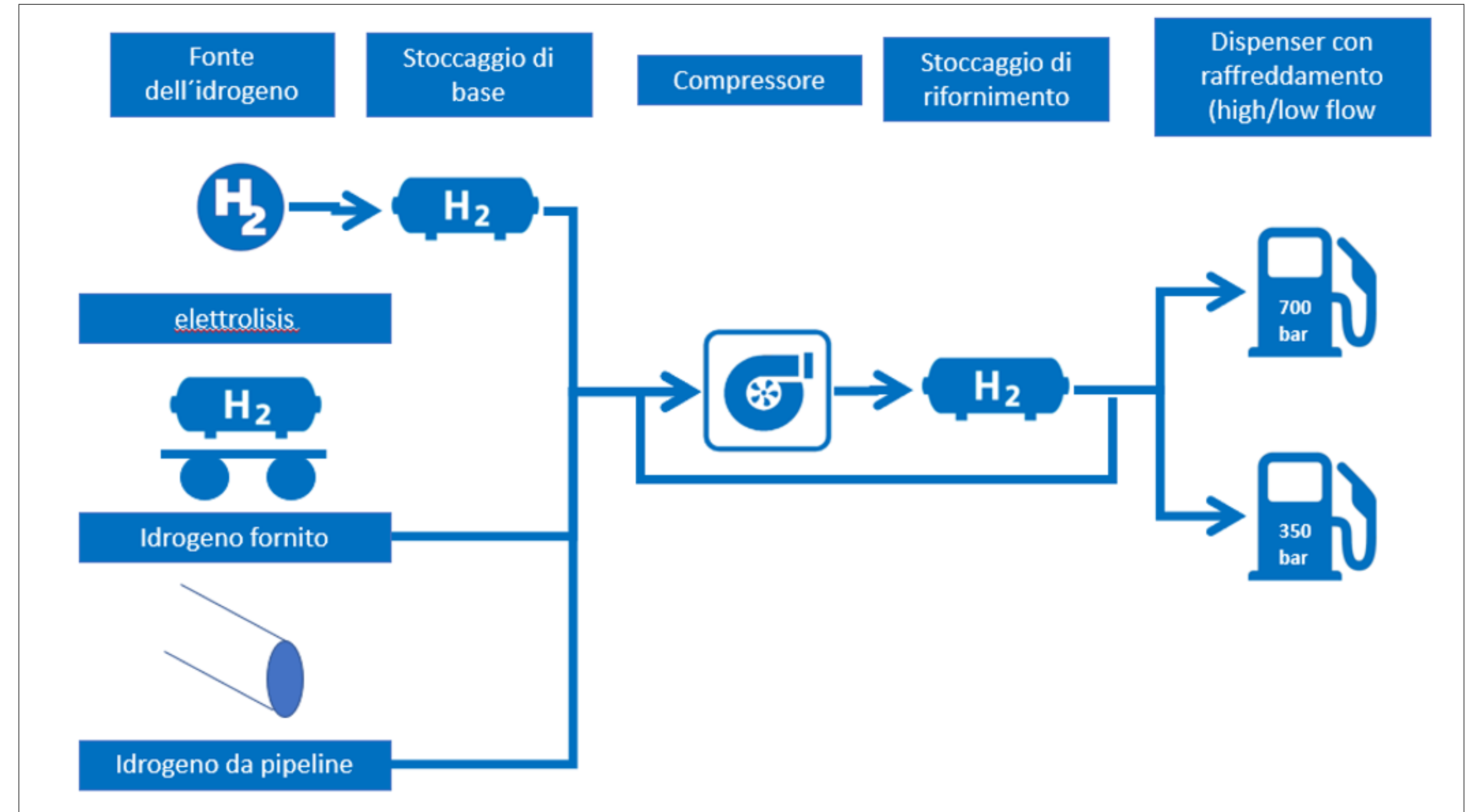


Figura 3: Schema d'impianto generale

Le componenti principali dell'impianto di produzione di H² sono:

- Trattamento delle acque
- Elettrolizzatore
- Trattamento dell'idrogeno (purificazione del gas)
- Buffer a bassa pressione

I componenti principali del progetto per la stazione di rifornimento sono:

- Compressione ad alta pressione
- Stoccaggio ad alta pressione
- Sistema di preraffreddamento di idrogeno
- Distributore

Fonte dell'Idrogeno

L'idrogeno può essere prodotto in loco o essere fornito da una produzione esterna, con vantaggi e svantaggi descritti nelle prossime pagine. Per garantire l'affidabilità del servizio al cliente, è consigliabile prevedere entrambe le possibilità per la singola stazione di rifornimento. In tal modo, ove la produzione in loco di idrogeno non sia sufficiente e/o in caso di downtime degli elettrolizzatori, risulta comunque possibile rifornire gli utenti della HRS.

Produzione in loco

La produzione di idrogeno mediante elettrolisi da energie low-carbon rappresenta la forma più sostenibile ed è quindi da preferire nel medio/lungo termine. Esistono varie tipologie di elettrolizzatori industriali, descritti nelle sezioni a seguire. Il principale svantaggio della produzione mediante elettrolisi è la grande quantità di energia richiesta per la generazione dell'idrogeno. La produzione mediante il processo di Steam Methane Reforming necessita di una fonte di metano sul posto, ma l'energia elettrica richiesta è

molto ridotta. In questo caso sarà comunque necessario immaginare sistemi di cattura della CO² per la neutralizzazione delle emissioni. Per ogni soluzione è necessaria una fonte di acqua di processo.

Trattamento delle acque

Il primo passo per produrre idrogeno è il trattamento dell'acqua. In questa fase del processo l'acqua viene demineralizzata e temperata in modo che l'elettrolizzatore riceva un flusso con una qualità dell'acqua adeguata. Come input del trattamento dell'acqua, è possibile utilizzare acqua di qualsiasi qualità, ma peggiore è la qualità dell'acqua, più acqua ed elettricità sono necessarie per fornire l'acqua demineralizzata richiesta. In uscita si ha il flusso di acqua demineralizzata verso l'elettrolizzatore oltre ad un flusso di acque reflue. Queste acque reflue sono costituite dall'acqua non fornita all'elettrolizzatore e dai minerali residui dell'acqua demineralizzata.

Elettrolizzatori

Elettrolizzatori alcalini

L'elettrolisi alcalina avviene già su larga scala e l'idrogeno ivi generato è di elevata purezza. Rappresenta il processo di generazione dell'idrogeno più maturo,

risulta una tecnologia solida e collaudata, che mostra il track record più lungo su base industriale, ed è adatta alla produzione di idrogeno in gran quantità. All'interno dell'elettrolizzatore la corrente elettrica continua è condotta in un liquido conduttivo (elettrolita) attraverso due elettrodi, l'anodo e il catodo. Un separatore, o diaframma, permette di dividere il comparto anodico da quello catodico, evitando il mescolamento dei due flussi gassosi generati agli elettrodi. Parallelamente, tale componente deve necessariamente consentire il passaggio degli ioni. Come elettrolita si utilizza una soluzione di KOH (idrossido di potassio) con una concentrazione compresa tra il 20% ed il 40%. La temperatura di esercizio di tali dispositivi è generalmente compresa tra i 60°C e gli 80°C; mentre la pressione è, al più, pari a 30 bar. L'efficienza complessiva del sistema è elevata, raggiungendo valori di 75-80%. L'impiego di elettrolizzatori alcalini consente di ricorrere a catalizzatori di materiale non nobile, rendendo tale tecnologia relativamente a basso costo rispetto alle altre attualmente in uso.

Le principali perdite nell'elettrolisi alcalina sono riconducibili alla parziale ricombinazione dei gas prodotti (H² e O²), non essendo il diaframma in grado di separare completamente i due flussi gassosi. Inoltre, la presenza dell'elettrolita liquido non consente di rag-

giungere pressioni di esercizio elevate e la soluzione di idrossido di potassio (KOH) risulta essere altamente corrosiva.

L'elettrolisi alcalina rappresenta la più ampia gamma di elettrolizzatori sul mercato; sono commercialmente diffusi dispositivi in grado di produrre da 0,4 a 800 Nm³/h, con soluzioni di piccola taglia per applicazioni leggere (ad esempio oreficeria) e soluzioni multi-MW per la mobilità o l'industria pesante. La gamma di elettrolizzatori alcalini di nuova generazione prevede modelli da 20, 100 MW e oltre.

In sintesi, le caratteristiche principali di questa tecnologia sono:

- Elevata efficienza energetica
- Elettrolisi alcalina ad alta pressione: 30 bar direttamente alla pressione di processo
- Capacità relativamente limitata di rispondere alle fluttuazioni degli input, fattore che la rende meno adatta all'accoppiamento con le energie rinnovabili rispetto alla tecnologia PEM
- Competitività economica: ottimo TCO (Total Cost of Ownership), con una pressione di man-

data dall'elettrolizzatore di 30 bar, diminuendo notevolmente la domanda di energia che sarà necessaria per l'ulteriore compressione (bassa, media e alta pressione)

- Robustezza: longevità dello stack, un prerequisito essenziale per l'applicazione industrial
- Architettura modulare e scalabile basata su un modulo core su piccola scala utilizzato come elemento costitutivo
- Facile da installare: il montaggio in loco è limitato alle interconnessioni.

La gamma multi-MW è specificamente progettata per la decarbonizzazione su larga scala dei settori dell'industria, della mobilità e dell'energia. In particolare, i principali settori in cui questa soluzione è applicabile sono: raffinerie, lavorazione chimica, acciaierie, metallurgia, componenti elettronici e stazioni di idrogeno di grande capacità (non solo per grandi captive fleet, ma anche per rifornire mezzi di trasporto pesanti come autobus, camion, treni, barche, ecc.).



Figura 4: Esempio di elettrolizzatore alcalino pressurizzato (solo a scopo illustrativo)

Elettrolizzatori PEM (Proton Exchange Membrane)

Il processo che avviene in un elettrolizzatore PEM (Proton Exchange Membrane) rappresenta l'inverso di ciò che avviene in una cella a combustibile: l'elettrolisi dell'acqua comporta la scissione delle molecole nei loro componenti, idrogeno (H²) e ossigeno (O²) grazie a delle reazioni elettrochimiche provocate dall'applicazione di tensione elettrica. A differenza degli elettrolizzatori alcalini, i PEM impiegano un elettrolita solido costituito da una membrana polimerica a scambio ionico. Tale membrana conduttrice di protoni, è la componente chiave del dispositivo: i gruppi funzionali presenti all'interno della matrice polimerica sono i responsabili dell'elevata conducibilità protoni-

ca, del basso crossover dei gas e della compattezza del sistema. La pressione di esercizio degli elettrolizzatori PEM può raggiungere i 40 bar; mentre il range di temperatura è 60°C-100°C. L'efficienza del sistema è elevata, pari a circa il 65%-78%. I costi di tale tecnologia risultano essere più alti rispetto al caso precedente a causa della necessità di impiegare materiali nobili come catalizzatori. Sono stati sviluppati materiali specifici con l'obiettivo di ridurre i costi mantenendo un'elevata efficienza. Questi nuovi design sono stati testati su piccola e larga scala e, ad oggi, sono stati incorporati nei prodotti commerciali.

I grandi sistemi di elettrolizzatori PEM sono costruiti sulla base di moduli. Il numero di moduli nel sistema viene scalato in base alla produzione di idrogeno o ai requisiti di ingresso elettrico. Ogni modulo è in grado di funzionare indipendentemente dall'altro consentendo una maggiore flessibilità nel controllo del carico e nella manutenzione. I moduli sono dotati dei sottosistemi necessari per il funzionamento. Inoltre, ciascuna pila è supportata da un pistone idraulico che viene utilizzato per mantenere la pressione della pila durante il funzionamento. Tale componente

consente la sostituzione delle pile all'interno del sistema molto più velocemente rispetto a un design a tirante standard. Per via della natura della tecnologia PEM, non sono necessarie sostanze pericolose (ad es. KOH) per il funzionamento e i camini non necessitano di uno spurgo regolare con un gas inerte. Gli unici contaminanti che potrebbero essere presenti nel flusso di idrogeno sono l'acqua e tracce di ossigeno. Tali sostanze possono essere rimosse abbastanza facilmente, risultando in una fornitura di idrogeno molto puro (<5 ppm H²O e <5 ppm O²). Dunque, le caratteristiche principali di questo tipo di elettrolizzatore sono:

- Elevata efficienza energetica
- Robustezza degli elettrolizzatori PEM
- Prestazioni e longevità all'avanguardia con una manutenzione minima
- Risposta dinamica e rapida che consente la partecipazione ai mercati primari e secondari di bilanciamento della rete e rende la tecnologia particolarmente adatta all'accoppiamento con le energie rinnovabili
- Elettrolisi ad alta pressione (40 bar, in fase di ricerca fino a 70 bar)

- Struttura modulare che consente flessibilità di dimensionamento utilizzando tecnologia e design ben collaudati
- Facilità di installazione grazie al montaggio in loco limitato alle interconnessioni.

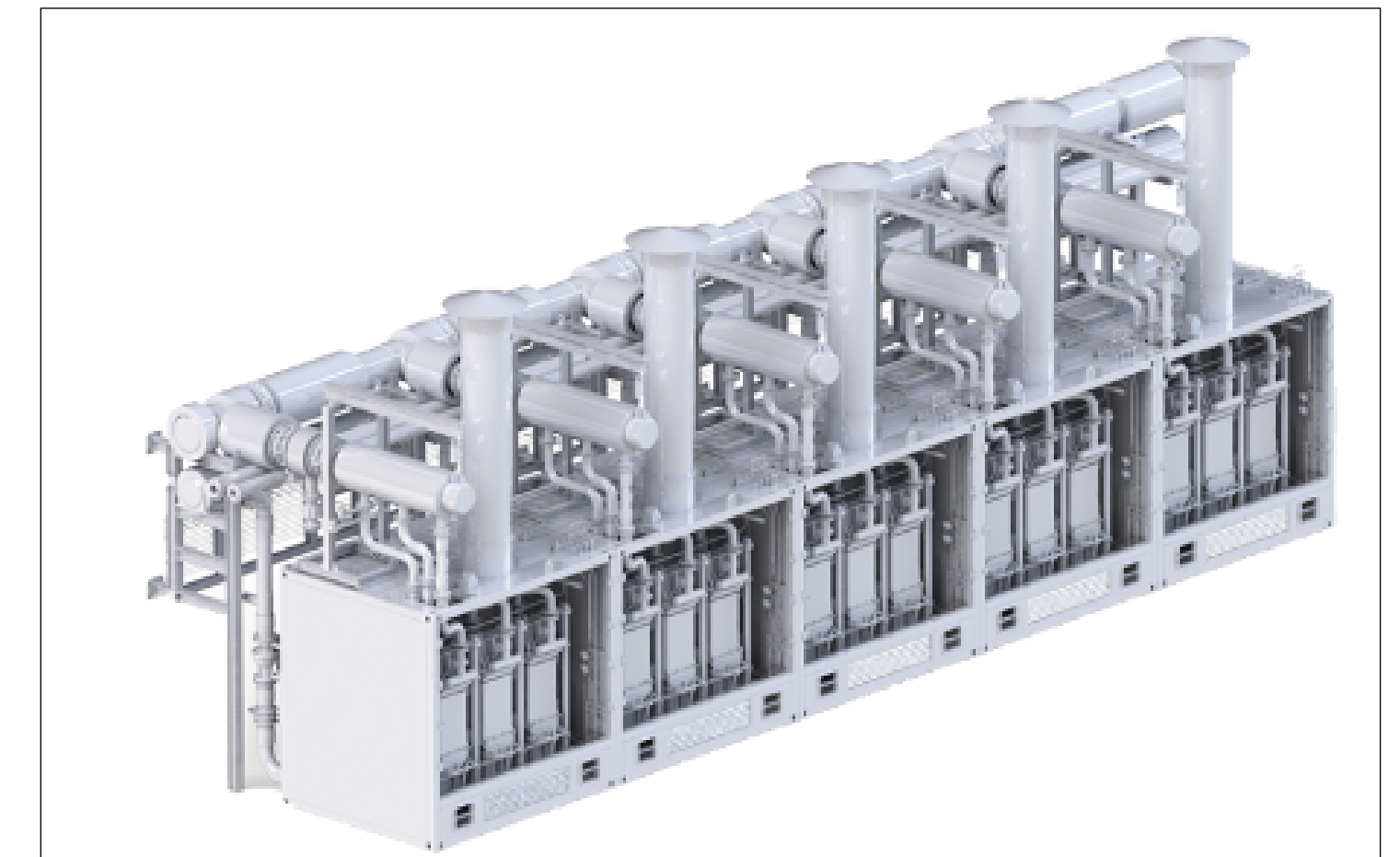


Figura 5: Esempio di elettrolizzatore PEM modulare da 10 MW (solo a scopo illustrativo)

In situazioni in cui lo spazio dell'impianto è limitato e l'elettrolizzatore deve essere costruito all'esterno o si preferisce un'operazione chiavi in mano, sono disponibili sul mercato soluzioni containerizzate. Queste generalmente includono un'unità di alimentazione (PSU), che contiene trasformatori, raddrizzatori e sistemi di raffreddamento, nonché apparecchiature di distribuzione dell'energia in un'unica unità containerizzata. Tale approccio permette di ridurre i costi di installazione in loco e semplificare le connessioni al contenitore di processo dell'elettrolizzatore e alle apparecchiature ausiliarie.

Altri tipi di elettrolizzatori

Recentemente anche altri tipi di elettrolizzatori sono stati sviluppati e sono parzialmente disponibili sul mercato. Tra questi, ad esempio, gli elettrolizzatori AEM (Anion Exchange Membrane) generatori di idrogeno efficienti con membrane a scambio anionico, che mirano a unire i vantaggi della soluzione alcalina e della soluzione PEM, ottenendo efficienza, flessibilità e senza utilizzo di materiali preziosi e costosi, e gli elettrolizzatori ad alta temperatura SOEC (Solid Oxide

Electrolysis Cell). In grado di raggiungere valori molto elevati in termini di efficienza del sistema (85%-90%), operando a pressioni e temperature elevate. Il principale limite allo sviluppo commerciale di tali dispositivi è legato alla durata di vita dei materiali ceramici sottoposti ad alta temperatura (compresa tra 700°C e 850°C). In generale, tali tecnologie risultano essere meno mature, ma in forte sviluppo e potenzialmente applicabili, a lungo termine, per la produzione di idrogeno nelle stazioni di rifornimento.

Buffer a bassa pressione

L'accumulo a bassa pressione funge da tampone tra l'elettrolisi e il compressore. In tal modo i due componenti possono in parte essere azionati indipendentemente l'uno dall'altro e ciò consente all'elettrolizzatore di poter funzionare anche a bassi carichi parziali ma garantisce continuità di esercizio al compressore. Parametri di processo:

- Pressione di esercizio: 10-35 bar (a seconda del fornitore di elettrolizzatore)

Produzione dal metano/biometano ed altre forme di produzione

Oltre al processo di elettrolisi, sono anche disponibili altri metodi per la produzione di idrogeno in loco. Que-

sti comprendono soprattutto la possibilità di estrazione dell'idrogeno dal metano, ad esempio attraverso processi di reforming del gas naturale. Come visto precedentemente, per adottare tale tecnologia è necessaria una fornitura di metano in loco che si configura come una soluzione vantaggiosa essendo la fornitura mediante tubazione molto affidabile ed economica. Il processo di estrazione è complicato, visto il grado di purezza richiesto per l'idrogeno prodotto. Tali impianti permettono di ridurre l'energia elettrica richiesta, ma si ha un notevole incremento dell'energia termica necessaria allo svolgimento del processo. Per impianti di dimensioni industriali questo processo è allo stato dell'arte, avendo raggiunto elevate efficienze (70%-85%) e costi ridotti rispetto a tutti i dispositivi elettrolitici. Per quanto riguarda gli impianti di piccola taglia sono in corso diverse attività di sviluppo e potranno essere messe in commercio fra qualche anno. Data l'attività di ricerca in questo campo, potenzialmente nei prossimi anni potranno essere inseriti nel mercato prodotti in grado di soddisfare la domanda di idrogeno propria di una stazione di rifornimento, in termini sia di quantità sia di qualità del gas accoppiati a sistemi di separazione e stoccaggio della CO² prodotta dal processo.

Idrogeno fornito

L'alternativa alla produzione di idrogeno in loco consiste nell'uso di idrogeno fornito dall'esterno della HRS. Tuttora, il trasporto in forma gassosa sotto pressione tramite trailer rappresenta la soluzione comunemente usata. Mentre per decenni lo standard di pressione è stato di 200 bar, attualmente si tende ad aumentare il livello di pressione per un trasporto più efficiente al raggiungimento di pressioni pari a 300 bar oppure 500 bar, ancorché le applicazioni siano ad oggi rare. Potenzialmente in futuro si andrà anche oltre queste pressioni.

Per la stazione di rifornimento, una pressione d'ingresso elevata è un vantaggio, perché i compressori hanno una portata proporzionale alla pressione d'ingresso. Sfruttando il livello di pressione più alto, aumenta la capacità della stazione o, viceversa, i compressori possono essere meno potenti, rendendo le stazioni più economiche.

Ad oggi, la distribuzione di idrogeno gassoso tramite trailer sembra essere la scelta primaria, ma sono in

via di sviluppo anche altre soluzioni. Tra queste troviamo la fornitura mediante rete (pipeline) di distribuzione idrogeno (nuova o anche trasformando la rete esistente del metano). Questa sarebbe la soluzione più efficace ed economica, richiede però investimenti e sforzi tecnologici importanti ed è per questo da considerare una soluzione per il lungo termine.

La possibilità di trasformare il prodotto in forma liquida richiede di abbassare la temperatura a circa -250°C . Il vantaggio è che la densità aumenta ed è possibile trasportare più prodotto. D'altro canto, la produzione è molto energivora e gli impianti sono limitati (attualmente quattro in Europa) e ciò costituisce un problema potenziale in caso di aumento della domanda.

Potenziati altri metodi di trasporto sono anche sotto forma di metanolo, ammoniaca e LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier). I primi due riscontrano problematiche legate alla pericolosità per la salute e per l'ambiente, ma la tecnologia è consolidata. Invece le tecnologie LOHC sono oggetto di ricerca e i primi impianti sperimentali stanno per essere messi in esercizio. In generale le soluzioni con carrier liquidi sembrano avere vantaggi per il trasporto su lunghe distanze, cioè maggiori di 2.000 km.

Stoccaggio

Poiché l'idrogeno è l'elemento più leggero dell'universo, la sua densità energetica a pressione atmosferica è molto bassa. Pertanto, l'idrogeno viene stoccato prevalentemente in pressione. Le pressioni utilizzate possono essere molto differenti e variano dai pochi bar fino a mille bar ed oltre.

Il livello di pressione ideale risulta essere determinato anche dal tipo di utilizzo dell'idrogeno; di conseguenza, è necessario selezionarlo e ottimizzarlo per ogni stazione/produzione. Nell'ambito della mobilità a idrogeno, lo stoccaggio in pressione è la prima scelta per ridurre gli spazi richiesti dai sistemi di storage del gas. In questo caso, inoltre, lo stoccaggio ad alta pressione permette di operare rifornimenti veloci e riduce il tempo di attesa tra un'operazione e l'altra.

Una tecnologia alternativa è rappresentata dallo stoccaggio in idruri metallici. Tali materiali sono in grado di adsorbire l'idrogeno all'interno della loro rete atomica. Il vantaggio di questo sistema è che l'idrogeno può essere stoccato a pressioni fino a 40 bar, cioè a pressioni molto più basse se confrontate con lo storage in pressione. Inoltre, questo metodo offre un livello di sicurezza aggiuntivo poiché – qualora il recipiente dovesse essere difettoso – servirebbe energia termi-

ca per rilasciare l'idrogeno. Lo svantaggio principale del sistema è la sua mancanza di flessibilità: il riscaldamento e il raffreddamento, necessari a rilasciare o immagazzinare idrogeno, non sono dinamici ma richiedono tempi predefiniti ed ovviamente energia in forma di acqua calda o fredda.

Di conseguenza, tale tecnologia si presta ad essere implementata in stazioni prossime o con allacciamento ad una fonte di energia termica, come gli impianti di teleriscaldamento. Lo stoccaggio in idruri metallici risulta essere più adatto per lo storage a medio/lungo termine e, al momento, non sostituisce gli stoccaggi ad alta pressione per il rifornimento diretto.

Nel dimensionamento del sistema di stoccaggio per una stazione di rifornimento, è opportuno e necessario considerare l'utilizzo e la richiesta di idrogeno della specifica HRS.

Per quanto riguarda le stazioni prive di una produzione in loco, il carro bombolaio si configura come un sistema di stoccaggio di base. Lo stoccaggio ad alta pressione può essere integrato con il compressore; in particolare vengono predisposti moduli integrati nelle stazioni di piccola taglia per autoveicoli (fino a

40 kg/giorno, con pressioni di 1000 bar). Nel caso di impianti di taglia maggiore, ad esempio per i mezzi pesanti, si ricorre a soluzioni con sistemi di stoccaggio separati dal compressore. Per la variante con la produzione sul posto generalmente serve uno stoccaggio di base aggiuntivo, visto che il profilo di produzione in generale non può soddisfare la richiesta di picco.

Compressore/Modulo integrato stazione di rifornimento

La compressione ad alta pressione è realizzata al fine di innalzare la pressione dell'idrogeno e stoccarlo all'interno dei serbatoi presenti sui veicoli. Il tempo di rifornimento è definito da due fattori: il flusso di massa del compressore, che incide sulla velocità del riempimento, e la capacità di stoccaggio ad alta pressione dei serbatoi a bordo del veicolo. Parametri di processo per il rifornimento a 350 bar (treni e bus):

- Pressione di ingresso: 2-200 bar
- Temperatura di uscita: < 40 °C
- Pressione di uscita: fino a 450 bar
- Portata massica: fino a 60 kg/h

Parametri di processo per il rifornimento a 700 bar (autocarri e veicoli leggeri):

- Pressione di ingresso: 2-200 bar
- Temperatura di uscita: < 40 °C
- Pressione di uscita: fino a 950-1000 bar
- Portata massica: fino a 100 kg/h



Figura 6: Esempio di sistema di compressione di idrogeno (solo a scopo illustrativo)

Per le stazioni di rifornimento idrogeno esistono delle soluzioni containerizzate con un ristretto impegno di spazio, come stazioni "integrate" dove in un container è presente il compressore, i componenti ausiliari, il sistema di controllo e, nella versione base, anche lo stoccaggio in alta pressione. Tali layout integrati possono essere implementati nelle stazioni di rifornimento di piccola taglia (fino a 40 kg/giorno). Queste stazioni spesso sono progettate per il rifornimento a 700 bar, ma vengono operate a pressioni più basse. Il vantaggio è che si tratta di un sistema chiuso in sé e ben controllato. Le stazioni sono concepite per essere collegate e messe in servizio in tempi brevi (plug



Figura 7: Esempio di una stazione integrata

and play). Bisogna tener presente che le stazioni di piccola taglia non saranno considerate nel presente documento, se non per una breve citazione alla fine.

Dispenser

Il dispenser consiste in una struttura per il collegamento del veicolo e la stazione di rifornimento. All'interno della colonnina e in prossimità di questo è posizionato il preraffreddamento dell'idrogeno. A seconda della tecnologia, questo può essere messo sotto o accanto alla colonnina. Visto che negli impianti containerizzati il compressore del sistema di raffreddamento è integrato nel container del compressore per l'idrogeno, il posizionamento del dispenser deve rispettare le distanze massime.

In generale, per ogni stazione devono essere indicati i vari livelli di pressione erogata e la stazione è dotata di un sistema di comunicazione tra dispenser e vettura in modo tale che il cliente possa gestirsi e non causare problemi operativi.

Attraverso i sistemi di comunicazione il dispenser consente di regolare il processo di rifornimento e di gestire tutte le analisi legate alla sicurezza.

Parametri di processo per il rifornimento a 350 bar:

- Pressione in ingresso: fino a 450 bar
- Pressione in uscita: fino a 350 bar
- Portata massica massima allo scarico: fino a 120 g/s (7,2 kg/h)

Parametri di processo per il rifornimento a 700 bar:

- Pressione in ingresso: fino a 1000 bar
- Pressione in uscita: fino a 700 bar
- Portata massica massima allo scarico: fino a 60 g/s (3,6 kg/h)

Disposizione dei componenti

I componenti possono essere collocati in edifici e/o in container. La collocazione in edifici ha il vantaggio di avere una protezione superiore e l'accessibilità per manutenzione e controlli. Invece il collocamento in container offre il vantaggio di una progettazione, lavori edili meno impattanti e costi di manutenzione molto ridotti. Il collocamento in container offre vantaggi in termini di sicurezza dato che un'eventuale fuoriuscita di idrogeno può essere gestita areando

velocemente e limitando molto il rischio di incendi o esplosioni. Per questi motivi quasi tutti i fornitori offrono i loro prodotti premontati in container adatti a essere collocati all'esterno ed è consigliabile scegliere questa opzione laddove le dimensioni lo consentano.

Sicurezza e manutenzione

Aspetti generali

Dal punto di vista normativo, le stazioni di rifornimento fisse sono da considerarsi degli edifici e di seguito sottoposti alla legislazione edilizia. Poiché si tratta di rifornimenti con un gas infiammabile, le stazioni sono inoltre soggette al controllo antincendio, ai sensi del D.P.R. n. 151 del 1° agosto 2011.

Vista la specialità degli impianti, il legislatore ha introdotto una norma specifica per gli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione, ovvero il decreto del Ministero dell'Interno del 23 ottobre 2018 (già descritto in precedenza). Questo decreto determina in dettaglio tutte le misure da adottare sugli impianti e indica soprattutto le necessarie distanze di sicurezza. Qualora non possa essere applicato in maniera prescrittiva, il decreto apre anche la possibilità di variare la composizione della stazione applicando l'approccio ingegneristico.

Il Decreto Ministeriale 23 ottobre 2018 del Ministero dell'Interno *"Regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione"* definisce

le attività realizzate e gestite in modo da:

- Minimizzare le cause di incendio e di esplosione
- Limitare, in caso di evento incidentale, danni alle persone
- Limitare, in caso di evento incidentale, danni a edifici o locali contigui
- Permettere ai soccorritori di operare in condizioni di sicurezza

Nel Titolo I del suddetto Decreto vengono individuati gli elementi costitutivi degli impianti per la distribuzione di idrogeno alimentati sia da carri bombolai sia con produzione in loco. In particolare, vengono considerati come elementi pericolosi dell'impianto:

- L'unità di produzione di idrogeno, qualora presente
- La cabina di riduzione della pressione e di misura del gas idrocarburo (solo nel caso di unità di produzione costituita da reformer con idrocarburi)
- I compressori
- Le unità di stoccaggio
- Carri bombolai, qualora presenti

- Le unità di erogazione
- Gli elementi di connessione tra elementi pericolosi per il trasferimento dell'idrogeno (tubazioni e connessioni).

Inoltre, per quanto concerne la scelta dei materiali si richiede di considerare le problematiche specifiche derivanti da fenomeni di infragilimento da idrogeno. Per tale analisi si potrà considerare anche quanto previsto dalla norma ISO 11114-4. Nella scelta dei materiali dovranno essere considerate anche le problematiche di permeabilità e porosità all'idrogeno, così come le problematiche legate alla fatica e all'invecchiamento, in relazione alle condizioni di impiego e ai tempi di esercizio previsti.

Nel Titolo II vengono presentate le modalità costruttive da adottare per la corretta realizzazione di impianti per la distribuzione di idrogeno per l'autotrazione. **In particolare, viene prescritta la necessità di recintare le aree in cui sono collocati gli elementi pericolosi dell'impianto per un'altezza non inferiore a 1,8 m, con lo scopo di rendere inaccessibili tali elementi e prevenire manomissioni.**

Per quanto riguarda gli impianti per la produzione in sito dell'idrogeno, è stabilito che possono essere del tipo:

- a) Impianto di reforming di gas naturale o altro idrocarburo
- b) Impianti di decomposizione di acqua per elettrolisi.

Gli impianti devono essere progettati e realizzati in conformità alla regola dell'arte. Sono ritenuti a regola d'arte: gli impianti del tipo a) conformi alla norma ISO 16110-1; gli impianti del tipo b) conformi alla norma ISO 22734-1. Tali impianti devono essere collocati in box.

Viene sancito che la progettazione e realizzazione dei compressori sia in conformità alla regola dell'arte. Sono ritenuti **a regola d'arte i compressori conformi alla norma EN 1012-3**.

Lo stoccaggio dell'idrogeno gassoso può essere realizzato in unità di stoccaggio, costituita anche da più recipienti, con pressione di esercizio variabile, **non superiore a 1000 bar**, e **quantitativo massimo di idrogeno in deposito non superiore a 6000 Nm³**. Gli stoccaggi devono essere progettati e realizzati in

conformità alla regola dell'arte. Sono ritenuti a regola d'arte gli stoccaggi conformi alla norma ISO 19884. Per le unità di stoccaggio di idrogeno gassoso sono necessariamente richiesti i requisiti di sicurezza esplicitati nella regola tecnica.

I carri bombolai devono essere alloggiati in aree apposite (box), attrezzate per il collegamento all'impianto e devono rispettare la normativa ADR. Vengono inoltre definite le specifiche per il percorso del veicolo, per il parcheggio e per i dispositivi di emergenza.

I materiali impiegati per l'impianto gas devono rispondere ai requisiti di cui al decreto legislativo 15 febbraio 2016, n. 26. Le pressioni di progetto dell'impianto devono essere almeno del 10% superiori alle massime pressioni nominali di esercizio e, in ogni caso, non inferiori alle pressioni di intervento delle valvole di sicurezza. La sovrappressione nella linea di alimentazione del dispositivo di erogazione gas non deve essere superiore all'1% della pressione di erogazione, con pulsazioni della pressione non superiori al 4%.

Per quanto riguarda i dispenser, viene prescritto che le unità di erogazione devono essere provviste della marcatura CE e devono soddisfare ai requisiti essen-

ziali di sicurezza del decreto legislativo 19 maggio 2016, n. 85.

Nel Titolo III vengono sancite le distanze di sicurezza che devono essere rispettate. Nello specifico, viene fatta una distinzione tra: gli elementi pericolosi dell'impianto (A, Figura 8), le unità di erogazione (B, Figura 9).

Elemento	Distanza di protezione (m)	Distanza di sicurezza interna (m)	Distanza di sicurezza esterna (m)
Compressori	15	-	30*
Stoccaggi	15	15	30
Box carro bombolaio	15	15	30

Figura 8: Distanze di sicurezza per gli elementi d'impianto pericolosi (Fonte:DM 23 ottobre 2018)

Elemento	Distanza di protezione (m)	Distanza di sicurezza interna (m)	Distanza di sicurezza esterna (m)
Unità di erogazione	15	12	30*

Figura 9: Distanze di sicurezza per le unità di erogazione (Fonte:DM 23 ottobre 2018)

Le norme di esercizio degli impianti di distribuzione dell'idrogeno gassoso sono enunciate nel Titolo IV, secondo cui l'esercizio è ammesso solo sotto la sorveglianza del gestore della stazione di rifornimento e/o di una o più persone formalmente designate

dal gestore stesso. Il gestore e il personale designato devono ricevere una specifica formazione in merito alla conduzione dell'impianto, ai pericoli e agli inconvenienti che possono derivare dai prodotti utilizzati o stoccati.

Sono stabilite disposizioni specifiche per gli impianti per il rifornimento di flotte aziendali, riportate nel Titolo V. A differenza di quanto stabilito precedentemente, in aggiunta al personale addetto adeguatamente formato, alle persone che svolgono attività lavorativa nell'ambito dell'azienda è altresì ammesso l'impiego in modalità self-service purché il sistema di erogazione sia dotato di hardware e software di comunicazione, tra veicolo e stazione, che garantiscano l'erogazione in sicurezza.

Gli impianti delle stazioni di rifornimento idrogeno lavorano con potenze importanti e pressioni elevate. La tecnologia è ancora poco matura; di conseguenza, l'affidabilità dell'impianto è ad oggi poco consolidata anche a causa del limitato numero di stazioni. In tal senso, risulta essere necessaria una corretta pianificazione e gestione degli interventi di manutenzione (ordinari e straordinari), nonché del servizio al cliente.

Mentre i primi due servizi possono essere ceduti anche al fornitore degli impianti mediante un contratto di manutenzione, l'interfaccia con il cliente resta normalmente in capo al gestore.

Visto che nella fase iniziale le stazioni di rifornimento sono poche e in caso di guasto spesso non saranno disponibili delle alternative, la comunicazione dello stato attuale in tempo reale al cliente è uno degli strumenti più importanti e semplici. Se adeguatamente attrezzata, la stazione può trasmettere lo stato attraverso app specifiche (per esempio H2.live e/o h2-map.eu). Nel caso in cui il cliente non possa essere rifornito è importante garantire un contatto telefonico 24/7 per primo supporto.

Analisi di rischio

Il documento "**FUEL CELLS and HYDROGEN 2 JOINT UNDERTAKING (FCH 2 JU) SAFETY PLANNING FOR HYDROGEN AND FUEL CELL PROJECTS**" del 5 luglio 2019 preparato dal "panel" europeo di sicurezza sull'idrogeno (EHSP) fornisce delle linee guida utili per condurre un'analisi di rischio.

Il documento fornisce informazioni sulla pianificazione della sicurezza, sul monitoraggio e sui verbali di rapporto di sistemi a idrogeno. Questo documento

non rimpiazza o contraddice le regolazioni esistenti, che prevalgono in tutte le circostanze. Né è inteso per sostituire o andare in conflitto con i principali standard nazionali e internazionali, né per sostituire le politiche di condotta esistenti nelle aziende, né codici e procedure. Questo documento guida, infatti, mira a fornire assistenza nell'identificare richieste minime di sicurezza, pericoli e rischi e generare un piano di sicurezza di qualità. Il piano di sicurezza dovrebbe essere revisionato periodicamente come parte di uno sforzo complessivo volto a tenere costantemente sotto controllo gli aspetti di sicurezza associati al piano e per tenere conto di tutte le modifiche del sistema considerato e delle operazioni che questo svolge. I rischi potenziali, i meccanismi di guasto e gli incidenti relativi ad ogni processo dovrebbero sempre essere identificati, analizzati e messi nei rapporti ed eliminati o mitigati come parte di una buona pianificazione della sicurezza. Tutti gli aspetti rilevanti che possono essere influenzati negativamente da un guasto devono essere considerati, compresi eventi rari con gravi conseguenze. Quindi, l'obiettivo generale è quello di eliminare o almeno minimizzare i potenziali pericoli ed i rischi associati per prevenire l'impatto su:

- **Persone.** I pericoli che pongono le persone a rischio di infortunio o di morte devono essere identificati ed eliminati o, quando non è possi-

bile, mitigati. Una valutazione completa sulla sicurezza non deve considerare solo quella parte di personale che è coinvolto direttamente nel lavoro, ma tutte quelle persone per cui questo pericolo può rappresentare un rischio.

- **Proprietà.** Il danneggiamento o la perdita di attrezzatura o strutture devono essere prevenuti o minimizzati. Il danneggiamento dell'attrezzatura può essere sia la causa sia il risultato di incidenti. Un guasto all'attrezzatura può comportare danni collaterali alle proprietà circostanti, che potrebbero scatenare ulteriori danni o anche generare nuovi rischi e pericoli, per esempio per 'effetto domino'. La pianificazione effettiva della sicurezza, del monitoraggio e dei report deve considerare e minimizzare i rischi seri di danneggiamento di attrezzature e proprietà.
- **Ambiente.** Il danno all'ambiente va prevenuto. Ogni aspetto dell'ambiente naturale o artificiale che può essere danneggiato, per via di un guasto di un sistema o di una infrastruttura per l'idrogeno, deve essere identificato e analizzato. Bisogna considerare la qualifica delle modalità

di guasto che possono portare a danni all'ambiente.

Nella pianificazione della sicurezza è di fondamentale importanza identificare e far partecipare personale qualificato con esperienza sulla sicurezza nel settore specifico. Le figure professionali con esperienza di sicurezza nel settore devono essere consultate presto durante la programmazione o nella vita del progetto per assicurarsi che le buone norme e regole della sicurezza siano programmate come parte integrante durante tutto lo sviluppo del progetto. Lo scopo del lavoro di analisi di rischio e pianificazione della sicurezza può includere:

- Controllo dei documenti di pianificazione per assicurarsi che le tematiche di sicurezza siano state affrontate.
- Revisione dei design per approvare e assistere il progetto.
- Controllo e revisione regolare delle installazioni per verificare l'esecuzione e la messa in opera in sicurezza del progetto.
- Studio dei report degli incidenti per analizzarli e imparare da questi. Elaborazione report per incidenti, sinistri e incidenti sfiorati, per applicare le conoscenze guadagnate negli aggiornamenti

del piano di sicurezza.

- Sviluppo di una gestione sistematica dei problemi di sicurezza.

In Figura 10 è mostrato il tipico avanzamento di un incidente riguardante un'esplosione da gas. Le migliori pratiche di sicurezza provano a rimuovere o almeno a limitare alcuni elementi essenziali in questa catena di eventi, rappresentati come blocchi nella figura, oppure ad introdurre barriere nelle fasi di transizione, rappresentati come muri rossi. Agire su un singolo blocco può ridurre un pericolo ed i rischi associati, limitare le conseguenze o anche prevenire del tutto l'incidente. In ogni caso, prima si interrompe l'avanzamento, più sicura ed economica è la misura di precauzione adottata.

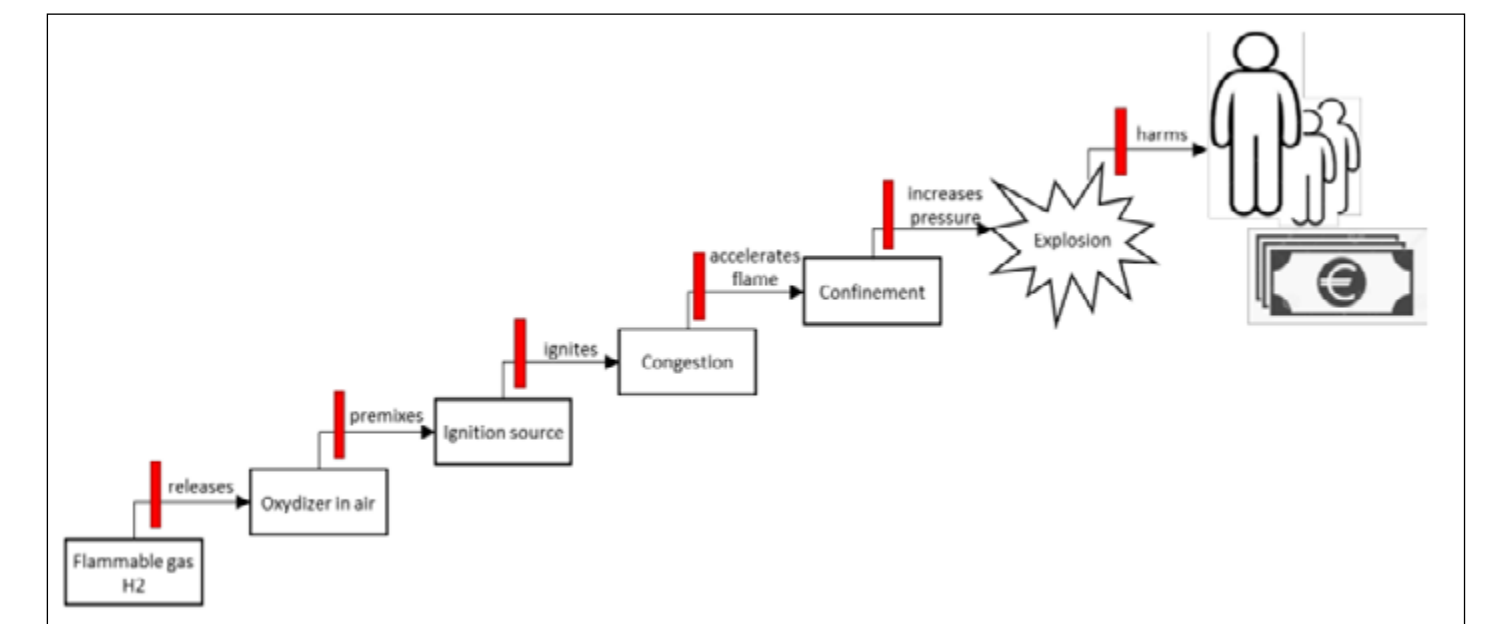


Figura 10: Esempio di avanzamento di un tipico incidente di esplosione, le barriere potenziali sono indicate come muri rossi

Tabella 2: Lista dei principi di sicurezza

Numero	Principio di sicurezza	Grado di protezione dall'esplosione
1	Limitare le attrezzature per l'idrogeno a quanto è strettamente necessario, specialmente in ambienti chiusi	1° grado
2	Evitare o limitare la formazione di miscele infiammabili, applicando i sistemi appropriati di ventilazione	
3	Svolgere un'analisi secondo ATEX	
4	Utilizzare rilevatori di perdite di idrogeno o fuoco, adottare contromisure	2° grado
5	Evitare fonti di ignizione usando materiali adeguati, rimuovere i sistemi elettrici in prossimità o mettere a terra	
6	Evitare la congestione e ridurre la turbolenza che sono ostacoli per il flusso (blockage volumetrico)	
7	Evitare il confinamento, fornire ventilazione	3° grado
8	Prevedere barriere passive efficienti in caso di mancato funzionamento o di disattivazione di quelle attive per una qualsiasi ragione	
9	Formare e addestrare il personale riguardo la sicurezza per manipolare l'idrogeno	
10	Riportare gli incidenti e i mancati incidenti in database disponibili. Includere la lezione imparata da questi incidenti nel piano di sicurezza	Principi organizzativi per la sicurezza

Questi principi di sicurezza devono essere tenuti in considerazione nella redazione del piano di sicurezza e in ogni processo di identificazione delle vulnerabilità o dei pericoli. Ogni esperto in carica dell'esame delle misure di sicurezza dovrebbe tenere a mente questi principi; principi che però non sostituiscono né i requisiti legali, comprensivi dei risultati ingegneristici sulla sicurezza dell'idrogeno, né una valutazione dettagliata dei rischi eventualmente richiesta da codici o regolazioni e normative. Tenendo conto di questi principi nelle differenti fasi della progettazione, è possibile garantire una maggiore sicurezza in tutte le operazioni e i processi che usano l'idrogeno.

Taglia della HRS

Taglie standard proposte

La capacità di rifornimento per singola stazione di rifornimento è molto legata alla tipologia di veicoli da rifornire. Visto che tra i veicoli per trasporto persone e i bus/camion medi ci sono differenze sostanziali nella quantità di idrogeno per singolo rifornimento (**da 4-5 kg per auto fino oltre 35 kg per bus e 80 kg per autocarro**), questo significa che ovviamente un veicolo pesante consuma di più di una vettura leggera. Per questo l'indicazione sulla capacità massima giornaliera di una stazione rappresenta solo un'indicazione generale. Visto che le vetture entrano soprattutto negli orari di picco, la stazione deve essere progettata per soddisfare la richiesta in questi orari.

Al momento, dato il livello di diffusione della mobilità idrogeno, la richiesta non supera la capacità, ma come ad esempio è successo in California, la diffusione delle vetture e quindi l'aumento della richiesta può avvenire repentinamente.

Nonostante oggi la richiesta sia limitata, sembra perciò opportuno definire delle taglie standard, che dia-

no una linea guida per lo sviluppo della rete di stazioni di rifornimento.

L'impresa H² mobility (Germania) che oggi gestisce più di 90 stazioni, ha definito quattro taglie di stazioni standard, come si può vedere nella Figura 11. Sebbene al momento in Germania siano attive soprattutto stazioni del tipo S, attualmente sono in costruzione anche stazioni di taglia M. Le stazioni di taglia L e oltre sono previste per servire il traffico pesante. Inoltre, una chiara strategia di sviluppo dell'infrastruttura, con taglie specifiche che sappiano soddisfare una crescente domanda di idrogeno nel settore della mobilità, può dare maggiore sicurezza alle aziende, che possono adattare di conseguenza la loro produzione.


In un'ottica di impiego automobilistico, sembra opportuno far riferimento alle taglie S e M per stazioni con alta frequenza, in linea con la strategia tedesca.

La modularità delle stazioni permette di adattare le stesse ad aumenti futuri della richiesta di idrogeno. Tuttavia, gli obiettivi strategici posti dai documenti elaborati in sede nazionale ed internazionale pongono l'accento sul trasporto pesante e ferroviario, con ciò spingendo verso l'impiego di stazioni di taglia L e superiore.

Nota importante: gli spazi necessari indicati nella tabella sopra si riferiscono alle normative in Germania. In Italia sono decisamente più ampi.

HYDROGEN REFUELLING INFRASTRUCTURE

fonte: #H2MOBILITY



Size	S	M	L	2XL
Max. hydrogen throughput per day	200 kg	500 kg	1,000 kg	4,000 kg
Vehicle	PV, LCV	(PV, LCV, busses), MDV	(PV, LCV, busses), MDV, HDV	(PV, LCV, busses), MDV, HDV
Average hydrogen throughput per day	150 kg	350 kg	700 kg	2,500 kg
Annual demand	1 - 10 t	100 t+	500 t+	900 t+
Refuelling nozzle	1	2	2 - 3	2 - 4
Size components area	80 - 250 m ²	200 - 350 m ²	250 - 800 m ²	depending on HRS technology

Figure 3 - Size definitions of different HRS

Figura 11: Definizioni stazioni standard a seconda di H2 mobility

Spazi necessari

Lo spazio cumulativo per la realizzazione di una stazione di rifornimento è composto dalla somma degli spazi necessari per la tecnologia, il distributore e i relativi spazi di accesso e manovra, e gli spazi per rispettare le distanze di sicurezza. Lo spazio richiesto dai componenti tecnici (container del compressore, dispenser, elettrolizzatore per la produzione in loco e installazioni per lo stoccaggio) **è da considerarsi pari a circa 100-200 m² nel caso delle stazioni di rifornimento di taglio S e M.** La superficie effettivamente necessaria alla realizzazione della stazione risulta nettamente superiore: **secondo le prescrizioni del decreto 23 ottobre 2018, l'ingombro totale per il rispetto delle distanze di sicurezza è di circa 2800 m².**

Complessivamente la costruzione di una stazione di rifornimento base, progettata secondo le prescrizioni della norma tecnica verticale, richiede una superficie totale di oltre 3.350m² (non considerando le distanze di sicurezza esterne che dipendono dagli edifici in vicinanza). **Questo vuol dire che la superficie totale è 8-10 volte più ampia in confronto a quella tecnica-**

mente necessaria.

La regola tecnica da applicare su stazione di rifornimento idrogeno (DM. 23 ottobre 2018) è significativamente più restrittiva in confronto all'approccio di altri paesi europei e/o mondiali. Nel presente documento non vengono approfondite le specifiche differenze. Viene però notato che le differenze nelle distanze di sicurezza applicate sono notevoli e per quello anche gli spazi necessari. Questo rende molto più difficile trovare gli spazi necessari, specialmente per locazioni in zone rurali. Infine, anche sull'aspetto finanziario, l'occupazione di terreno è costosa, e un investimento in paesi meno restrittivi è vantaggioso per gli investitori.

Sulla base di quanto indicato dal DM. 23 del 2018 ed assumendo una capacità della stazione di 4 tonnellate, si può stimare un ingombro della stazione di rifornimento pari a circa 5000 m² per una applicazione al traffico 'ferroviario'.

Oltre agli spazi per le distanze di sicurezza, il decreto attualmente in vigore richiede aggiuntivi interventi edilizi importanti (box per tutti gli elementi pericolosi, recinzioni). Anche questo è in forte contrasto con le stazioni realizzate in altri paesi.

Nei paragrafi seguenti sono riportati alcuni esempi di stazioni di rifornimenti realizzate in paesi europei. Per il confronto viene anche riportato il setup (spazi e interventi edilizi necessari) di una stazione realizzabile secondo le prescrizioni del decreto 23 ottobre 2018.

Elaborati grafici stazione con produzione sul posto

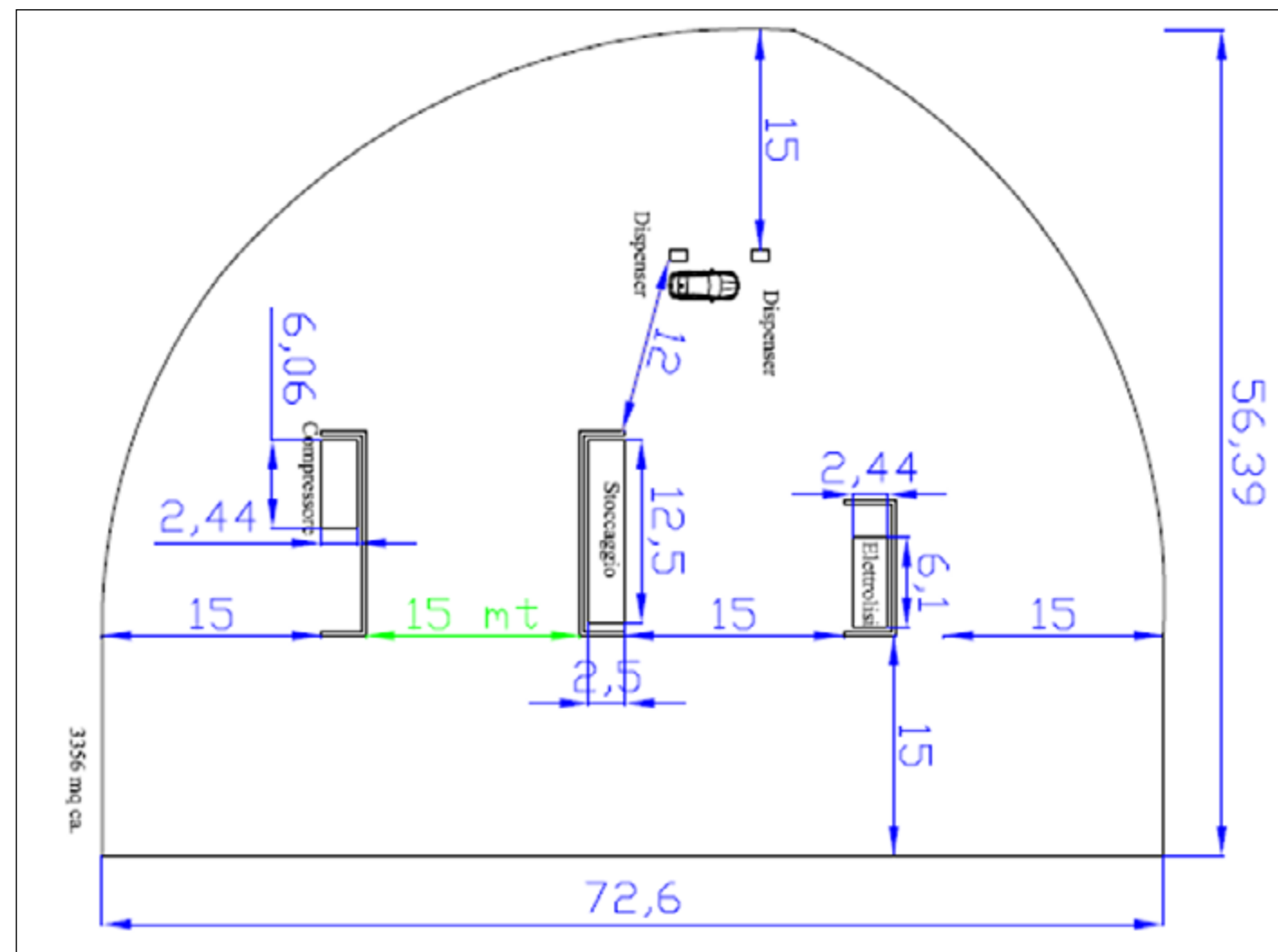


Figura 12: Layout di una stazione di rifornimento taglia "S" con produzione in sito

Elaborazione grafica stazione di rifornimento con idrogeno fornito in carri bombolai

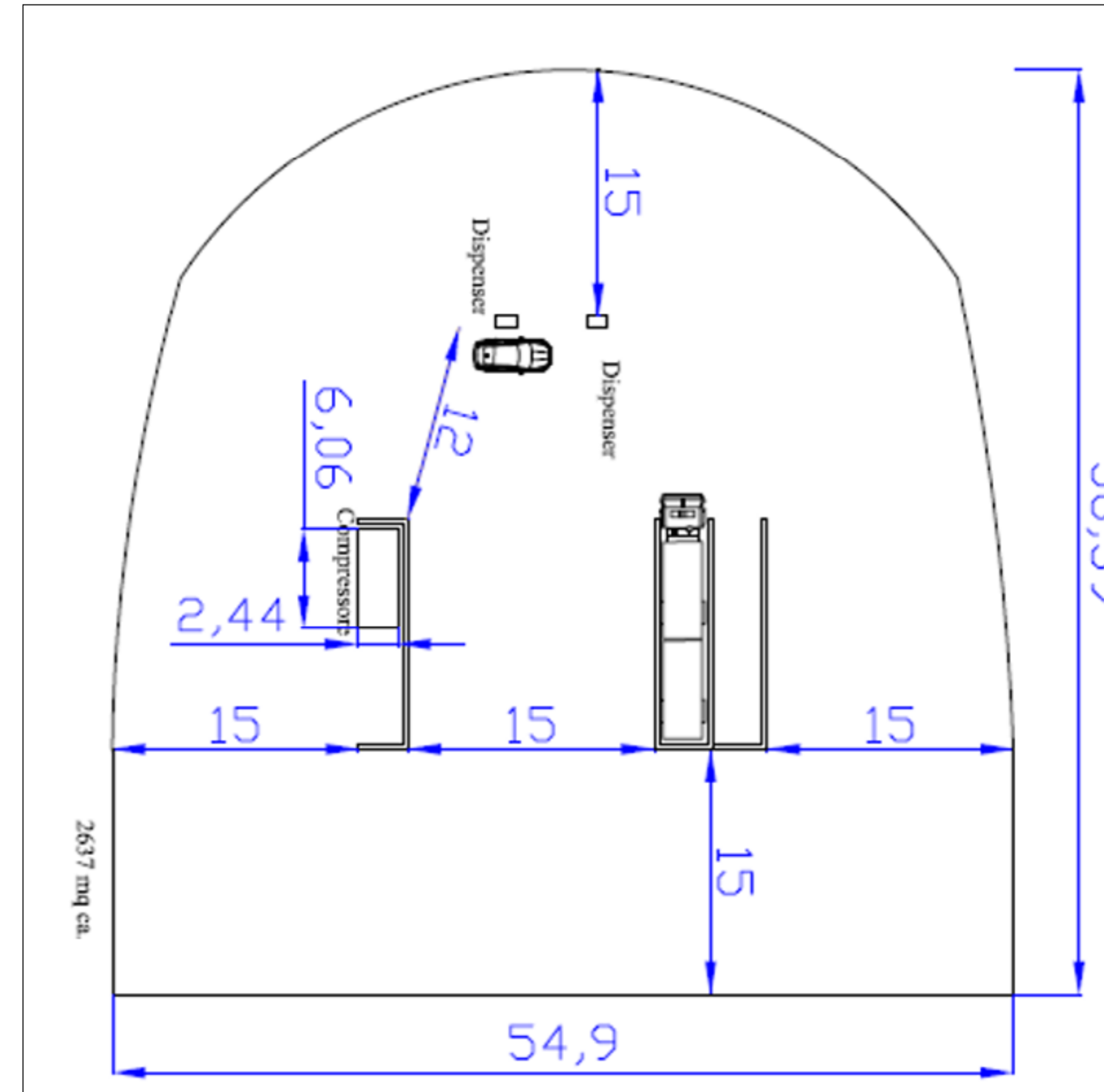


Figura 13: Layout di una stazione di rifornimento taglia "S" con idrogeno fornito da camion

Elaborazione grafica stazione di rifornimento idrogeno realizzato all'estero (Svizzera)

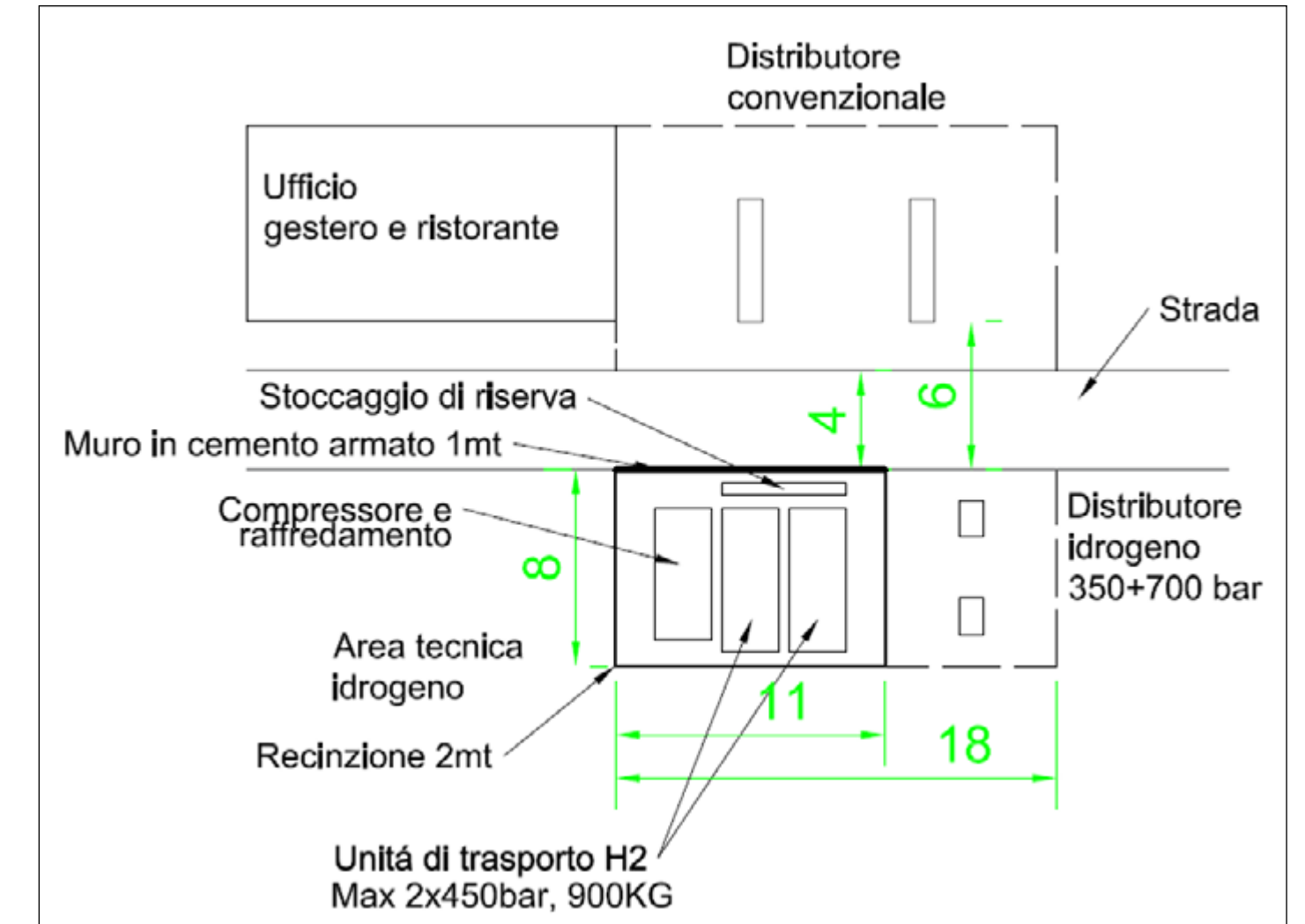


Figura 14: Layout di una stazione di rifornimento taglia "M" (rifornimento 350 e 700 bar)

Nota: la distanza di sicurezza interna tra compressore e stoccaggio varia a seconda dell'interpretazione dal decreto (zero per il compressore, 15m per lo stoccaggio). L'esempio riprende l'interpretazione più spaziosa integrando la distanza di 15 metri.

Elaborazione grafica stazione di rifornimento idrogeno realizzato all'estero (Germania)



Figura 15: Panoramica stazione di rifornimento svizzera

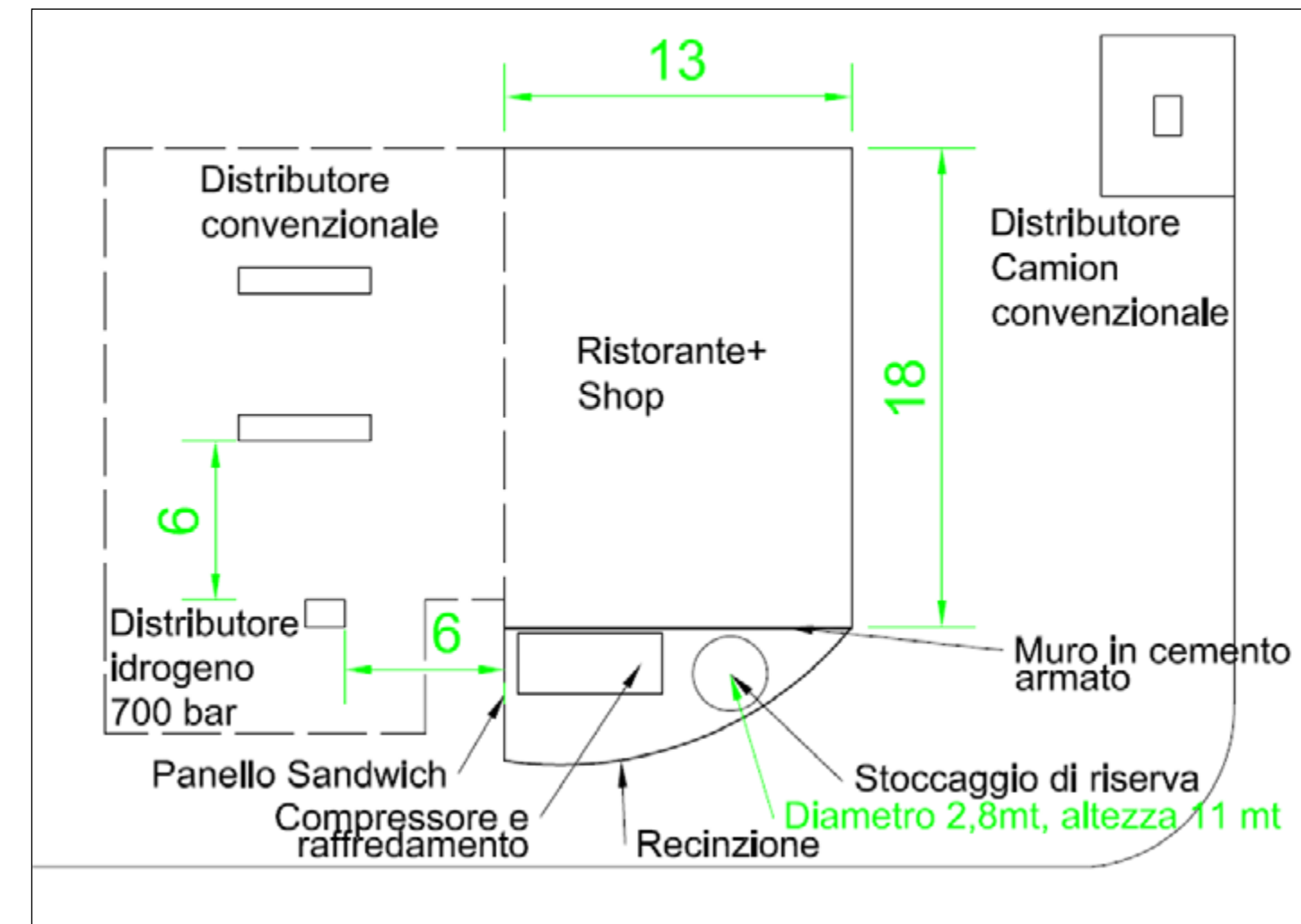


Figura 16: Layout stazione di rifornimento (rifornimento 700bar)



Figura 17: Panoramica stazione combinata (Germania)

Esempi di stazioni di rifornimento estere



Figura 19: Esempi stazioni di rifornimento estere 2



Germania – sito di produzione – nessun muro – media tensione direttamente dietro l'elettrolizzatore – distanza di sicurezza interna e di protezione minima

Figura 20: Esempi stazioni di produzione estero



stazioni di rifornimento – esempi distanze di sicurezza e layout

Figura 18: Esempi stazioni di rifornimento estere 1

Stazioni di rifornimento di grande taglia per autocarri



Figura 21: HRS di grande capacità per il rifornimento di autocarri a idrogeno in Ontario, CA



Figura 22: HRS di grande capacità per il rifornimento di autocarri a idrogeno in Wilmington, Carolina del Nord



Figura 23: Truck a zero emissioni, riforniti dalle HRS in Ontario e Wilmington

Scenario trasporto stradale

Definizione del fabbisogno di idrogeno

Definizioni e implicazioni nell'utilizzo dell'idrogeno

Il trasporto pesante a lungo raggio è il settore responsabile del 5-10% delle emissioni totali relative ai trasporti. Di conseguenza, il panorama normativo che disciplina tale comparto sta evolvendo, imponendo limiti sempre più stringenti sui livelli di emissioni consentiti. L'attuazione del Regolamento 2019/1242 del Parlamento Europeo, che definisce i livelli di prestazioni in materia di emissioni di CO² dei veicoli pesanti, **impone una riduzione media delle emissioni pari al 15% sulla flotta dei nuovi mezzi registrati, nel periodo che va dal 2025 al 2029, e una riduzione di addirittura il 30% oltre il 2030**. Per attenersi ai nuovi standard stabiliti, Original Equipment Manufacturers (OEMs) stanno investendo in motori alternativi, al fine di effettuare un graduale passaggio dai carburanti diesel a combustibili con minori emissioni, quali idrogeno, biocarburanti, motori elettrici e GNL.

La Strategia Nazionale Idrogeno evidenzia come il mercato europeo dei camion alimentati con celle a combustibile stia accelerando. **In linea con tale ten-**

denza, viene individuata come obiettivo al 2030 per l'Italia una penetrazione di camion a lungo raggio a idrogeno pari almeno al 2% della flotta nazionale di mezzi pesanti, attualmente costituita da circa 200'000 veicoli. Viene altresì evidenziato come il raggiungimento del target stabilito sia possibile intraprendendo un'espansione completa della tecnologia a celle a combustibile e delle infrastrutture pertinenti. In particolare, risulta necessario realizzare una rete di stazioni di rifornimento, dando priorità alle aree strategiche per i mezzi pesanti (ad esempio le zone in prossimità dei terminal interni e lungo le rotte tipicamente percorse dai camion a lungo raggio).

Uno dei possibili punti di partenza per l'installazione strategica di stazioni di rifornimento, è la rete TEN-T sul territorio nazionale. Tale considerazione è giustificata dalla possibilità di sfruttare le esistenti infrastrutture garantendo la crescita del mercato dei camion a celle a combustibile. Gli ulteriori sviluppi futuri dovranno poi tener conto dell'aggiornamento della Direttiva DAFI, su cui l'Italia è in ritardo. Sarebbe stato necessario concludere l'aggiornamento nel 2019.

Emissioni CO²

Attualmente i mezzi pesanti (camion, ma anche bus e pullman) contribuiscono per circa il 25% delle emis-

sioni totali di CO² all'interno del settore dei trasporti, e globalmente per il 6% rispetto alle emissioni complessive in Unione Europea. La quota degli HDT (Heavy Duty Trucks) contribuisce da sola al 5,6% in EU. L'approvazione della legge per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica per i mezzi pesanti è arrivata a giugno del 2019, dopo numerosi confronti e bozze di legge, con il risultato di un'imposizione alquanto rigida da parte della Commissione Europea nei confronti dei costruttori.

Nel caso dei mezzi pesanti sono presenti 17 categorie, classificate per peso lordo del mezzo (ton), tipologia assi, configurazione del mezzo, dati di inizio di certificazione delle emissioni di CO² se disponibile. Le categorie dei mezzi si suddividono per tipologia di utilizzo, ovvero UD = Urban Delivery (veicoli destinati all'utilizzo cittadino), RD = Regional Delivery (mezzi di medio raggio) e LH = Long Haul (mezzi di lungo raggio). In EU, il 62,8% dei mezzi pesanti prodotti nella seconda metà del 2019 è composto dalla categoria 5-LH, cioè trattori 4x2 destinati al rimorchio per il lungo raggio.

L'Articolo 4 del Regolamento 2019/1242 del Parlamento Europeo stabilisce che per ciascun costruttore la Commissione determini le emissioni specifiche medie di CO² in g/tkm (grammi per tonnellata km), valori dunque calcolati tenendo conto del chilometraggio

(km) e del carico utile (t) per le categorie di veicoli.

A livello di emissioni di CO², la categoria 5-LH, come si vede dalla Figura 24, contribuisce complessivamente per circa il 70%, rispetto a tutte le restanti categorie prese in considerazione¹⁶.

AVERAGE CO2 PERFORMANCE PER SUBGROUP

	Q3-Q4 share	Average CO2 [g/tkm]	Payload [tonne]	Annual mileage [km]	Annual CO2 [% of total] excl 4-UD
4-UD	0.4%		2.7	60,000	
4-RD	7.9%	198.1	3.2	78,000	4.7%
4-LH	1.9%	102.9	7.4	98,000	1.7%
5-RD	0.8%	84.0	10.3	78,000	0.6%
5-LH	62.8%	56.5	13.8	116,000	68.2%
9-RD	7.2%	110.9	6.3	73,000	4.4%
9-LH	9.2%	64.7	13.4	108,000	10.3%
10-RD	0.1%	84.0	10.3	68,000	0.1%
10-LH	9.7%	58.6	13.8	107,000	10.1%

Figura 24 : Emissioni medie di CO₂ e percentuale delle emissioni totali di CO₂ in funzione della tipologia di veicolo

Le emissioni medie sono piuttosto variabili tra le varie categorie, con un picco di 198,1 g/tkm per gli autocarri di medio raggio, a carico utile medio di 3,2 tonnellate. Per i mezzi di categoria 5-LH risultano 58,9 g/

tkm ipotizzando un carico di 14 ton / viaggio.

Per fare un esempio comparativo, un autocarro di medio raggio che produce (media europea) un picco di 198,1 g/tkm con 3,2 ton di carico per 78.000 km percorsi in un anno questo porta al 4,7% della CO² annuale emessa dalle categorie di mezzi presi in esame. Un mezzo pesante 5-LH invece che produce 58,9 g/tkm con 14 ton di carico se percorre i 116.000 km della media di chilometraggio annuale dei mezzi pesanti alla normativa vigente delle 9 ore di guida giornaliera non continuative con sosta di 45 minuti porta ad una quota del 68,2 % della CO² annuale emessa¹⁷.

Parametri funzionali degli autocarri

I parametri funzionali degli autocarri e il loro fabbisogno rappresentano il punto di partenza per il corretto dimensionamento della stazione di rifornimento a idrogeno.

Sulla base dei dati reperibili dal recente progetto H²-Share¹⁸, si possono conoscere le caratteristiche di un autocarro di riferimento costruito dalla Hyundai alimentato a idrogeno, come mostrato in Tabella 3:

H2-Share parametri funzionali		
Tipo di autocarro	[-]	Rigido 6x2
Capacità della batteria	[kWh]	82
Posizione serbatoio	[-]	Dietro la cabina
Pressione serbatoio	[bar]	350
Capacità serbatoio	[kg]	30
Autonomia serbatoio	[km]	400
Potenza Fuel Cell	[kW]	60

Tabella 3: Parametri funzionali di un autocarro [Fonte H2-Share]

In particolare, per il calcolo del fabbisogno di idrogeno necessario a ricaricare il mezzo pesante, saranno necessari sia i valori di autonomia [km], sia la capacità del serbatoio [kg]. A partire da questi valori risulta un consumo medio dell'autocarro pari a 0.075 kg/km. Sebbene nel progetto H2-Share, sia stato considerato un camion dimostrativo in funzione in Svizzera, la soluzione descritta in tabella non necessariamente rappresenta lo standard per il trasporto pesante a livello italiano ed europeo. **Alcuni costruttori lavorano su 700 bar, con capacità di serbatoi 60-80 kg, ed autonomie tra i 600 e gli 800 km. In questi casi, il consumo medio dell'autocarro sarà pari a 10 kg per 100 km¹⁹.**

¹⁶ https://www.acea.auto/files/ACEA_preliminary_CO2_baseline_heavy-duty_vehicles.pdf

¹⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019R1242&from=IT>

¹⁸ https://fuelcelltrucks.eu/wp-content/uploads/2021/03/roland_berger_fuel_cells_hydrogen_trucks.pdf

¹⁹ https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/201211%20FCH%20HDT%20-%20Study%20Report_final_vs.pdf

Al fine di definire le caratteristiche delle modalità di rifornimento è utile fare delle considerazioni preliminari in base alle modalità d'uso degli autocarri.

Secondo il regolamento CE 561/2006 sulle ore di guida dei camion, è stabilito che ogni autista può trascorrere un tempo massimo alla guida dell'autocarro pari a 9 ore non consecutive al giorno. L'autista deve inoltre interrompere la guida dopo 4,5 ore e osservare un periodo di riposo di 45 minuti consecutivi; in alternativa, è possibile effettuare una sosta di 45 minuti divisa in un primo intervallo da 15 minuti e nel successivo completamento di 30 minuti.

L'autocarro può, nei vincoli di legge, sostenere una velocità massima di 80 (km/h) fino a percorrere nel suo tragitto una distanza massima di 720 km nelle 9 ore complessive di lavoro al giorno.

Dai parametri funzionali di autonomia e della distanza massima percorribile appena citati, il camion avrà dunque bisogno di effettuare almeno due soste nella stazione di rifornimento, una ogni 4 ore e mezza come previsto da regolamento. Ipotizzando la condizione per la quale il serbatoio non sia soggetto ad un totale svuotamento, si garantisce un minimo di riempimento pari almeno al 10% utile per fini operativi nonché di

sicurezza. Per aumentare ulteriormente tale valore si può pensare di:

- Aumentare il numero di soste per il rifornimento,
- Dimensionare la capacità del serbatoio opportunamente.

Metodo di calcolo del fabbisogno di idrogeno

I parametri funzionali descritti nei precedenti paragrafi permettono di calcolare sia il fabbisogno di idrogeno, inteso come approvvigionamento di combustibile richiesto giornalmente dai veicoli pesanti, sia i tempi di ricarica necessari a garantire la continuità di funzionamento degli stessi.

Confrontando l'autonomia del singolo autocarro con la distanza giornaliera percorsa dallo stesso, risulta evidente come siano necessarie almeno due soste per il rifornimento del combustibile sia per capacità del serbatoio dell'autocarro pari a 30 che a 60 kg. Se il serbatoio dell'autocarro fosse pari a 80 kg, sarebbe sufficiente anche solo una fermata per la ricarica.

Per quanto concerne la capacità erogativa dei dispenser e, dunque, il tempo di ricarica, bisogna tener conto di molteplici parametri. Il protocollo SAE fornisce i valori di soglia massima per i flussi nel sistema in caso di pressione a 350 bar e 700 bar, **rispettivamente pari a 120 g/s (7.2 kg/min) e 60 g/s (3.6 kg/min).**

Il flusso erogabile dipende dal volume di stoccaggio e dalla configurazione della stazione; inoltre, tale flusso non risulta essere costante, ma variabile prevalentemente in funzione della differenza di pressione tra il sistema di stoccaggio della HRS e quello del veicolo in rifornimento. Pertanto, si possono verosimilmente considerare delle capacità erogative medie **pari a 4 kg/min e 2 kg/min, rispettivamente a 350 bar e a 700 bar.**

Lo standard però non è aggiornato con gli obiettivi della ricerca, né è tarato sulla tipologia di mezzo. Il protocollo SAE J2601-1 fornisce i valori di soglia per i flussi massimi ottenibili dal sistema erogativo per il rifornimento dei veicoli leggeri, caratterizzati dunque da un serbatoio di capacità non superiore ai 10 kg di H₂. Il protocollo dedicato al rifornimento dei veicoli pesanti (SAE J2601-2) non fornisce indicazioni adeguatamente dettagliate; di conseguenza, il rifornimento di mezzi di trasporto pesanti risulta essere non regolamentato da uno standard.

Data l'assenza di protocolli specifici per il rifornimento di tali veicoli, numerosi progetti sono volti all'individuazione di un nuovo standard per il rifornimento.

Ad oggi, la ricerca ha identificato come target una capacità erogativa massima pari a **300 g/s (18 kg/min)**; tale valore soglia si riduce a **180 g/s (10.8 kg/min)**, se si considera il flusso che mediamente può essere

erogato dal dispenser²⁰.

Iniziative Europee e di stakeholder del settore, hanno permesso di stimare il flusso erogativo medio che permetterebbe alla tecnologia di risultare competitiva con le soluzioni attualmente adottate. La capacità media individuata come benchmark per il rifornimento di veicoli pesanti alimentati ad idrogeno risulta essere pari a 133 g/s (8 kg/min)²¹.

Nel presente report, lo scenario del trasporto stradale è stato sviluppato considerando i valori medi delle capacità erogative fornite dal protocollo SAE J2601 per i veicoli leggeri. Alla luce dei ridotti valori che il flusso erogabile mediamente assume, gli autocarri aventi un serbatoio con capacità pari a 60 e 80 kg possono essere riforniti in tempi non brevi (30 e 40 minuti, rispettivamente). Considerando un flusso erogativo medio di 10.8 kg/min (obiettivo R&D), i tempi di ricarica dei mezzi pesanti in analisi risultano essere drasticamente ridotti, come si evince dalla Tabella 1. Un risultato analogo, seppur in misura minore, risulta essere ottenibile al raggiungimento di una capacità di rifornimento media pari a 8 kg/min (benchmark). Difatti, se l'autocarro è caratterizzato da un unico serba-

toio da 60 kg, il tempo massimo di ricarica necessario al completo riempimento sarà di soli **8 minuti, al quale sommare eventualmente il tempo di manovra.**

Capacità del serbatoio	Tempo di ricarica @10,8 kg/min	Tempo di ricarica @8 kg/min	Tempo di ricarica @2 kg/min
30	3	4	15
60	6	8	30
80	8	10	40

Tabella 4: Tempi di ricarica in funzione della capacità del serbatoio dell'autocarro e capacità erogativa target @ 700 bar

Per il presente report si è deciso di prendere come valore l'unico standard disponibile in un'ottica conservativa; per il calcolo dei tempi di ricarica è stata considerata una capacità erogativa dei dispenser pari a 2 kg di idrogeno al minuto (pressione pari a 700 bar). Il tempo di ricarica del camion con serbatoio da 30 kg (a 350 bar) è mediamente pari a 15 minuti, come da datasheet del costruttore²².

Se l'autocarro è caratterizzato da un unico serbatoio da 60 kg, il tempo massimo di ricarica necessario al completo riempimento sarà di 30 minuti, al quale sommare eventualmente il tempo di manovra. Se si considerasse una capacità del serbatoio più elevata,

il tempo di ricarica aumenterebbe come riportato in tabella.

In realtà, il tempo di ricarica potrebbe essere inferiore se, come accennato precedentemente, per motivi di sicurezza e operativi non si raggiungesse la condizione di totale svuotamento.

Calcolo preliminare del fabbisogno di idrogeno per la mobilità pesante

Come detto precedentemente, l'obiettivo individuato dalla Strategia

Nazionale Idrogeno per la penetrazione di camion a lungo raggio alimentati con cella a combustibile è pari ad almeno il 2% della flotta nazionale, costituita da 200'000 veicoli. Pertanto, si ritiene che al 2030 sia possibile raggiungere un parco di veicoli pesanti a idrogeno di circa 4'000 unità.

Considerando una percorrenza media stimata di circa 130'000 km annui ed un consumo stimato di circa 1 kg di idrogeno ogni 10 km percorsi, è possibile valutare il fabbisogno complessivo annuo di tali veicoli. In particolare, per alimentare la flotta sono necessarie 52'000 tonnellate di idrogeno all'anno.

²⁰

[Deliverable 3.1 MultHyFuel, <https://multhyfuel.eu/progress>; Deliverable 2.6 PRHYDE, <https://cordis.europa.eu/project/id/874997/results>]

²¹

[Deliverable 2.1 PRHYDE, <https://cordis.europa.eu/project/id/874997/results>]

²²

<https://trucknbus.hyundai.com/global/en/products/truck/xcient-fuel-cell>

Immaginando che il chilometraggio e dunque il fabbisogno di idrogeno siano equamente suddivisi in 330 giorni all'anno, si ottiene una stima del percorso e del fabbisogno di idrogeno medio giornaliero. Nello specifico, ogni autocarro mediamente percorre 400 km al giorno consumando circa 40 kg di idrogeno.

Inoltre, suddividendo il fabbisogno complessivo annuo di idrogeno (pari a 52'000 tonnellate) nei 330 giorni all'anno di attività, è possibile stimare la quantità di idrogeno che la rete di stazioni di rifornimento deve essere in grado di erogare quotidianamente al fine di soddisfare la domanda della flotta.

In tal senso, complessivamente le HRS implementate lungo il territorio nazionale sono tenute a rifornire circa 160 tonnellate di idrogeno al giorno. Ipotizzando di realizzare una rete di stazioni di rifornimento costituita da 40 HRS, in accordo con quanto previsto dal PNRR, ciascuna di esse deve erogare 4 tonnellate di idrogeno al giorno.

Il calcolo effettuato rappresenta una stima preliminare del fabbisogno richiesto dalla flotta di veicoli pesanti alimentati a idrogeno con tecnologia FCEV. Di con-

seguenza, si configura come una prima valutazione della taglia delle stazioni di rifornimento da realizzare per poter alimentare i suddetti camion a lungo raggio. Si tenga presente che nel calcolo preliminare è stato considerato l'obiettivo posto al 2030 dalla Strategia Nazionale Idrogeno per quanto riguarda il numero di mezzi pesanti alimentati a idrogeno, supponendo che il fabbisogno di tali veicoli sia soddisfatto attraverso l'infrastruttura di rifornimento prevista dal PNRR per il 2026.

Entro il 2026, la rete delle 40 HRS può essere messa al servizio di un numero minore di autocarri e, dunque, essere caratterizzata da taglie ridotte. In tal modo, si avrebbe un margine temporale di quattro anni (2026-2030) per il completo raggiungimento dell'obiettivo al 2030 del numero di camion alimentati a idrogeno.

Proposta di sviluppo di una rete di stazioni di rifornimento idrogeno

Nel settembre scorso, la Commissione Europea ha descritto una serie di sfide comuni che gli Stati membri devono affrontare all'interno dei rispettivi Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza. Tra questi vi è il programma Recharge and Refuel, nel quale l'Italia intende finanziare lo sviluppo di 40 stazioni di rifornimento per veicoli su ruota a idrogeno entro il 2026, "dando prio-

rità alle aree strategiche per i trasporti stradali pesanti" (PNRR).

Di conseguenza si intende qui calcolare la flotta di veicoli pesanti che possono essere riforniti implementando la costruzione delle 40 stazioni di rifornimento previste e finanziate dal PNRR, per ottenere una stima più accurata e realistica.

Come indicato nello stesso Piano di Ripresa e Resilienza, l'infrastruttura dovrebbe essere realizzata favorendo le aree strategiche per il trasporto pesante, quali le zone prossime ai poli industriali e le rotte maggiormente interessate dal passaggio di camion a lungo raggio. Inoltre, la Direttiva DAFI impone che al 2030 le stazioni di rifornimento debbano avere una capacità minima pari a 2 tonnellate di idrogeno al giorno.

Al fine di dislocare le HRS lungo le tratte maggiormente interessate dal traffico di veicoli pesanti, sono state analizzate la distribuzione delle stazioni di rifornimento di LNG e CNG (Figura 25, pag. seguente) e la posizione dei principali porti e terminal interni sul territorio nazionale.

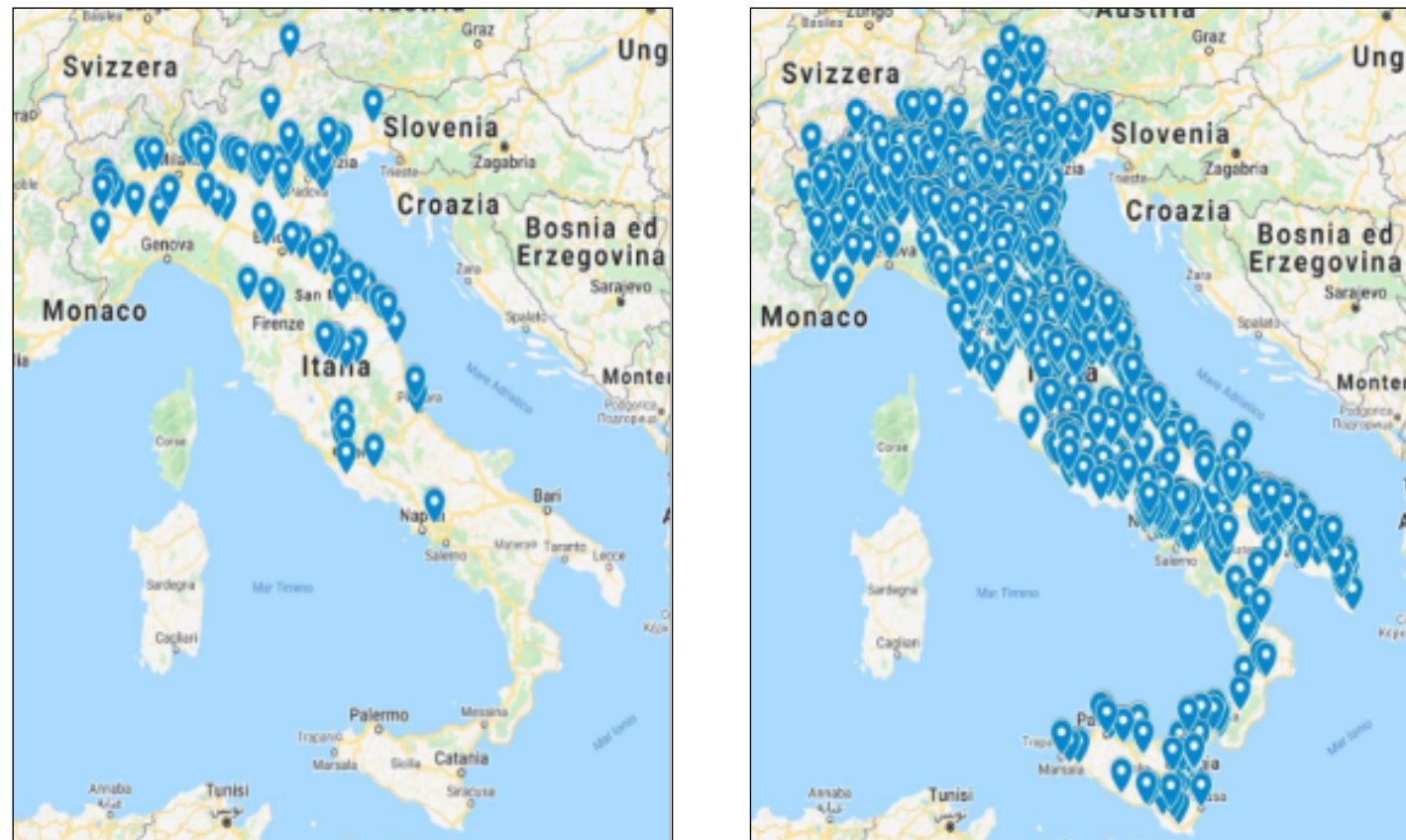


Figura 25: Stazioni di rifornimento a LNG a sinistra e CNG a destra

Si è ritenuto opportuno distribuire le stazioni di rifornimento lungo le direttrici strategiche TEN-T. In questo contesto si è deciso di effettuare una prima distinzione tra il corridoio Est-Ovest e la tratta Nord-Sud. La prima rotta risulta essere caratterizzata da un traffico di camion a lungo raggio a maggiore densità. Inoltre, il corridoio Est-Ovest pone in collegamento diversi nodi interni strategici a terminal internazionali.

Per quanto concerne il corridoio Nord-Sud, mediamente percorso da un minor numero di autocarri, si è ipotizzato di mantenere una distribuzione omogenea delle stazioni di rifornimento in termini di distanza interposta tra queste.

I dati del traffico pesante lungo la rete sono stati impiegati per effettuare una opportuna distinzione tra le due rotte, variando la taglia delle stazioni da installare.

La tratta Est-Ovest è stata dotata di HRS della capacità di rifornimento pari a 4 tonnellate al giorno (taglia 2XL) in corrispondenza dei principali nodi urbani e dei punti di incontro delle direttrici TEN-T; a queste sono state aggiunte stazioni di rifornimento da 2 tonnellate al giorno, al fine di rispettare una distanza di 100 km tra le HRS, che è in linea con la proposta contenuta nell'articolo 6 della strategia Fit for 55.

Lungo la rotta Nord-Sud si è valutata la possibilità di installare HRS da 1 tonnellata al giorno ogni 100 km, a meno dei principali nodi urbani (Firenze, Roma) in corrispondenza dei quali sono state collocate stazioni da 2 tonnellate al giorno. Valutando la strategica posizione geografica, si è deciso di ipotizzare l'installazione di due HRS di taglia 2XL (4 tpd) a servizio dei nodi più densamente trafficati del corridoio Nord-Sud (Bolzano, Napoli). La distribuzione di tali stazioni è mostrata in Figura 25.



Figura 26: Stazioni di rifornimento da 2 tpd e 4 tpd collocate in corrispondenza dei principali nodi urbani e dei punti di incontro delle direttrici TEN-T

Nota: lungo il corridoio Est-Ovest sono evidenziate unicamente le stazioni da 4 tonnellate al giorno e non le HRS da 2 tpd, distribuite in modo da rispettare una distanza tra le stazioni di 100 km; analogamente, lungo il corridoio Nord-Sud, sono segnalate le stazioni di rifornimento da 2 tonnellate al giorno e non compaiono in figura le HRS da 1 tpd, posizionate in modo da rispettare una distanza tra le stazioni di 100 km.

Dunque, per calcolare la flotta di veicoli pesanti da rifornire, le stazioni di rifornimento sono state distribuite come riportato in Tabella 5:

Est-Ovest (15 stazioni di rifornimento)								
Stazioni da 1 tpd	-							
Stazioni da 2 tpd	ogni 100 km (7 HRS)							
Stazioni da 4 tpd	Novara	Milano	Verona	Venezia	Udine	Bologna	Ravenna	Ancona
Nord-Sud (25 stazioni di rifornimento)								
Stazioni da 1 tpd	ogni 100 km (21 HRS)							
Stazioni da 2 tpd	Firenze				Roma			
Stazioni da 4 tpd	Bolzano				Napoli			

Tabella 5: Distribuzione delle stazioni di rifornimento lungo i corridoi della TEN-T sul territorio nazionale

Prendendo come riferimento la stazione di rifornimento caratterizzata da uno storage di 2 tonnellate di idrogeno, il numero massimo di autocarri che la HRS può ricaricare è pari a 67 (assumendo un serbatoio di 30 kg), in assenza di nuovo approvvigionamento della stazione stessa.

Dato il numero di rifornimenti giornalieri da espletare, è possibile prevedere il numero più appropriato di dispenser da installare nella/e stazione/i di

rifornimento per la corretta gestione delle stesse, senza incorrere in eccessivi tempi di attesa, ed effettuare le operazioni di ricarica dell'idrogeno.

Se si ipotizza che ciascun autocarro realizzi il rifornimento durante i 45 minuti di pausa, il numero massimo di autocarri che possono rifornirsi ad un unico dispenser è tre (se si assume un valore attuale di 2 kg/min). Per questa ragione, un solo dispenser non è sufficiente, e bisognerà installarne almeno due.

Il calcolo è stato ripetuto iterativamente, aumentando di volta in volta il numero di dispenser per stazione come riportato in Tabella 5:

Considerando il caso di autocarri con serbatoio da 60 e 80 kg, il numero massimo di autocarri per stazione si riduce rispettivamente a 33 e 25 (Tabella 6 e Tabella 7). Inoltre, se si ipotizza che ciascun autocarro

N° dispenser (serbatoio 30kg)	N° ricariche/autocarri per dispenser al giorno	Tempo di ricarica autocarri per dispenser [h/giorno]	N° autocarri ricaricati all'ora
1	67	17	4
2	33	8	8
3	22	6	12
4	17	4	16

Tabella 6: Calcolo iterativo dei tempi di ricarica degli autocarri con serbatoio da 30 kg, al variare del numero di dispenser della HRS da 2 tpd

realizza il rifornimento durante i 45 minuti di pausa, il numero massimo di autocarri che possono rifornirsi ad un unico dispenser è pari a uno. Per questa ragione, un solo dispenser non è sufficiente, e bisognerà installarne almeno due.

In questa dissertazione è stato utilizzato il valore più basso di capacità di erogazione, per posizionarci nella condizione di minore velocità. I calcoli sono stati ripetuti per tutte le capacità di erogazione e i dati sono disponibili su richiesta.

N° dispenser (serbatoio 60kg)	N° ricariche/autocarri per dispenser al giorno	Tempo di ricarica autocarri per dispenser [h/giorno]	N° autocarri ricaricati all'ora
1	33	17	2
2	17	8	4
3	11	6	6
4	8	4	8

Tabella 7: Calcolo iterativo dei tempi di ricarica degli autocarri con serbatoio da 60 kg, al variare del numero di dispenser della HRS da 2 tpd

N° dispenser (serbatoio 80kg)	N° ricariche/autocarri per dispenser al giorno	Tempo di ricarica autocarri per dispenser [h/giorno]	N° autocarri ricaricati all'ora
1	25	17	1,5
2	13	8	3
3	8	6	4,5
4	6	4	6

Tabella 8: Calcolo iterativo dei tempi di ricarica degli autocarri con serbatoio da 80 kg, al variare del numero di dispenser della HRS da 2 tpd

In questa dissertazione è stato utilizzato il valore più basso di capacità di erogazione, per posizionarci nella condizione di minore velocità. I calcoli sono stati ripetuti per tutte le capacità di erogazione e i dati sono disponibili su richiesta.

Avendo calcolato il numero di stazioni da installare lungo le singole tratte della TEN-T presenti sul territorio nazionale, è possibile valutare il numero di veicoli pesanti che possono essere riforniti.

Come detto precedentemente, secondo le linee guida preliminari della Strategia Nazionale Idrogeno, il 2% della flotta totale costituita da 200,000 veicoli pesanti dovrebbe essere alimentata ad idrogeno al 2030.

Stazioni PNRR (2026)	Stazioni da 1 tpd		Stazioni da 2 tpd		Stazioni da 4 tpd		Totale
	Storage H2 stazione [kg/giorno]	N° di stazioni	Storage H2 stazione [kg/giorno]	N° di stazioni	Storage H2 stazione [kg/giorno]	N° di stazioni	Storage H2 stazione [kg/giorno]
40	1000	21	2000	9	4000	10	79000

Tabella 9: Caratteristiche delle HRS installate e capacità totale di stoccaggio con un mix di stazioni da 1 tpd, 2 tpd e 4 tpd

Prevedendo un mix di stazioni di rifornimento dalla capacità di rifornimento di 1, 2 e 4 tonnellate al giorno di idrogeno (Tabella 8), è possibile calcolare il numero di veicoli pesanti che possono essere riforniti. In particolare, sarebbe possibile garantire il rifornimen-

to di **1463** o **1097 autocarri**, rispettivamente nel caso di veicoli con serbatoio dalla capacità di 30 kg e 60 o 80 kg²³. Rispetto all'obiettivo individuato dalla Strategia Nazionale Idrogeno (pari al 2%), si riuscirebbero ad ottenere lo 0.73% e lo 0.55% della flotta nazionale a seconda che la capacità del serbatoio sia di 30 kg e 60 o 80 kg (Tabella 10)

Flotta	Flotta	Flotta obiettivo al 2030	% flotta rispetto a obiettivo 2030	% flotta sul totale
camion con serbatoio da 30 kg	1463	4000	36,57%	0,73%
camion con serbatoio da 60 o 80 kg	1097	4000	27,43%	0,55%

Tabella 10: Calcolo del numero di veicoli pesanti che possono essere riforniti e percentuale ottenuta rispetto all'obiettivo del 2030 (Strategia Nazionale Idrogeno)

²³ Gli autocarri con serbatoio da 60kg o 80 kg non vengono distinti nei calcoli dello scenario perchè hanno lo stesso consumo specifico (10kg/100km) e percorrono lo stesso kilometraggio giornaliero (720 km /gg). Differiscono quindi solo per i tempi di rifornimento.

In aggiunta, è possibile ripetere il calcolo per verificare il numero di autocarri che può essere rifornito incrementando la taglia delle 40 stazioni di rifornimento previste dal PNRR. Immaginando di mantenere invariata la distribuzione delle HRS mostrata nello scenario precedentemente descritto, si è ipotizzato che la capacità di rifornimento delle stazioni implementate sia di 4 tonnellate al giorno (2XL) (Tabella 10).

	Stazioni da 4 tonnellate		Totale
Stazioni PNRR	Storage H2 per stazione [kg/giorno]	N° di stazioni	storage H2 totale [kg/giorno]
40	4000	40	16000

Tabella 11: Caratteristiche delle HRS installate e capacità totale di stoccaggio con tutte le stazioni da 4 tpd

In tal modo, sarebbe possibile rifornire 2963 autocarri dotati di un serbatoio da 30 kg o 2222 camion con serbatoio da 60 kg o 80 kg. Confrontando tali i numeri con l'obiettivo individuato dalla Strategia Nazionale Idrogeno (pari al 2%), è possibile raggiungere l'1.48% o l'1.11% della flotta nazionale alimentata ad idrogeno, rispettivamente nel caso di autocarri con serbatoio da

30 kg e da 60 o 80 kg (Tabella 11).

Flotta	Flotta	Flotta obiettivo al 30%	% flotta rispetto a obiettivo 2030	% flotta sul totale
camion con serbatoio da 30 kg	2963	4000	74,07%	1,48%
camion con serbatoio da 60 o 80 kg	2222	4000	55,56%	1,11%

Tabella 12: Calcolo del numero di veicoli pesanti che possono essere riforniti e percentuale ottenuta rispetto all'obiettivo del 2030 (Strategia Nazionale Idrogeno) con tutte le stazioni da 4 tpd

E' verosimile pensare che ci possa essere un incremento nel numero delle stazioni oppure nella taglia di queste dal 2026 al 2030 che porti alla copertura di oltre il 2% della flotta.

Scenario ferroviario

Analisi della domanda/stima del fabbisogno di idrogeno

Definizioni e implicazioni nell'utilizzo dell'idrogeno

La definizione impiantistica di una stazione di rifornimento a Idrogeno, (HRS), **per applicazioni ferroviarie ha il vantaggio di poter stimare con un alto grado di affidabilità il fabbisogno di idrogeno che deve erogare giornalmente**, essendo il trasporto su ferro pianificato e costante.

A partire dal fabbisogno stimato per la flotta, si procede con considerazioni in merito alla necessità di scorte affinché, nonostante consentano di far fronte ad eventuali interruzioni nella fornitura da parte dei carri bombolai della stazione di rifornimento (scioperi, incidenti stradali, etc.), le scorte di idrogeno nella HRS siano ottimizzate e ridotte al minimo indispensabile.

L'utilizzo dei treni ad idrogeno a celle a combustibile e batterie (FCH), dovrà soddisfare i criteri di sicurezza confrontandosi con il quadro normativo attualmente vigente in ambito ferroviario. Alcune norme e regolamenti dovranno essere rivalutati in linea con le considerazioni che derivano dall'utilizzo dell'idrogeno. Analogamente, le aree dell'infrastruttura ferroviaria in

cui l'idrogeno verrà stoccato e maneggiato, dovranno subire il processo di revisione dell'analisi del rischio e una conseguente rivalutazione dei livelli di sicurezza da adottare. Va ricordato che l'aspetto legato alla gestione e al trasporto dei gas pericolosi è ampiamente normato e il nostro Paese ha una consolidata tradizione in questo specifico ambito.

Nel mondo ferroviario nazionale ed europeo, a causa del recepimento di specifiche direttive, gli operatori per la gestione del trasporto ferroviario passeggeri e merci e i gestori delle infrastrutture ferroviarie sono distinti. Questo comporta che l'impresa ferroviaria deve procurarsi i treni, mentre il gestore dell'infrastruttura deve fornire "il c.d. pacchetto minimo" per la circolazione compresa l'energia elettrica per la trazione nel caso di alimentazione elettrica da catenaria. **Ad oggi l'aspetto della fornitura dell'idrogeno nell'ambito delle applicazioni ferroviarie non è regolamentato, non essendoci al momento in esercizio treni FCH;** nell'ottica di facilitare l'up-take di tale tecnologia nel settore è auspicabile un intervento normativo che ne preveda l'impiego considerando il ruolo primario che il gestore dell'infrastruttura ferroviaria può ricoprire, in considerazione del fatto che ha la gestione dell'infrastruttura e degli spazi connessi.

Contestualmente alla revisione delle normative eu-

ropee e nazionali in ambito ferroviario per consentire l'esercizio dei treni FCH, sarebbe auspicabile che le attuali norme nazionali esistenti per le stazioni dei veicoli stradali siano estese e ampliate per coprire aspetti specifici delle applicazioni ferroviarie o, in alternativa, che vengano previste direttive specifiche per il settore ferroviario che affrontino tra gli altri il tema dell'interoperabilità per la componente idrogeno; in affiancamento alle esistenti STI ferroviarie.

Nel seguito vengono dapprima definite le modalità per il calcolo del fabbisogno della quantità di idrogeno e successivamente si procederà a definire le configurazioni impiantistiche che più soddisfano i requisiti richiesti.

Parametri funzionali dell'esercizio ferroviario

I parametri funzionali dell'esercizio ferroviario forniti da un gestore rappresentano il punto di partenza per il corretto dimensionamento della HRS.

Si prenderà a riferimento il quantitativo di chilometri annui percorsi attualmente da treni Diesel in esercizio su linee ferroviarie non elettrificate, nelle quali è ipotizzabile la sostituzione dei veicoli alimentati a Gasolio con i treni FCH.

Il livello di prestazione erogato fa riferimento ad un servizio regionale espletato da treni Diesel modulari a composizione variabile da un minimo di due a quattro/cinque casse da sostituire con i treni FCH.

Mediamente un treno regionale percorre in un anno 120.000 km, equivalenti a circa 400 km al giorno.

Partendo da questa ipotesi vengono nel seguito definiti 3 livelli di servizio da soddisfare, espressi in treno*km/anno, in funzione del numero di treni in flotta, come indicato nella Tabella 13.

Livello di servizio	Quantità	Unità di misura
A	Fino a 720.000	treno*km/anno
B	Fino a 2.160.000	treno*km/anno
C	Fino a 4.320.000	treno*km/anno

Tabella 13: Livello di servizio in riferimento ai treni chilometri anno da erogare²⁴

Parametri funzionali per la valutazione del quantitativo dell'idrogeno da fornire ai treni

I tre livelli di servizio definiti al paragrafo precedente permettono di calcolare, derivandolo dal consumo specifico, il fabbisogno di idrogeno che giornalmente deve poter essere garantito alla flotta di treni circolanti sulla linea ferroviaria per espletare il servizio nell'ipotesi che si renda necessario almeno un rifornimento giornaliero, in prossimità o nella stazione di origine/destinazione, per poter quindi definire, oltre che il quantitativo di idrogeno da erogare, le stazioni di rifornimento e il numero di colonnine di rifornimento (nel seguito dispenser) necessarie a garantire l'approvvigionamento del combustibile in modo da non alterare il modello di esercizio ferroviario erogato dai

treni Diesel.

In prima approssimazione il quantitativo di idrogeno da erogare giornalmente può quindi essere calcolato in riferimento al consumo specifico dell'unico treno sperimentale alimentato da idrogeno a celle a combustibile e batterie oggi circolante in Europa²⁵

La fornitura di idrogeno a una flotta della quale si conosce così in dettaglio il fabbisogno di combustibile rappresenta la migliore situazione per poter definire i costi di costruzione "Capex" di esercizio e di manutenzione "Opex" di un impianto di rifornimento/fornitura di idrogeno per poter stimare in un modo significativamente avanzato i tempi di ritorno dell'investimento effettuato e i benefici ambientali ottenuti in termini di emissioni inquinanti di (CO², CO, NOX) evitati utilizzando una flotta di treni che allo scarico presenta emissioni nulle.

²⁴ Nell'ipotesi di sostituire il servizio erogato dai treni Diesel con treni FCH e garantendo le medesime condizioni di servizio, il presente studio, sulla base del fabbisogno di idrogeno richiesto dal treno impiegato, si pone l'obiettivo di fornire le linee guida per la definizione della configurazione impiantistica più idonea prendendo in considerazione lo stoccaggio, la distribuzione e il rifornimento dell'idrogeno e definendo i conseguenti layout (di impianto) di dimensione minima standard, per i diversi livelli di servizio.

²⁵ : dati Alstom e R. Berger, «Study on use of fuel cells and hydrogen in railway environment, » April 2019

Calcolo del quantitativo di idrogeno per il servizio ferroviario

Definito il parametro funzionale, ai fini del calcolo del quantitativo di idrogeno necessario per la continuità del servizio ferroviario con treni alimentati ad idrogeno (in sostituzione dei treni Diesel), il consumo specifico del treno, prima menzionato, viene integrato con i dati del consumo di energia.

Quest'ultimo varia tuttavia in funzione di alcuni parametri significativi, quali il numero delle fermate, la tipologia del tracciato, il numero di casse e il fattore di carico del servizio. Può essere dunque preso come riferimento un intervallo di consumi specifici variabile da un minimo a un massimo, definito come il numero di km percorsi con un kg di H².

Nel presente studio, il valore di intervallo di consumo specifico varia da un minimo di 3.2 ad un massimo di 4.8 km percorsi con un kg di H²; in termini di consumo di idrogeno per km percorsi, si va da un massimo di 0.3125 kg/km ad un minimo di 0.2083 kg/km²⁶ come indicato in Tabella 14 seguente e dipende fortemente dal profilo di missione dalla tipologia di tracciato, livelletta, e dalle condizioni climatiche.

Al fine di salvaguardare la sicurezza, in termini di disponibilità aggiuntiva di idrogeno, si stima un consumo specifico superiore (c.a. il 40%) in modo che l'intervallo dei consumi specifici vari come indicato nella Tabella 14.

km/kg di H ₂	kg di H ₂ /km	kg di H ₂ /100km
2,5	0,4	40
3,33	0,3	30

Tabella 14: Valori di consumo specifico di idrogeno in ambito FCH

L'assunzione del consumo specifico pari 2.5 km/kg di H₂ (0.4 kg di H₂ / km) permette pertanto di definire il fabbisogno in termini di treno*km/anno come specificato nel paragrafo precedente e permette di definire i quantitativi per i tre livelli di servizio identificati.

La dimensione in volume dei serbatoi di bordo è funzione primariamente dell'autonomia richiesta al treno FCH e alla pressione di stoccaggio. Tali serbatoi, ipotizzando un'autonomia di 600 km e un consumo specifico di (0.4 kg di H² / km) hanno le seguenti caratteristiche:

- capienza in peso 240 kg (288 kg)

- pressione di stoccaggio di 35 Mpa
- volume 12,000 litri. (densità 24 g/L a T=300 K e P=35 MPa).

Per il dimensionamento del serbatoio, si è ipotizzato che i consumi siano tali da non portare ad un totale svuotamento dei serbatoi, garantendo un minimo di riempimento a fini operativi nonché di sicurezza che per le finalità di questo studio è stato assunto conservativamente pari al 20%.

La Tabella 15 riporta il fabbisogno di idrogeno, per i livelli di servizio, fissato il valore del consumo specifico, espresso in kg in riferimento al quantitativo annuale e giornaliero, considerando 300 giorni di esercizio in un anno (i rispettivi valori sono ottenuti dividendo il livello di servizio per il consumo specifico ipotizzato pari a 0.4 kg di Idrogeno per km).

Livello di servizio	Livello di servizio treno km/anno	Fabbisogno H ₂ kg di H ₂ /anno	Fabbisogno H ₂ kg di H ₂ /giorno
A	Fino a 720.000	288.000	960
B	Fino a 2.160.000	864.000	2.880
C	Fino a 4.320.000	1.728.000	5.760

Tabella 15: Fabbisogno medio di idrogeno richiesto in funzione del servizio ferroviario

Nota: La scelta dei livelli di servizio è funzionale anche a definire la dimensione della stazione di servizio per poter così esaminare dei casi "realistici" in linea con i tre tipi di stazioni di cui parlavamo, small, medium, large.

Calcolo del numero dei rifornimenti giornalieri dei treni FCH

Definita la quantità di idrogeno, in funzione dei richiamati livelli di servizio, bisogna ora definire il numero di rifornimenti giornalieri partendo dal numero dei treni FCH con le caratteristiche riportate nel paragrafo precedente.

Nella Tabella 21 si richiamano i livelli di servizio e il numero dei treni FCH e si riportano la percorrenza giornaliera e il relativo quantitativo di idrogeno necessario.

Il numero di treni impiegati e la relativa percorrenza

Livello di servizio treno km/anno	Livello di servizio treni km/giorno	Numero di treni	km percorsi al giorno da singolo treno	kg di H utilizzato da singolo treno al giorno
720.000	2.400	6	400	125
2.160.000	7.200	18	400	125
4.320.000	14.400	36	400	125

Tabella 16: Fabbisogno medio di idrogeno richiesto in funzione del servizio ferroviario

giornaliera, in grado di soddisfare il livello di servizio, risulta inferiore all'autonomia del singolo treno (circa 600 km) pertanto un singolo rifornimento giornaliero è in grado di garantire il corretto esercizio del treno. Dal numero di rifornimento giornaliero da espletare è quindi possibile prevedere il numero più appropriato di distributori da installare nella stazione/i di rifornimento per la corretta gestione delle stesse per non incorrere in eccessivi tempi di attesa, per effettuare le operazioni di ricarica dell'idrogeno, che possano pregiudicare il corretto livello di servizio. **Con la tecnologia attuale i dispenser (utilizzati per il rifornimento dei veicoli riforniti a 35MPa) sono in grado di erogare un quantitativo di idrogeno non superiore ai 2 kg al minuto senza fare ricorso al preraffreddamento dell'idrogeno.** Inoltre, il serbatoio del treno FCH, in genere è costituito da una serie di serbatoi cilindrici che, per minimizzare i tempi di ricarica, possono essere parzializzati permettendo la ricarica simultanea di una predefinita serie. Adottando tale sistema un singolo treno può essere ricaricato utilizzando due dispenser dimezzando il tempo complessivo, **il treno**

preso in considerazione, con tale accorgimento può essere completamente rifornito della sua capacità massima di 300 kg in un tempo di circa 60 minuti (due dispenser di capacità erogativa pari a 2,5 kg di H₂ al minuto) al quale sommare il tempo di manovra, evidentemente funzione della dislocazione del binario dove avviene il rifornimento. Nel seguito verranno analizzate le configurazioni idonee per tutti e tre gli scenari previsti. Per limitare i tempi di rifornimento si suggerisce pertanto di prevedere il preraffreddamento dell'idrogeno consentendo così di raggiungere una erogazione per bocchettone di circa 7,5 kg/min che, nel caso di architettura del treno che permetta il rifornimento contemporaneo da due bocchettoni, significa rifornire all'incirca 300 kg di idrogeno in 20 minuti. L'idrogeno considerato per il rifornimento dovrà rispettare i parametri dello standard ISO 14687:2019 riportati nella Tabella 17.

Proprietà dell'idrogeno	Liquido T 20,15 K P 01, MPa	Gas a 0,1 MPa T 298 K	Gas a 0,1 MPa T 298 K	Gas a 35 MPa T 298 K	Gas a 45 MPa T 298 K	Gas a 70 MPa T 298 K
Densità g/L	70,85	0,0899	14,49	23,89	26,33	35,89
Energia per unità di Massa kWh/kg	33,3					
Energia per unità di volume kWh/kg	2,36	0,003	0,48	0,79	0,89	1,19

Tabella 17: Proprietà dell'idrogeno ISO 14687:2019

Descrizione generale modalità di rifornimento e configurazioni analizzate

In questo paragrafo viene descritta qualitativamente la modalità di rifornimento. Inoltre, vengono forniti i dati quantitativi sulle tre configurazioni di domanda H² in base alle percorrenze diverse stimate per tre tratte prese in esempio.

Modalità di rifornimento

La strategia di rifornimento solitamente si basa su 3 fasi:

- rifornimento dal 1°rimorchio a idrogeno
- rifornimento dal 2°rimorchio idrogeno
- rifornimento dal deposito di idrogeno ad alta pressione
- Optional: rifornimento utilizzando il compressore e uno dei rimorchi a idrogeno come fonte.

Il rifornimento dei treni dovrebbe essere effettuato

utilizzando due metodi per fornire il flusso richiesto. Il rifornimento principale dovrebbe essere effettuato utilizzando un metodo chiamato "overflow". In questo caso l'erogatore è collegato allo stoccaggio dell'idrogeno con il livello di pressione successivo più alto. La differenza tra la pressione nel deposito e quella di prelievo si ottiene con un flusso di massa che può essere utilizzato per fare rifornimento al treno. Se il livello di pressione tra il prelievo e lo stoccaggio diventa troppo piccolo, il flusso diminuisce in modo significativo e il sistema di gestione del rifornimento di-

sconnette lo stoccaggio dell'idrogeno e ricollega lo stoccaggio di idrogeno con il livello di pressione successivo più alto. Il processo di rifornimento è quindi continuo come spiegato sopra.

Nel caso in cui tutti i depositi di idrogeno abbiano un livello di pressione che non è sufficiente per rifornire di carburante l'offerente, il metodo per fornire il flusso deve essere cambiato. In questo caso il compressore è direttamente collegato all'off-taker e fornisce il flusso di rifornimento. Poiché il compressore non è progettato per abilitare al flusso che è alto quanto i flussi stimati per il rifornimento, il processo di rifornimento in questo caso non è veloce come prima. Tuttavia, questa opportunità opzionale consente di rifornire di carburante un treno nonostante il rifornimento.

Configurazioni

Per questo studio sono state analizzate tre configurazioni di produzione diverse in base alla percorrenza del treno a Fuel Cell.

Scenario	Percorrenza treno (km/a)	Produzione (ton/a)	Potenza elettrolizzatore	Low pressure buffer (kg)	Compressore (n'unità)	High-pressure storage (kg)
1)	720.000	290	2 MW	50	1	1000
2)	2.160.000	860	6 MW	150	2	2500
3)	4.320.000	1720	12 MW	300	4	5000

Tabella 18: Scenari di produzione associati alle fasce di percorrenza

Layout impianto di stoccaggio e distribuzione

Per le sole componenti di stoccaggio e distribuzione si propone in questo paragrafo un layout di massima che tenga conto delle regole di progettazione applicabili. Si fa riferimento al Decreto Ministeriale DM 23 ottobre 2018 Regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione, cui oggi si fa riferimento nella progettazione di detti impianti.

Come descritto al precedente paragrafo, l'impianto di stoccaggio e distribuzione si compone delle seguenti componenti principali del progetto per la stazione di rifornimento sono:

- Compressione ad alta pressione
- Stoccaggio ad alta pressione
- Chilling di idrogeno
- Distributore Treno

Nell'ambito del progetto dovranno pertanto essere soddisfatte le seguenti distanze minime di sicurezza, richiamate dal DM 23 ottobre 2018

A) ELEMENTI PERICOLOSI DELL'IMPIANTO²⁷

Elemento	Distanza di protezione (m)	Distanza di sicurezza interna (m)	Distanza di sicurezza esterna (m)
Compressore	15	-	30*
Stoccaggi	15	15	30
Box carro bombolaio	15	15	30

B) UNITA' DI EROGAZIONE

Elemento	Distanza di protezione (m)	Distanza di sicurezza interna (m)	Distanza di sicurezza esterna (m)
Unità di erogazione	15	12	30*

Nota:* Le distanze di sicurezza esterna e di protezione delle unità di erogazione possono essere ridotte del 50% qualora tra gli stessi e le costruzioni esterne all'impianto, tranne quelle adibite alla collettività, siano realizzate idonee schermature in materiale incombustibile di adeguata resistenza meccanica

La norma definisce altresì al punto C) ulteriori specifiche distanze di sicurezza tra gli elementi definiti pericolosi nell'impianto ed i seguenti locali:

- a. ufficio del gestore, magazzino, servizi igienici, officina senza utilizzo di fiamme libere ed impianto lavaggio: distanze di sicurezza di cui alle prece-

denti lettere A) e B);

- b. cabina energia elettrica: 22 m;
- c. abitazione gestore: distanza di sicurezza esterna;
- d. posti di ristoro e/o vendita.

²⁷ Per il locale compressori la distanza di sicurezza esterna, ad eccezione di quella computata rispetto ad edifici destinati alla collettività, può essere ridotta del 50% qualora risulti che tra le aperture del locale compressori e le costruzioni esterne all'impianto siano realizzate idonee schermature di tipo continuo con muri in calcestruzzo o in altro materiale incombustibile di adeguata resistenza meccanica tali da assicurare il contenimento di eventuali schegge proiettate verso le costruzioni esterne

Scenario portuale

Introduzione - Stato dell'arte

La transizione energetica in atto a livello europeo sta investendo tutti i settori in via di sviluppo che mirano a migliorare la sostenibilità dell'economia e a consolidarne la robustezza. Tra le principali azioni messe in campo per raggiungere i target relativi alla riduzione delle emissioni di CO² al 2030 (-55%) e al 2050 (totale azzeramento) emerge l'utilizzo sempre più spinto dell'idrogeno all'interno dei diversi settori energetici (industrie, trasporti ed edifici).

Lo studio e l'integrazione di tecnologie energetiche innovative basate sull'idrogeno da applicare nei settori della produzione di energia e dei trasporti, con particolare riferimento al settore navale sono oggetto di grande attenzione delle politiche e delle strategie energetiche attuali. Gli investimenti previsti dalle iniziative nazionali sui *green ports* mirano, difatti, all'introduzione di tecnologie e di combustibili a basso impatto ambientale a bordo delle imbarcazioni (LNG, idrogeno, ammoniacca), all'elettrificazione delle banchine (cold ironing), all'utilizzo di mezzi green per la movimentazione interna ai porti e agli inter-porti, alla realizzazione di infrastrutture anche tramite la pro-

gettazione e la realizzazione di rigassificatori di LNG (in Italia solo 3 impianti sono attualmente operativi ed è in progetto un 4° impianto a Gioia Tauro) e alla realizzazione di stazioni di rifornimento di idrogeno per veicoli e imbarcazioni a FC.

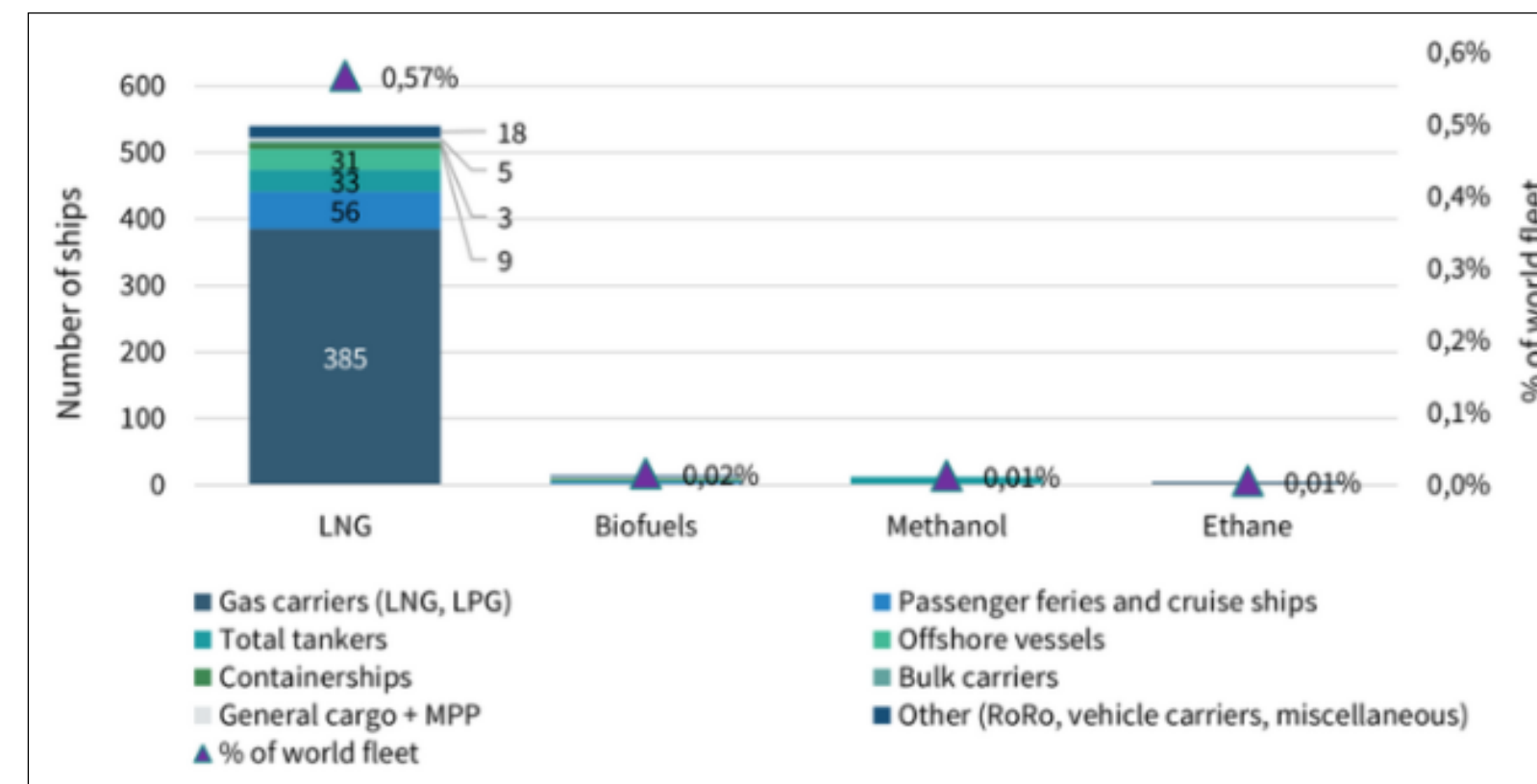


Figura 27: Numero di imbarcazioni che usano combustibili alternativi ²⁸

Facendo un focus sull'idrogeno, si ricorda che l'idrogeno e i combustibili a base di idrogeno, non contengono la molecola del carbonio e di conseguenza non producono emissioni di gas serra (CO²), nonché altre tipologie d'inquinanti a livello locale con impatto diretto sulla salute pubblica (SO_x, NO_x, particolato). Per questo motivo si punta molto sull'idrogeno anche nel settore marittimo, in cui si ritiene che l'utilizzo di que-

sto vettore energetico possa contribuire rapidamente alla diminuzione delle emissioni medie di gas serra. Com'è noto l'idrogeno può essere utilizzato sia nelle celle a combustibile, quindi senza il processo della combustione, sia nei motori a combustione interna.

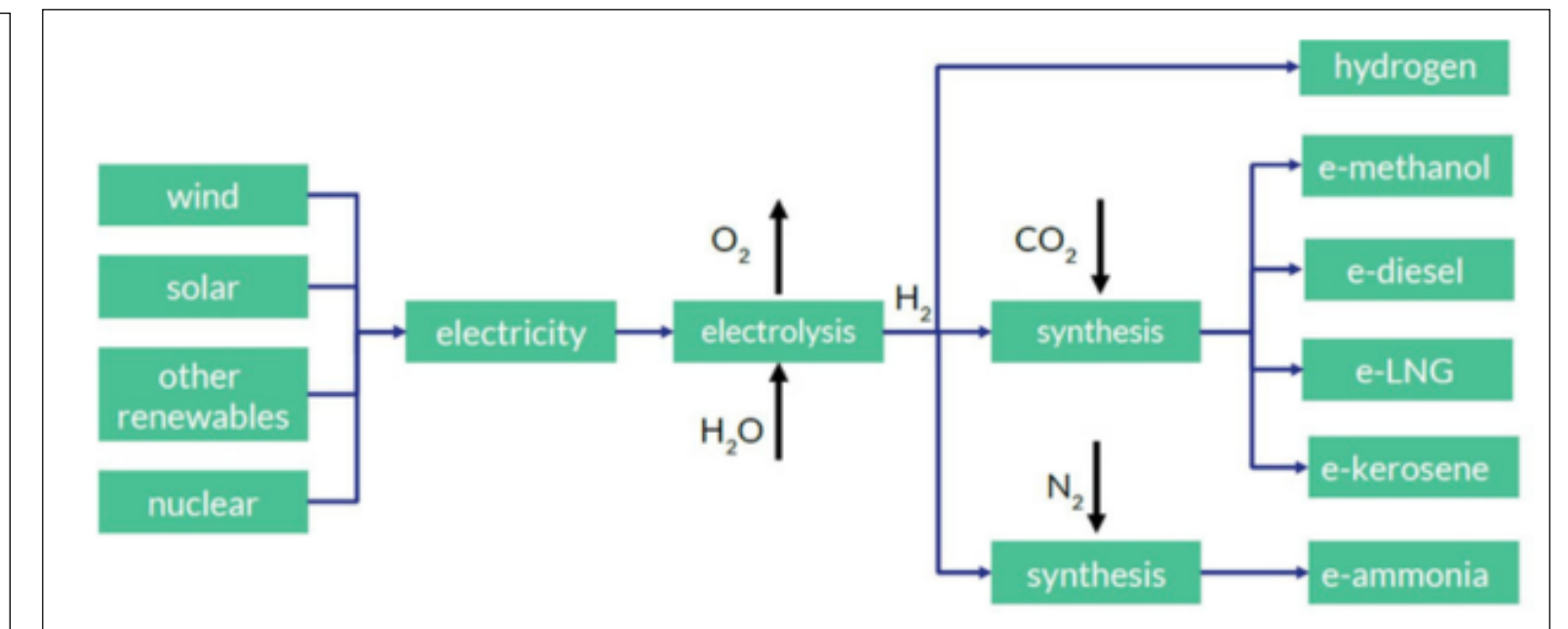


Figura 28: Rappresentazione schematica sul ruolo rilevante dell'idrogeno e degli e-fuels (fonte TNO)

Tuttavia, tra le principali barriere tecnico-economiche per l'adozione su larga scala dell'idrogeno nelle applicazioni marittime vi sono i costi di produzione e la bassa densità volumetrica, che rende più complicato lo stoccaggio rispetto agli altri combustibili a base di idrogeno. A tutto ciò si aggiunge che allo stato attuale il settore marittimo risente di un quadro normativo sull'idrogeno carente, sia in termini di regolamentazione tecnica sia di policy.

Inoltre, a causa della lunga vita utile delle navi, gli armatori sono riluttanti a investire in navi di grandi di-

mensioni che utilizzino combustibili alternativi e la stessa cosa avviene per i porti, che mostrano incertezza nell'investire in infrastrutture di stoccaggio e bunkeraggio di combustibili alternativi.

Diversa invece è la situazione per le navi a breve distanza e per le navi interne, per le quali l'idrogeno puro può realmente essere un'opzione conveniente già oggi. Per cui tendenzialmente queste navi sono viste come quelle che daranno il via alla transizione verso l'idrogeno.

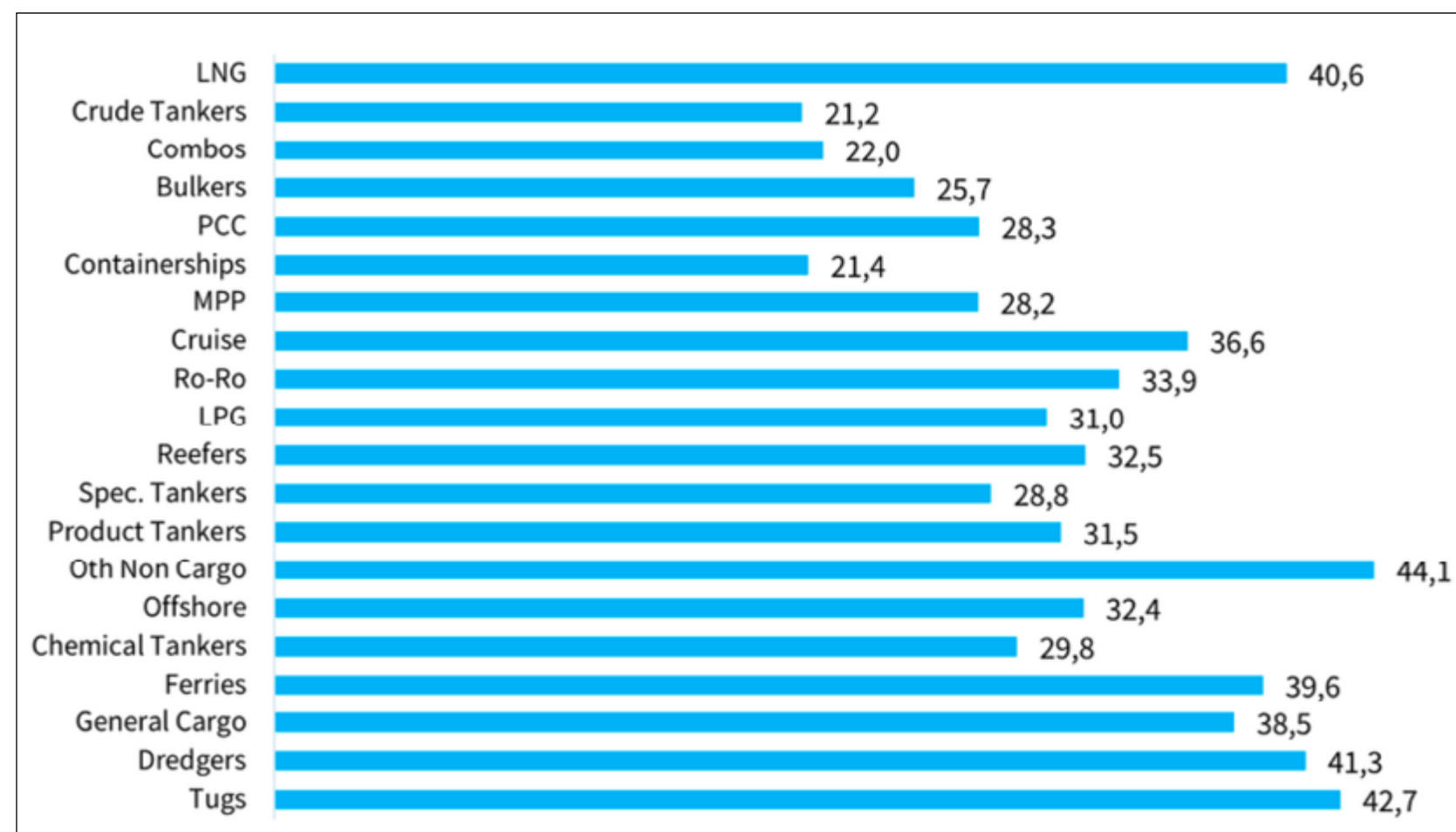


Figura 29: Età media (in anni) di 20 tipi di nave (Fonte: elaborazione Hydrogen Europe basata su dati del Clarksons World Fleet Register)

Attualmente gran parte della produzione e del consumo industriale di idrogeno avviene nei porti o nelle immediate vicinanze. I maggiori consumi di idrogeno derivano dai processi di raffinazione del petrolio, di produzione dell'ammoniaca e dalle industrie chimiche, che insieme utilizzano circa il 90% di tutto l'idrogeno prodotto ogni anno nell'UE. In Europa, molti di questi impianti si trovano all'interno o in prossimità delle aree portuali.

A titolo esemplificativo, 5 dei maggiori hub industriali europei sono localizzati presso i porti belgi e olandesi (Anversa, Zelanda, Rotterdam, IJmond e Delfzijl) e producono una domanda di idrogeno di 1,7 Mt all'anno, pari a circa il 20% dell'attuale consumo totale dell'UE. La maggior parte di questo idrogeno è spesso prodotto localmente, da gas naturale attraverso il processo di Steam Methane Reforming, per cui si produce il cosiddetto "idrogeno grigio". Proprio l'idrogeno grigio, quindi, rappresenta una importante opportunità in quanto dovrà gradualmente essere sostituito con idrogeno verde, ovvero prodotto tramite elettrolisi da fonti energetiche rinnovabili.

Sono molte le aree portuali che dispongono di strutture industriali relative ai cosiddetti settori hard-to-abate, come ad esempio l'industria siderurgica che guarda sempre più all'idrogeno come opzione per la decarbonizzazione. Per cui riuscire ad avere un grande

centro di domanda di idrogeno nei porti rende possibile lo sviluppo di una catena di approvvigionamento di idrogeno pulito.

Inoltre, un'altra possibile applicazione dell'idrogeno può essere l'utilizzo come carburante per i veicoli usati per la movimentazione dei materiali nei terminal portuali; tale impiego consentirebbe di avviare un processo di decarbonizzazione delle operazioni portuali, potendo contare sui progressi che l'idrogeno e le celle a combustibile hanno già raggiunto nell'ambito della mobilità su gomma e contribuendo ad aumentare ulteriormente la domanda di idrogeno pulito. Tra i veicoli che possono utilizzare l'idrogeno come carburante vi sono: mezzi di servizio, gru mobili, elevatori, trattori, mezzi per la raccolta dei rifiuti, ecc. Nonché mezzi per il trasporto delle persone da e per il porto, come bus, auto, treni.

Da quanto finora espresso si deduce che i porti hanno le potenzialità per diventare degli hub dell'idrogeno o delle "Hydrogen Valleys" dove l'idrogeno può essere prodotto o importato, immagazzinato e distribuito per l'uso in diverse applicazioni. Nello sviluppo dell'infrastruttura dell'idrogeno nei porti dovrà essere considerato anche il criterio della tripla S (Sustainability, Scalability and Storability) secondo il quale si dovrà costruire un processo che sia sostenibile, scalabile e quindi applicabile in più realtà portuali ed infine che possa garantire la facilità di stoccaggio.

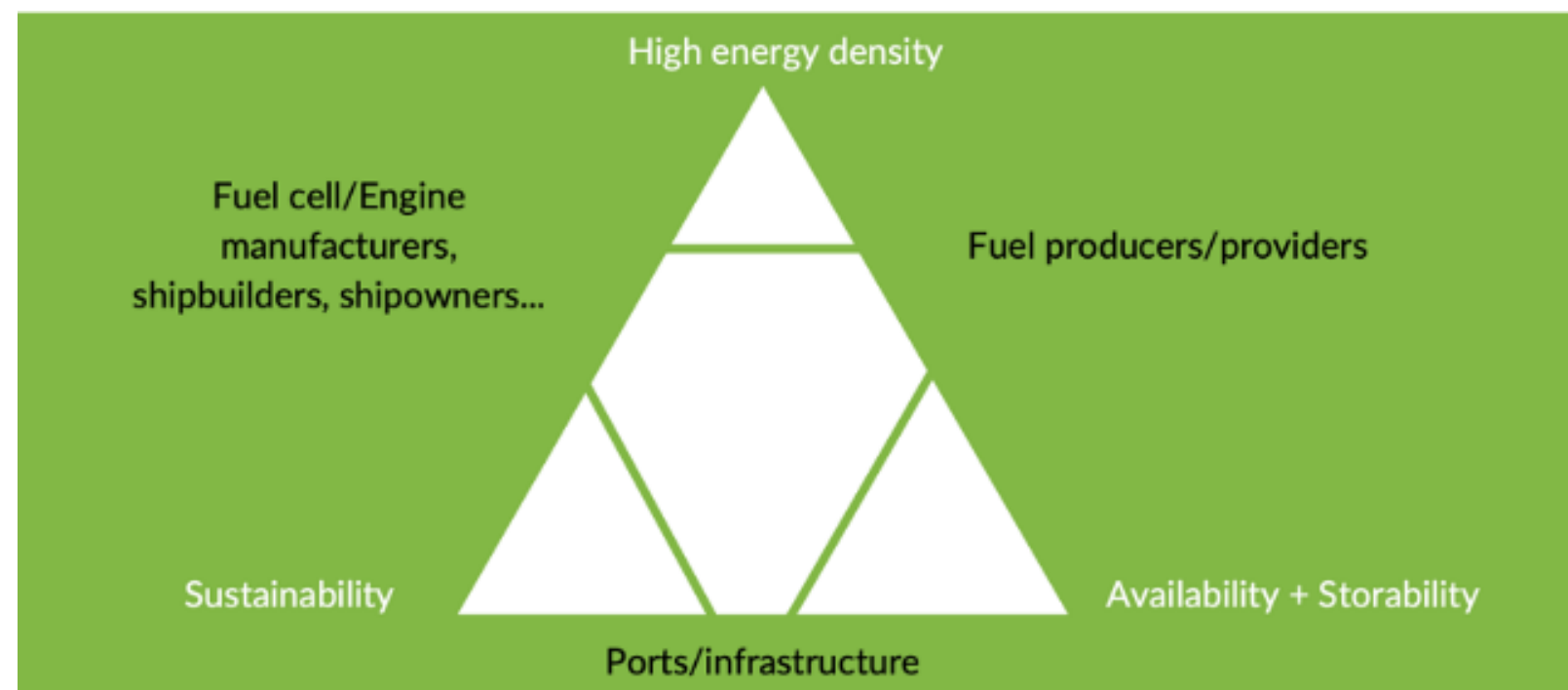


Figura 30: Collaborazione necessaria per soddisfare il criterio della tripla S (densità energetica, sostenibilità, disponibilità e conservabilità del triangolo)

A favore dell'idrogeno interviene anche la blue economy, in quanto il calo dei prezzi dell'energia eolica e solare offshore sta rendendo la tecnologia delle energie rinnovabili potenzialmente la fonte più economica di idrogeno rinnovabile, ponendo i porti nella posizione ideale per diventare grandi produttori di idrogeno rinnovabile e quindi ancora hub e centri di domanda. Pertanto, il settore marittimo sarà un importante partner abilitante per concretizzare le sinergie tra le energie rinnovabili offshore e l'idrogeno.

È inoltre sempre più probabile che l'Europa non sarà in grado di produrre localmente abbastanza idrogeno per coprire l'intera domanda futura. Per cui un'ulteriore soluzione da considerare è quella dell'importazione dell'idrogeno pulito, ad esempio dal Nord Africa, dall'Australia, dal Cile o da altri Paesi con risorse eoliche e solari favorevoli, considerando sia il trasporto via pipeline nuove o già esistenti (dove le distanze lo consentono), sia il trasporto via nave (ad esempio sottoforma di idrogeno liquefatto o ammoniaca). Anche in questo caso, quindi, i porti sono destinati a trarne vantaggio sia perché l'idrogeno prodotto in mare aperto potrebbe essere trasportato dalle navi agli hub portuali sia perché le piattaforme offshore potrebbero diventare a loro volta hub di idrogeno in mare, in grado di produrre grandi quantità di idrogeno, trasportarlo a terra sfruttando le condotte esistenti opportu-

namente retrofittate, così come fornire idrogeno alle navi in transito.

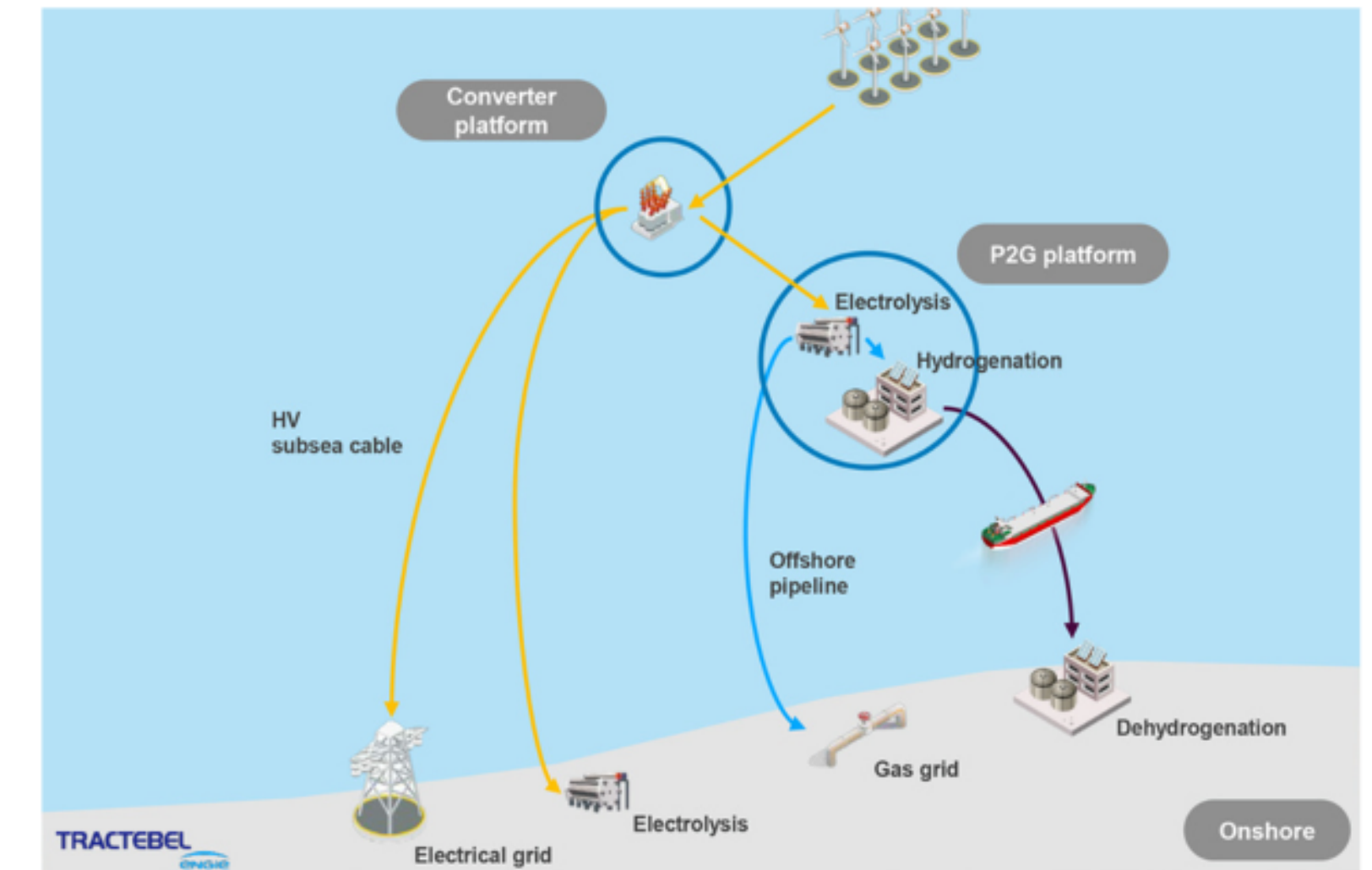


Figura 31: Produzione di idrogeno rinnovabile offshore (fonte Tractebel)

La portata degli investimenti necessari per le infrastrutture nel settore marittimo è enorme e il ritmo con cui tale settore si può decarbonizzare dipende molto dalla velocità con cui i porti saranno in grado di immagazzinare quantità sufficienti di idrogeno verde e di combustibili a base di idrogeno²⁹.

^{29.2} <https://tractebel-engie.com/en/news/2019/400-mw-offshore-hydrogen-production-takes-system-to-new-levels>

^{29.3} *How hydrogen can help decarbonize the maritime sector - Policy paper, June 2021, Hydrogen Europe*

Opportunità nell'implementazione delle tecnologie ad idrogeno nei porti

L'idrogeno è stato indicato dalla Commissione Europea come il vettore energetico più promettente per ridurre le emissioni di contesti energetici, altrimenti difficilmente adatti ad affrontare una transizione energetica esclusivamente basata su energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. L'idrogeno verde sarà in grado di innescare una decarbonizzazione profonda sia delle attività portuali, sia del sistema energetico proprio di ogni isola. La decarbonizzazione dei porti è un passo fondamentale per rafforzare la capacità di innovazione e di competitività dell'industria marittima del Mediterraneo.

Il sistema portuale riveste infatti un ruolo cardine nel commercio internazionale, nel trasporto delle merci e di persone ed è un elemento vitale per lo sviluppo di una rete di trasporto intermodale, efficiente e sostenibile. La decarbonizzazione dei porti rappresenta un'importantissima opportunità ambientale e industriale da cogliere. In questa prospettiva i porti, per le loro dotazioni logistiche, per la prossimità a impianti industriali e per le connessioni internazionali si pre-

stano in modo particolare ad ospitare delle Hydrogen Valleys. In Europa diversi scali come Rotterdam, Anversa o Amburgo, Amsterdam o Valencia stanno già puntando sull'idrogeno.

Inoltre, l'utilizzo delle tecnologie dell'idrogeno potrà accelerare la crescita di nuovi mercati di sicuro interesse per le aziende locali e la generazione di nuove opportunità lavorative. L'utilizzo di idrogeno nei porti permetterebbe non solo di decarbonizzare quasi completamente le attività portuali nella loro accezione più stringente, ma anche di creare un sistema di trasporto da e per il porto a zero emissioni, generando in questo modo un circolo virtuoso volto a decarbonizzare anche le aree limitrofe.

Le principali opportunità da cogliere nell'introduzione dell'idrogeno nell'ambiente portuale riguardano:

- Introduzione di soluzioni sostenibili in termini di emissioni per le operazioni portuali all'interno delle navi, con l'utilizzo di mezzi ad idrogeno per la movimentazione delle merci sulle navi da trasporto, a bassa emissione di carbonio ed eco-efficienti da utilizzare nei terminal europei e sviluppo di HRS per trasporto merci da/per porto, oltre alla logistica portuale.
- Contributo all'elettificazione delle banchine (cold-ironing)
- Diversificazione di soluzioni energetiche per il settore logistico-portuale, al fine di ridurre la dipendenza dai combustibili fossili;
- Introduzione di stazioni di rifornimento dell'idrogeno presso i principali porti nazionali e internazionali che faciliteranno la riduzione dei volumi di stoccaggio a bordo del combustibile;
- Utilizzo di soluzioni ibride fuel cell/batterie da installare a bordo nave, per la generazione di energia elettrica
- Utilizzo di soluzioni ibride fuel cell/batterie per sistemi propulsivi di diverse tipologie di imbarcazioni
- Possibilità di utilizzare l'idrogeno in sinergia con le industrie hard to abate nelle immediate vicinanze.

Criticità raccolte dalle autorità portuali

Il confronto con alcune autorità portuali ha permesso ad H2IT di avere un quadro, seppur parziale, di quali sono le criticità nell'implementare soluzioni idrogeno in ambiente portuale.

I porti italiani sono assai diversi l'uno dall'altro, sia in termini di dimensioni, quindi fabbisogni e consumi, sia nel layout, incastonato all'interno della città, come il Porto di Genova, piuttosto che staccato dall'ambiente urbano e talvolta anche disconnesso dalla rete nazionale elettrica, senza retroporto, come il Porto di Civitavecchia. Questo comporta sicuramente una definizione del progetto di integrazione di tecnologie idrogeno ad hoc, per ogni situazione.

In generale l'idrogeno rinnovabile è visto come un'opportunità interessante per gli evidenti vantaggi ambientali che porta, con la possibilità di produrlo internamente e utilizzarlo per i trasporti (pesante e ferroviario), per il trasporto di persone da/per porto, per la logistica portuale, il riscaldamento degli edifici e per l'industria (materia prima o combustibile). Le autorità portuali stanno guardando a un mix di solu-

zioni per decarbonizzare i porti grazie anche ai fondi nazionali a disposizione; Il progetto Green Ports del Mite prevede finanziamenti fino a 22 milioni di Euro, per la realizzazione di «infrastrutture e altri dispositivi per l'alimentazione e ricarica dei mezzi elettrici o ad idrogeno» all'interno del porto. Inoltre, non dimentichiamo l'investimento di 230 milioni di euro per lo sviluppo di 40 stazioni di rifornimento lungo le dorsali strategiche sul territorio nazionale.

Ad oggi rimangono ancora alcune criticità da superare per integrare al meglio queste soluzioni.

- **Disponibilità delle informazioni sulle tecnologie presenti sul mercato**

Alcune Autorità portuali sono più informate e consapevoli, pertanto stanno facendo grandi passi nel mettere in campo progetti concreti per l'integrazione dell'idrogeno all'interno del porto, altre denotano una mancanza di informazioni e competenze interne in grado di far fronte alle diverse barriere che ancora ad oggi sono esistenti. Inoltre, gli stakeholder coinvolti sono diversi, e talvolta non completamente informati, come ad esempio gli armatori, che invece dovrebbero essere coinvolti sin da subito in quanto giocano un ruolo chiave. Infine, la reattività delle pubbliche amministrazioni può essere bassa, pertan-

to andrebbero adeguatamente sensibilizzate in modo tale da rendere il confronto anche con le Regioni più facile ed efficace. Sussiste un tema di governance che potrebbe essere gestito a livello nazionale.

- **Creare cultura dell'innovazione per attrazione investimenti**

Legato al punto precedente, la necessità da parte dell'ecosistema portuale di offrire soluzioni innovative e attrarre investimenti al fine di sviluppare l'area e il territorio circostante. Per questo risulta fondamentale sensibilizzare tutti gli attori coinvolti, sul tema della transizione energetica e dell'innovazione.

- **Poco supporto nel creare comunità energetiche portuali**

Nel caso in cui il porto sia completamente distaccato da attività che possano creare il così detto "retroporto", ovvero una serie di servizi logistici e di connessione per i trasporti, esiste la necessità di creare le condizioni per lo sviluppo sostenibile del porto stesso. La soluzione delle comunità energetiche risulta interessante, ma ad oggi sussistono ostacoli nella loro integrazione con la rete elettrica nazionale, andrebbero quindi approfondite le modalità con ARERA.

- ***Alti costi e complessità delle soluzioni***

L'elevato costo delle soluzioni e il corrispondente basso incentivo, ostacola lo sviluppo di soluzioni innovative come l'idrogeno. Ad esempio, per lo stoccaggio di H² si riscontrano problematiche legate ai costi, mentre sulla produzione si rileva complessità.

- ***Problematiche normative sulle stazioni di rifornimento***

Risulta complesso sviluppare una stazione di rifornimento idrogeno seguendo la regola tecnica del 23 ottobre 2018 soprattutto per gli spazi necessari richiesti.

Distributori mobili e temporanei di idrogeno

Lo sviluppo della filiera dell'idrogeno nei diversi contesti territoriali si identifica con l'attivazione di un vero e proprio ecosistema, che incontra diverse barriere all'avvio, una delle quali riguarda l'infrastruttura di rifornimento per l'alimentazione dei veicoli a idrogeno. Una rete di distributori di idrogeno per l'autotrazione è, infatti, un elemento abilitante per la nascita di un ecosistema di questo tipo, che possa comprendere, in prima battuta, i veicoli pesanti (bus, camion), ma anche i mezzi per lo sviluppo della logistica ad idrogeno, quali carrelli elevatori, muletti, reach stackers per container, ecc., e, in prospettiva di più lungo termine, anche le autovetture. La realizzazione di una tale infrastruttura, soprattutto se dedicata a flotte di mezzi per la logistica, ad esempio nei poli logistici, in porti e interporti, è particolarmente sfidante in un momento in cui si deve sviluppare contemporaneamente anche la domanda di idrogeno per autotrazione (diffusione di veicoli). Infatti, i costi di sistema per creare una rete di distributori di idrogeno per la logistica potrebbero essere un vincolo non sopportabile dagli investimenti pubblici e privati, che di fatto potrebbe impedirne, o sicuramente rallentarne, la pratica attuazione. Una stazione di rifornimento ha dei costi che partono

da circa 900 mila euro per erogazioni intorno ai 200 kg/giorno di idrogeno ed è sufficiente a saturare una flotta di veicoli di circa 400 unità (con una percorrenza dei veicoli di circa 50 km/giorno e un consumo di circa 100 km/kg di idrogeno). Un modello di business con inevitabilmente piccole flotte iniziali (una decina di veicoli ad idrogeno) sarebbe difficile da sostenere se non con ingenti finanziamenti pubblici in conto capitale.

Una soluzione intermedia di passaggio verso distributori fissi, che abiliterebbe intanto una diffusione di autoveicoli a idrogeno facendoli conoscere al grande pubblico e sostanzialmente contribuirebbe a costruire la domanda di idrogeno e quindi l'ecosistema, è quella di avere dei distributori di idrogeno temporanei o mobili che riescono a rifornire qualche unità di veicoli o al massimo una decina di mezzi, ad esempio mezzi per la logistica, come carrelli elevatori. Le stazioni di rifornimento mobili possono essere sia attive (cioè con compressore) sia passive (cioè che riforniscono solo per caduta). Il secondo tipo richiede un investimento che si aggira tra il 25% e il 15% dei costi di una stazione di rifornimento fissa. A pari risorse economiche si potrebbe creare una rete di distributori su un territorio che è l'aspetto chiave per abilitare un sistema di trasporti.

Diverse aziende in Europa hanno sviluppato sistemi simili e li hanno testati in fase operativa.

In Italia ci sono diversi attori che si stanno interessando all'argomento e importanti player nazionali hanno dichiarato interesse nello sviluppare tali soluzioni transitorie per accelerare la nascita di reti locali di veicoli a idrogeno e, in particolare, di mezzi per la logistica sostenibile.

Conclusioni e proposte

Questo report vuole dare una visione ampia sui fattori che influiscono e impattano sullo sviluppo di una rete di stazioni di rifornimento;

FATTORI STRATEGICI

- Emerge l'opportunità che questo combustibile alternativo possa rappresentare nella decarbonizzazione dei trasporti, nella diversificazione delle soluzioni per la mobilità sostenibile e come alternativa complementare ad altre tecnologie e con un ruolo importante in specifici settori della mobilità, come il trasporto pesante e di lunga percorrenza.
- Si evidenzia la necessità di integrare e allineare le scelte politiche italiane con quelle europee in un ecosistema di scambi sempre più interconnesso e governato da una normativa europea che impatta in maniera diretta sull'implementazione delle politiche nazionali.

FATTORI NORMATIVI

- È stato descritto il quadro normativo a livello europeo e la visione che propone per lo sviluppo di una rete di stazioni di rifornimento.

- È stato ripercorso il decreto 23 ottobre 2018 che regola la costruzione delle stazioni di rifornimento in Italia, approfondendo aspetti importanti rilevati dalle esperienze degli operatori del settore.

FATTORI OPERATIVI E TECNICI

- Si guarda al layout della stazione di rifornimento, i sistemi coinvolti e le possibili taglie di utilizzo anche in un'ottica di crescita della domanda.
- Si evidenziano le caratteristiche operative di una stazione di rifornimento e le sue necessità di manutenzione.
- Vengono descritti i principali passaggi di una valutazione di rischio.

FATTORI RILEVANTI AI FINI DELL'IMPLEMENTAZIONE

- Grazie agli scenari proposti, è stato possibile ricavare importanti messaggi utili a guardare l'implementazione di una rete di stazioni di rifornimento in un'ottica completa che tiene conto dei fattori strategici, normativi, operativi e tecnici.

H2IT vuole portare all'attenzione del decisore politico le importanti conclusioni di questo report, associando ad ognuna proposte concrete.

1. L'ALLINEAMENTO E L'INTEGRAZIONE CON LO SCENARIO EUROPEO

L'Italia nel 2016 con il dlgs 257 si è impegnata a costruire entro il 2025 una rete di stazioni di rifornimento per l'idrogeno; il piano però previsto nel decreto non ha visto attuazione. Parallelamente altri Paesi europei come la Germania hanno sviluppato, con una logica a perdita di mercato, una rete di 100 stazioni di rifornimento idrogeno. Nel frattempo, l'Europa con il Fit for 55 ha proposto una serie di direttive e regolamenti, tra cui il regolamento per lo sviluppo di una rete di infrastrutture di rifornimento per i carburanti alternativi, che dovrà essere implementata dai Paesi membri senza passare dal recepimento. L'Italia si trova in una situazione di svantaggio e rincorsa degli obiettivi proposti (sino a 1 stazione ogni 150 km), ma sarà obbligata a recepirli, pertanto sarà necessario avere una strategia molto chiara per lo sviluppo delle infrastrutture che tenga conto di molti fattori, di contro potrà sfruttare questo impianto normativo imposto come un'opportunità per sviluppare una mobilità a idrogeno in Italia, abilitando così anche altri settori dove l'idrogeno risulta chiave per la decarbonizzazione. Anche le altre normative in corso di evoluzione impatteranno non poco sul settore della mobilità, come ad esempio la revisione della RED II e gli atti delegati, importanti per definire i requisiti tecnici per la produzione di RFNBO's.

Proposte:

- Implementare una strategia di sviluppo di una rete di stazioni di rifornimento allineata già ad oggi con la proposta di regolamento AFIR
- Tener conto delle implicazioni della RED II nella produzione in loco dell'idrogeno per le stazioni di rifornimento

2. REVISIONE DEL DECRETO 23 OTTOBRE 2018

E' chiaro ad oggi, dalle esperienze degli operatori del settore italiano che oggi le aziende stanno incontrando difficoltà per l'autorizzazione delle stazioni di rifornimento legato in primo luogo alle lunghe tempistiche e in secondo luogo ai costi associati ai grandi spazi richiesti e agli interventi edili. E' emerso dalle discussioni e poi dai confronti, inoltre, che l'approccio ingegneristico sottende alle interpretazioni dei vari comandi territoriali dei Vigili del Fuoco che non conoscendo il settore, e non avendo esperienza di progetti di questo tipo, danno dei verdetti diversi che cambiano di provincia e regione. La regola tecnica da applicare su stazione di rifornimento idrogeno (DM. 23 ottobre 2018) è significativamente più restrittiva

in confronto all'approccio di altri paesi europei e/o mondiali.

- Chiarire con i VVF quali sono i punti che danno adito a interpretazioni diverse e da questo costruire delle Guidelines per tutti i comandi in modo tale che venga applicato nello stesso modo in tutta Italia. Definire linee guida comuni per non rischiare uno svantaggio territoriale.
- Confrontarsi con le esperienze estere e allinearsi agli altri Paesi Europei (MulHyfuel³⁰) soprattutto facendo leva sulle analogie che la distribuzione dell'idrogeno ha con quella del GNL e del GNC. Sia sulle distanze, che in Italia non solo creano problematiche di ubicazione, ma anche costi di investimento importanti, rendendo meno attrattivo investire nel nostro Paese.
- L'erogazione dell'idrogeno avviene solo dopo un controllo di sicurezza/tenuta. Per questo è da ritenere molto sicuro se non di più di un rifornimento di carburanti tradizionali e in ogni caso almeno sullo stesso livello di sicurezza del gas naturale. Per questo è giusto che si possa applicare la stessa modalità come sul metano (registrazione su un sito, corso online e abilitazione mediante carta di credito). Si consiglia di allineare la normativa di rifornimento idrogeno a quella del rifornimento gas

naturale.

- Confrontarsi su una ragionevole estensione dei limiti relativi alla realizzazione della stazione di rifornimento anche in relazione agli obiettivi posti dalla AFIR di avere stazioni di rifornimento in ambito cittadino, nonché per avere stazioni di rifornimento ad idrogeno liquido.

3. CONSIDERAZIONI SULLA TAGLIA DELLE STAZIONI DI RIFORNIMENTO

In una ottica di impiego automobilistico si può far riferimento a taglie tra i 200 e i 500 kg/gg per stazioni con alta frequenza. Tuttavia, gli obiettivi strategici posti dai documenti elaborati in sede nazionale ed internazionale pongono l'accento sul trasporto pesante e ferroviario spingendo verso l'impiego di stazioni di taglia maggiore di 1 tonnellata/gg.

Il tema delle taglie delle stazioni di rifornimento è direttamente connesso anche all'implementazione dei bandi del PNRR, che devono tenere conto dell'attuale richiesta di idrogeno. Attraverso i calcoli effettuati negli scenari del trasporto pesante e ferroviario, si può prevedere stazioni da 1 t/gg fino a 4t/gg distribuite sul territorio nazionale; per far sì che queste taglie siano effettivamente attuabili e implementabili, sono necessarie delle considerazioni.

- Con l'attuale decreto lo spazio richiesto per una stazione di piccola taglia risulta, in relazione al suo ingombro effettivo (100/200m²), 8/10 volte più grande. Ciò si ripercuote anche su taglie più elevate richiedendo spazi molto ampi.
- Per seguire il take up del mercato sarà necessario prevedere stazioni modulari che permettano di adattarsi ad aumenti futuri della richiesta di idrogeno.

4. CONSIDERAZIONI SULLA COSTRUZIONE DELLE STAZIONI DI RIFORNIMENTO

- **CONSENTIRE SINERGIE TRA IL RIFORNIMENTO AUTOSTRADALE E QUELLO STRADALE/LOCALE IN UNA LOGICA MULTIPURPOSE**
In una logica di ottimizzazione degli investimenti non sarebbe utile restringere il sorgere delle stazioni alle autostrade ma considerare località in prossimità delle autostrade in modo da consentire alle stazioni idrogeno di servire i mezzi pesanti autostradali ma anche un eventuale mercato auto e autobus. Questa logica consentirebbe a chi si accinge ad investire in una stazione di po-

ter fare affidamento sia su ritorni provenienti dal mercato dei mezzi pesanti, sia da quello cittadino. Si suggerisce quindi di dare precedenza alle azioni e agli investimenti da impiegare per l'apertura di stazioni in vicinanza o prossimità delle autostrade e di consentire non solo ai possessori di licenze di rifornimento autostradali, ma anche ai possessori di licenze di rifornimento stradali, la partecipazione ai bandi di gara.

- **ADOTTARE LA LOGICA MULTIFUEL**
Con lo stesso principio sopra esposto, inserire il carburante idrogeno all'interno di una stazione che offre più carburanti può generare effetti positivi sull'investimento totale, nonché aggregare in un unico luogo più servizi.

5. POSIZIONAMENTO STRATEGICO DELLE STAZIONI DI RIFORNIMENTO

Le conclusioni sono tratte a partire dalle indicazioni europee e poi calate sul territorio italiano. La logica di posizionamento delle 40 stazioni di rifornimento previste dal PNRR dovrebbe a nostro avviso tenere conto sia dei corridoi strategici per l'economia italiana sia di una logica di priorità che riguarda zone dove è più facile si sviluppi prima una condizione di mercato. Ricordiamo che il Pacchetto di Misure Fit for 55 pre-

vede per la DAFI che l'idrogeno diventi obbligatorio e che ci sia un requisito minimo di una stazione di rifornimento ogni 150 km. Le infrastrutture per il rifornimento di idrogeno dovrebbero essere inoltre sviluppate nella logica di stazioni multifuel e multipurpose, combinando le esigenze legate al trasporto pesante di lunga percorrenza con quelle del trasporto pubblico locale e del trasporto ferroviario, nell'ottica del best value for money. La disponibilità di infrastrutture sarà inoltre abilitante anche per la mobilità privata, a fronte di una crescente offerta sul mercato di auto del segmento C/D. La visione potrebbe essere quella di punti di rifornimento/ricarica come hub, a minor diffusione e a maggior concentrazione di punti di rifornimento/ricarica oltre che di servizi alla mobilità.

- **CORRIDOI STRATEGICI E RETE TEN-T**
Il punto di partenza per l'installazione strategica di stazioni di rifornimento è la rete TEN-T sul territorio nazionale. Il Corridoio Scandinavo-Mediterraneo, il Corridoio Mediterraneo, che attraversa le Alpi nell'Italia settentrionale in direzione est, abilitando il trasporto pesante tramite camion ad idrogeno fino ai porti strategici
- **VICINANZA ALLE HYDROGEN VALLEYS**
La realizzazione dell'infrastruttura di rifornimento idrogeno favorirebbe anche la creazione e lo

sviluppo di vere e proprie hydrogen valleys italiane, uno dei principali obiettivi della strategia dell'idrogeno a livello europeo e anche del PNRR italiano. Nelle aree dove la tecnologia ad idrogeno viene realizzata, si attiveranno circoli virtuosi con l'implementazione dell'intera filiera dell'idrogeno, dalla produzione al trasporto, agli usi finali in vari settori (mobilità, industria, residenziale), generando best practice e modelli replicabili in altre regioni d'Italia e anche d'Europa. All'interno delle Hydrogen Valleys italiane si svilupperebbero anche modelli di business per un impiego del nuovo vettore energetico che sia redditizio per i gestori delle infrastrutture. Processi di regolamentazione e di commercializzazione verrebbero sviluppati ed adeguati alle necessità di un mercato ancora ai primi passi ma dalle enormi potenzialità per l'economia italiana ed europea. Molto importante rimane l'accesso pubblico alla stazione; va quindi evitata la privatizzazione dell'area che non gioverebbe alla creazione di sinergie.

6. CONSIDERAZIONI SUL RAGGIUNGIMENTO DEGLI OBIETTIVI PNRR E LINEE GUIDA STRATEGIA IDROGENO

Il PNRR ha tracciato una linea di sviluppo molto precisa nel settore della mobilità a idrogeno, indicando un sostegno alla realizzazione di un buon numero di stazioni di rifornimento al 2026 che possono essere il volano per il raggiungimento degli ambiziosi obiettivi al 2030. È perciò necessario che la linea di investimenti sia perseguita con convinzione assieme alla necessaria opera di semplificazione del percorso autorizzativo/normativo che si trova esattamente in linea con i principi che ispirano il PNRR.

Tale percorso consente anche un orizzonte certo agli investitori industriali e finanziari e concorre allo sviluppo e al consolidamento di una filiera italiana dell'idrogeno.

Progetto editoriale a cura di **MY PR srl**

Sito:

E-mail:

Twitter:

Infografiche a cura

Immagine di copertina:

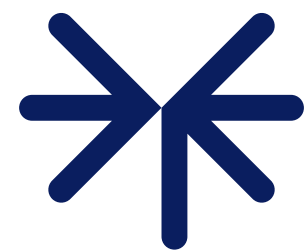
www.mypr.it

info@mypr.it

@MYPR_

MY PR

www.alegiorgini.com



MY PR Behind
Reputation



H2

H2