

HyLAW

La Regolamentazione del settore Idrogeno e delle sue applicazioni in Italia

Autori principali: Viviana Cigolotti, Stephen J. McPhail, Maria Cristina Tommasino

Co-Autori: Angelo Moreno, Italian Hydrogen and Fuel Cell Association - H2IT

Status: [Versione definitiva]

Dissemination level: [Public]

Acknowledgments:

The HyLAW project has received funding from the Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking under grant agreement No 737977. This Joint Undertaking receives support from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme, Hydrogen Europe and Hydrogen Europe Research.

Disclaimer:

Despite the care that was taken while preparing this document, the following disclaimer applies: The information in this document is provided as is and no guarantee or warranty is given that the information is fit for any particular purpose. The user thereof employs the information at his/her sole risk and liability. The report reflects only the authors' views. The FCH JU and the European Union are not liable for any use that may be made of the information contained herein.



Indice

INDICE.....	3
1. INTRODUZIONE E SINTESI.....	4
1.1 HyLAW – Sintesi e Metodologia.....	4
1.2 Il contesto nazionale.....	4
1.3 Il Policy Paper nazionale.....	6
2. LA PRODUZIONE DI IDROGENO.....	7
2.1. Panoramica e valutazione dell’attuale quadro normativo.....	7
2.2. Conclusioni.....	9
2.3. Suggerimenti.....	9
3. L’ACCUMULO STAZIONARIO DI IDROGENO.....	11
3.1. Panoramica e valutazione dell’attuale quadro normativo.....	11
3.2. Conclusioni.....	12
3.3. Suggerimenti.....	12
4. IL TRASPORTO DI IDROGENO.....	14
4.1. Panoramica e valutazione dell’attuale quadro normativo.....	14
4.2. Conclusioni.....	15
4.3. Suggerimenti.....	15
5. LE INFRASTRUTTURE DI RIFORNIMENTO DI IDROGENO PER LA MOBILITÀ.....	16
5.1. Panoramica e valutazione dell’attuale quadro normativo.....	16
5.2. Conclusioni.....	17
5.3. Suggerimenti.....	18
6. IL TRASPORTO STRADALE, FERROVIARIO E NAVALE.....	20
6.1. Panoramica e valutazione dell’attuale quadro normativo.....	20
6.2. Conclusioni.....	22
6.3. Suggerimenti.....	22
7. LA CONNESSIONE DI ELETTROLIZZATORI ALLA RETE ELETTRICA.....	24
7.1. Panoramica e valutazione dell’attuale quadro normativo.....	24
7.2. Conclusioni.....	26
7.3. Suggerimenti.....	26
8. L’IDROGENO NELLA RETE GAS.....	27
8.1. Panoramica e valutazione dell’attuale quadro normativo.....	27
8.2. Conclusioni.....	28
8.3. Suggerimenti.....	28
9. FC PER USO STAZIONARIO RESIDENZIALE (MICRO-CHP).....	29
9.1. Panoramica e valutazione dell’attuale quadro normativo.....	30
9.2. Conclusioni.....	31
9.3. Suggerimenti.....	32

1. Introduzione e sintesi

1.1 HyLAW – Sintesi e Metodologia

HyLaw (Hydrogen Law and removal of legal barriers to the deployment of fuel cells and hydrogen applications) è stato un progetto comunitario pionieristico nel potenziamento del mercato delle tecnologie a idrogeno e celle a combustibile (fuel cells), mirato a fornire chiarezza sulle attuali direttive applicabili, nazionali ed europee, e richiamando l'attenzione dei decisori politici alle barriere legali da rimuovere.

Il progetto riunisce 23 partner provenienti da Austria, Belgio, Bulgaria, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Ungheria, Italia, Lettonia, Norvegia, Polonia, Romania, Spagna, Svezia, Portogallo, Paesi Bassi e Regno Unito ed è coordinato da Hydrogen Europe.

Attraverso ampie ricerche, interviste e analisi legali, i partner di HyLaw hanno identificato la legislazione e le normative relative alle applicazioni delle celle a combustibile e dell'idrogeno e le barriere legali alla loro commercializzazione.

Il presente documento fornisce alle autorità pubbliche parametri di riferimento specifici per l'Italia e alcune raccomandazioni su come rimuovere tali ostacoli.

1.2 Il contesto nazionale

L'energia, il trasporto e l'industria sono i maggiori fattori nella transizione verso un'economia sostenibile e a basse emissioni di CO₂. L'attuale obiettivo in Europa è di ridurre dell'80-95% le emissioni di gas serra al 2050 (Roadmap del 2011). Nel 2019 è sul tavolo una strategia europea per la realizzazione di un'economia competitiva azzerando completamente le emissioni nette di CO₂, in linea con l'Accordo di Parigi e l'obiettivo di mantenere ben al di sotto dei 2°C il riscaldamento globale, limitandolo a 1,5°C. Importanti traguardi di percorso sono stati definiti in merito, accompagnati da relative direttive UE^{1,2}.

L'idrogeno può contribuire significativamente alle soluzioni necessarie, grazie alle sue qualità come combustibile, agente chimico e vettore energetico e di accumulo. Agevola il trasporto a zero emissioni, può aumentare la flessibilità della rete elettrica, aiuta nell'abbattimento di emissioni di inquinanti e di gas climalteranti nell'industria, favorisce la penetrazione di fonti energetiche rinnovabili e consente di aumentare l'efficienza nell'utilizzo finale dell'energia. Tuttavia, l'idrogeno rimane relativamente sconosciuto in questi termini oppure risente di rappresentazioni fuorvianti in merito al suo potenziale pericolo.

Ciononostante, in Italia operano eccellenze industriali rinomate che diffondono l'utilizzo a grande scala dell'idrogeno. Nel 2015, 68 aziende operavano nel settore dell'idrogeno e delle celle a combustibile in Italia, da imprese individuali a industrie con oltre 200M€anno di fatturato³. L'Italia è uno dei Paesi trainanti in Europa nella ricerca e la dimostrazione delle relative tecnologie, con 128 progetti finanziati dalla Commissione Europea nel periodo 2008-2017, coinvolgendo oltre 80 beneficiari italiani e mobilitando fondi oltre i 90M€⁴.

Con [Decreto Legislativo n. 257 del 16 Dicembre 2016](#), il governo italiano ha recepito la direttiva europea 2014/94/EU per la creazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, dove l'idrogeno è ufficialmente incluso. Tuttavia, in Italia attualmente, ci sono 4 stazioni di rifornimento per l'idrogeno realizzati con fondi privati o statali. Tale infrastruttura minima non è chiaramente adeguata alla commercializzazione di veicoli a zero emissioni a idrogeno. La stazione più avanzata è a Bolzano, con una produzione potenziale di 180 Nm³/h di idrogeno, sufficienti a rifornire 15 autobus e 700 macchine al giorno.

La produzione e la distribuzione dell'idrogeno fino al 2018 sono stati regolamentati dal Decreto Ministeriale del 31 Agosto 2006, nel quale l'idrogeno veniva considerato un agente chimico industriale prodotto a larga scala da fonti fossili, e non teneva conto della possibilità di una produzione localizzata e a zero emissioni da elettricità ed acqua, ponendo restrizioni oltremodo severe su qualsiasi impianto per lo stoccaggio dell'idrogeno, non considerando gli sviluppi tecnologici avvenuti

¹ Proposal for a Directive for “Clean energy for all Europeans” (amending Directive 2012/27/EU on energy efficiency): COM(2016) 761 final (30 Nov. 2016)

² Directive for an alternative fuels infrastructure (DAFI): 2014/94/EU (22 Oct. 2014)

³ Survey held by the Italian Hydrogen and Fuel Cells association (H2IT), presented at the EFC “Piero Lugni” Conference, 15-18 Dec. 2015

⁴ Information provided by the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH 2 JU), Feb. 2018

nel campo nell'ultimo decennio. Veniva lasciato altresì troppo margine di interpretazione, aumentando l'incertezza in termini di tempi e requisiti dei processi autorizzativi.

Questo Decreto è stato ora abrogato dal [Decreto Ministeriale del 23 Ottobre 2018](#): “Regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione”. La nuova direttiva è stata sottoscritta dai Ministeri dell'Interno e delle Infrastrutture e dei Trasporti ed è stata pubblicata nel mese di Novembre 2018. La maggior parte degli ostacoli procedurali più significativi del precedente Decreto è stata qui superata, grazie a un impegno congiunto ed efficace dei Vigili del Fuoco, dei Ministeri, dell'Associazione italiana per l'idrogeno e le celle a combustibile (H2IT) e diversi attori industriali, introducendo un approccio innovativo dove le analisi di prospettiva sono supportate da un'adeguata analisi dei rischi. Così il Decreto attuale consente l'utilizzo di pressioni, oggi consuete, fino a 700 bar, e garantisce un miglior allineamento con ISO 19880.

L'Italia, quarto Paese più industrializzato in Europa, deve capitalizzare le opportunità offerte dall'idrogeno nella transizione dell'infrastruttura nazionale verso un sistema integrato, flessibile ed energeticamente efficiente. Politiche proattive quali quelle adottate in Germania, Francia e Regno Unito – ma anche a Bolzano, dove la mobilità a idrogeno è stata implementata in pieno dalle autorità locali – rappresentano validi esempi per il sostegno dell'industria italiana nell'acquisire competitività in questo mercato in forte evoluzione, oltretutto riducendo le emissioni in tutti i settori coinvolti.

Questi traguardi possono essere raggiunti, sfruttando il potenziale economico ed ambientale dell'idrogeno, attraverso:

- la riduzione di barriere legali ed amministrative nella produzione, lo stoccaggio e la distribuzione dell'idrogeno
- la promozione della mobilità sostenibile a idrogeno con incentivi ai veicoli e all'infrastruttura
- l'introduzione dell'idrogeno come combustibile per l'alimentazione di flotte di veicoli come autobus, camion per la raccolta dei rifiuti o furgoni commerciali nelle città
- una progressiva integrazione di fonti rinnovabili nel settore energetico, dove l'idrogeno è essenziale per l'accumulo a larga scala e può contribuire alla stabilizzazione della rete elettrica
- l'iniezione di idrogeno da elettrolisi nella rete gas, consentendo lo scambio di energia con la rete elettrica e lo sfruttamento di energia rinnovabile ad entrambi i lati
- un sostegno stabile per la micro-cogenerazione con celle a combustibile, incentivandone l'uso attraverso misure economiche ma anche semplicemente riconoscendole nelle politiche di efficientamento energetico.

Al 2050 l'idrogeno rappresenterà il 18% del consumo energetico mondiale. Questo consentirebbe un abbattimento di 6 miliardi di tonnellate di emissioni di CO₂ all'anno, creando contestualmente 30 milioni di posti di lavoro in un'industria che varrebbe 2500 miliardi di euro all'anno⁵.

Queste stime, benché ambiziose, sono già in fase di concretizzazione in diverse nazioni: 400 stazioni di rifornimento a idrogeno sono previste in Germania per il 2023, 900 in Giappone per il 2030 (e il trasporto alle olimpiadi di Tokyo del 2020 sarà alimentato a idrogeno). In Francia, il “Plan Hydrogène” nazionale propone l'idrogeno come soluzione-chiave nella transizione energetica del Paese, mentre la Cina annuncia la produzione di oltre 200 autobus a idrogeno all'anno per il 2025 e negli Stati Uniti sono sempre maggiori le flotte di veicoli industriali alimentate a idrogeno e i piani di sviluppo della relativa infrastruttura. Questi sono solo alcuni degli esempi di un mondo che si muove verso e con l'idrogeno.

Il 17 Settembre 2018, a Linz, sotto la presidenza Austriaca del Consiglio Europeo, è stata proposta, approvata e sottoscritta da diversi Stati Membri – fra cui l'Italia – la Hydrogen Initiative: un documento politico a sostegno dello sviluppo di idrogeno sostenibile, attraverso investimenti e ricerca nella sua produzione e nel suo utilizzo, in qualità di una tecnologia orientata al futuro del Continente.

L'Italia è nella posizione di poter generare l'innovazione e di accelerare la diffusione sul mercato dell'idrogeno, facendo leva sul suo estro creativo e leadership tecnologico: un'opportunità da non lasciare sfuggire.

⁵ Hydrogen Council, 2017

1.3 Il Policy Paper nazionale

Questo documento sintetizza l'analisi approfondita della legislazione riguardante il settore dell'idrogeno e di alcune sue applicazioni eseguita nel progetto HyLaw, particolarizzando la situazione italiana attraverso uno studio critico dello stato attuale, non solo valutando i processi legali ed amministrativi, ma sviluppando altresì le raccomandazioni specifiche per l'ulteriore sviluppo del mercato dell'idrogeno e delle celle a combustibile.

Il documento è suddiviso in otto sezioni, o categorie, dove i dettagli delle tecnologie sono analizzate in dettaglio, come le problematiche e le incertezze riscontrate nelle procedure legali ed amministrative necessarie alla loro messa in servizio in Italia.

L'obiettivo di questo documento è di raggiungere i portatori di interesse con la capacità potenziale di influenzare i responsabili politici per sostenere l'eliminazione degli ostacoli rilevati, nonché di adottare le migliori pratiche ottenute dal confronto con gli altri paesi dell'Unione Europea.

Gli autori del documento sono completamente disposti a chiarire, ampliare, difendere o discutere le informazioni presentate in questo documento e invitano il lettore a contattarli.

2. La produzione di idrogeno

La produzione, distribuzione e stoccaggio dell'idrogeno rappresentano processi strategici per permettere all'idrogeno di giocare un ruolo in un futuro a basse emissioni di carbonio. La produzione di massa dell'idrogeno, attualmente, è finalizzata all'utilizzo in applicazioni industriali. La produzione centralizzata su larga scala dell'idrogeno da fonti fossili (i.e. carbone, olii combustibili e gas naturale) è una pratica industriale ben consolidata, e le regolamentazioni che disciplinano la gestione dell'idrogeno sono il riflesso di questo. La tecnologia usata per la produzione di idrogeno da fonti fossili è il reforming, che prevede comunque emissioni di CO₂ e altri inquinanti, dovute all'utilizzo del combustibile fossile impiegato. Il reforming rappresenta una tecnologia efficiente, ma risulta competitiva solo su larga scala.

L'idrogeno però, può anche essere prodotto tramite una molteplicità di processi sostenibili basati su fonti di energia rinnovabili, aumentando ulteriormente, il grado di penetrazione delle rinnovabili stesse. La tecnologia principale per questo tipo di produzione dell'idrogeno si chiama elettrolisi, e usa energia elettrica (che può essere rinnovabile al 100%) e acqua. È una tecnologia facilmente scalabile che può operare efficientemente anche presso siti localizzati, per esempio dove quantità significative di energia elettrica da rinnovabili vengono prodotte oppure dove l'idrogeno è utile ad alimentare una flotta di veicoli a idrogeno a emissioni zero.

Il continuo aumento di capacità installata per produzione di energia elettrica rinnovabile non programmabile attraverso le tecnologie dell'eolico e del fotovoltaico, e il bisogno di accoppiare domanda e offerta di energia variabili nel tempo, così come il bisogno di garantire la stabilità della rete, garantiscono un ricco potenziale per l'idrogeno come mezzo per accumulare energia. Inoltre, l'idrogeno può essere usato come prodotto chimico ad alto valore aggiunto (per la produzione di combustibili, prodotti chimici o materiali, o per decarbonizzare le industrie dell'acciaio, petrolchimica e estrattiva) o come combustibile per veicoli elettrici alimentati a celle a combustibile (FCEV). In fine, l'idrogeno può essere riconvertito in energia elettrica utilizzando celle a combustibile stazionarie. Questa flessibilità diversifica molto le applicazioni e i possibili utilizzatori del contenuto energetico accumulato nell'idrogeno.

Le tecnologie nella filiera dell'idrogeno hanno diversi gradi di maturità tecnologica. L'utilizzo di idrogeno da rinnovabili (così come l'idrogeno di derivazione da fonti fossili, con o senza cattura della CO₂) come valido vettore energetico, dipende fortemente dalla sua competitività economica. Quindi, la riduzione dei costi è un prerequisito fondamentale per gli impianti di produzione di idrogeno, e le procedure amministrative e legali richieste per ottenere i permessi necessari per la produzione, stoccaggio e distribuzione dell'idrogeno possono influenzare fortemente l'effettivo percorso verso la commercializzazione.

2.1. Panoramica e valutazione dell'attuale quadro normativo

Molte procedure legali ed amministrative sono necessarie per ottenere l'approvazione per l'installazione di una unità di produzione di idrogeno:

- Piano di utilizzo del suolo, incluse le zone interdette: regolare l'utilizzo del suolo in maniera etica ed efficiente, prevenendo eventuali problemi. Si applica per gestire lo sviluppo del suolo all'interno delle giurisdizioni delle autorità municipali, regionali e nazionali.
- Procedure di autorizzazione: richiesta ad un ente (di regolamentazione) / autorità competente, per assicurare in anticipo che l'operazione proposta sarà conforme alle norme applicabili.
- Requisiti di autorizzazione: i requisiti legali (regolamenti e standard) per l'approvazione della produzione di idrogeno.

Ci sono diversi percorsi per la produzione di idrogeno

La produzione di idrogeno, in Italia, è considerata un'attività industriale, indipendentemente dal metodo di produzione, anche quando viene prodotto con metodi a zero emissioni come l'elettrolisi dell'acqua. Quindi, questo tipo di attività sarebbe permessa solo in aree designate come industriali o, con specifiche condizioni, in aree commerciali. Questa limitazione è concepibile, visto che solitamente la produzione di idrogeno viene effettuata con processi industriali su larga

scala. L'applicazione delle direttive della EIA⁶, SEA⁷, IED⁸ e della SEVESO⁹, che prevedono la valutazione di impatto ambientale, sono dunque giustificate. Tuttavia, le procedure legali e amministrative relegano i processi di produzione a zero emissioni, come l'elettrolisi, in queste aree, limitando quindi indebitamente i siti dove queste installazioni possono essere costruite.

L'idrogeno rinnovabile favorisce produzioni di piccola taglia al livello locale

È importante distinguere e riconoscere che la produzione di idrogeno può essere fatta in modi diversi e che alcuni di questi (e.g. elettrolisi) hanno un basso impatto ambientale e sono a emissioni quasi zero. Inoltre l'elettrolisi è idealmente impiegata su piccola taglia su scala locale. Non disporre dei mezzi amministrativi per valutare un impianto così piccolo - che è quindi sottoposto alle stesse procedure di un impianto industriale su larga scala - danneggia gravemente le potenziali iniziative di installazione di tale unità. Mentre il divieto di zona continuerà ad esistere anche in tali situazioni, è importante che le procedure legali e amministrative riconoscano le differenze e distinguano tra i vari metodi di produzione, incentivando in tal modo l'idrogeno rinnovabile a basse emissioni di carbonio.

L'idrogeno rinnovabile a basse emissioni di carbonio richiede comunque un certificato di origine

La certificazione e la garanzia dell'origine dell'idrogeno (rinnovabile, a bassa emissione di CO₂) come combustibile non sono ancora disponibili. Il progetto CertifHy¹⁰ opera in questa direzione ed è prevedibile che la nuova direttiva europea sulle energie rinnovabili stabilisca la tracciabilità dell'idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio a livello europeo, aprendo la strada al sistema di garanzia dell'origine. Ciò sarà necessario per determinare le emissioni di carbonio del carburante quando è stato prodotto e per promuovere la produzione di idrogeno a basse emissioni di carbonio a livello nazionale e dell'UE.

Inoltre, la Garanzia d'Origine per l'idrogeno è in corso di valutazione da parte del gruppo CEN / CLC JTC 6 - Idrogeno nei sistemi energetici e, in particolare, dal WG 2 con la proposta di standard comune sulle "Garanzie di origine".

Problemi tecnici e normativi continuano a rappresentare una barriera per lo sviluppo dell'idrogeno

Il processo di autorizzazione per la costruzione e la gestione di un impianto di produzione di idrogeno viene ufficialmente trattato su base uniforme in tutta Italia. Le autorità locali possono prevedere requisiti diversi in termini di utilizzo del suolo, e questi devono essere presi in considerazione quando si richiede il permesso a costruire e gestire un impianto di produzione di idrogeno. Il richiedente deve descrivere con precisione la destinazione e la portata dell'impianto da installare in modo che le autorità municipali possano valutare la compatibilità con il Piano di utilizzo del suolo. Successivamente, il corpo dei Vigili del Fuoco locale è responsabile della fornitura di una valutazione in termini di sicurezza e prevenzione degli incendi, in base alla quale viene concesso il permesso di utilizzare l'impianto. A seconda del luogo di installazione, anche le autorità regionali come il Comitato Tecnico Regionale (CTR) e l'Agenzia Regionale Protezione Ambiente (ARPA) devono essere consultate.

Le autorità ambientali responsabili dei permessi ambientali spesso non prendono in considerazione le differenze nei vari tipi di tecnologie di produzione dell'idrogeno (come l'elettrolisi o il reforming) e le loro applicazioni, e spesso impongono uguali restrizioni. Anche in questo caso, le regole possono variare sostanzialmente da una Regione all'altra. È necessario rivedere queste situazioni, poiché un elettrolizzatore ha più analogie con un trasformatore elettrico che con tecnologie tipiche dell'industria petrolchimica e non produce emissioni o inquinanti. Per questo motivo, gli studi necessari di impatto ambientale devono differenziare tra la produzione di idrogeno per usi industriali e la produzione di idrogeno come vettore di energia mediante elettrolisi.

Allo stesso tempo, le procedure dovrebbero continuare a essere semplificate e snellite; le autorità locali dovrebbero fungere da sportello unico per trattare sistematicamente le autorizzazioni e la suddivisione in zone in modo centralizzato e la durata

⁶ Directive 2011/92/EU of the European Parliament and of the Council of 13 December 2011 on the assessment of the effects of certain public and private projects on the environment

⁷ Directive 2001/42/EC on the assessment of the effects of certain plans and programmes on the environment

⁸ Directive 2010/75/EU on industrial emissions (integrated pollution prevention and control)

⁹ Directive 2012/18/EU of the European Parliament and of the Council of 4 July 2012 on the control of major-accident hazards involving dangerous substances

¹⁰ <http://www.certfhy.eu/>

del processo dovrebbe essere ridotta e trasparente, al fine di ridurre il costo economico sostenuto dagli operatori economici impegnati in tali attività.

Guardando l'intero quadro, con una grande percentuale di incertezza e imprevedibilità nel processo di autorizzazione per la costruzione e il funzionamento di impianti di produzione di idrogeno, i produttori di questi sistemi esitano a vedere l'Italia come un potenziale mercato in cui possono investire, sviluppare e commercializzare la loro tecnologia, che compromette il potenziale di implementazione.

2.2. Conclusioni

L'idrogeno ha il potenziale per contribuire in modo significativo al trasporto a zero emissioni, a una maggiore flessibilità della rete elettrica, a processi industriali più puliti e per promuovere ulteriormente la penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili. L'idrogeno può essere generato su larga scala tramite combustibili fossili o localmente tramite elettricità rinnovabile e acqua. L'adozione dell'idrogeno rinnovabile come vettore di energia utilizzabile è già tecnicamente fattibile, ma dipende fortemente dalla sua competitività economica, e ciò può essere notevolmente facilitato da un contesto normativo di supporto.

Uno degli ostacoli principali a tale riguardo è la mancanza di distinzione a livello amministrativo tra i processi di produzione dell'idrogeno che prevedono o non prevedono emissioni di gas serra. Inoltre, il vasto spazio interpretativo previsto dal Decreto Ministeriale del 2006 ha causato nel tempo incertezza sulle misure di sicurezza che devono essere adottate per un determinato impianto di produzione dell'idrogeno, che possono quindi essere pesantemente sovradimensionate. Molti degli ostacoli più significativi di questo decreto del 2006 sono stati largamente superati grazie Decreto Ministeriale del 23 ottobre del 2018, una nuova regola tecnica per la progettazione, la costruzione e il funzionamento delle stazioni di rifornimento di idrogeno per applicazioni automobilistiche, consentendo l'erogazione a 700 bar e un migliore allineamento alla ISO 19880.

Indipendentemente dal metodo di produzione e dalla scala, il processo di autorizzazione è lungo, costoso e il suo esito è incerto. Ciò aumenta i costi per gli sviluppatori e ritarda l'implementazione della tecnologia dell'idrogeno. È quindi necessario che il concetto di idrogeno come vettore energetico sia noto alle amministrazioni e alle autorità competenti, e inoltre, che le procedure legali ed amministrative per sviluppare tali infrastrutture siano chiare e non producano incertezza ostacolando lo sviluppo di tali infrastrutture.

Una legislazione chiara a questo riguardo può aprire la strada per dare all'Italia il giusto ruolo di paese leader nello sviluppo del trasporto a emissioni zero e dello sfruttamento efficiente delle fonti energetiche rinnovabili. Una legislazione chiara e ambiziosa promuoverà, infine, l'aumento delle vendite da parte delle imprese nazionali con il risultato di ulteriori riduzioni dei costi e di una maggiore quota di mercato.

2.3. Suggerimenti

- Sviluppare le linee guida per i requisiti specifici e divieti di zona per l'installazione di un'unità di produzione di idrogeno, distinguendo tra produzione attraverso processi industriali (e.g. reforming), da metodi che non emettono gas serra, rispettosi dell'ambiente come l'elettrolisi;
- Sviluppare chiare linee guida di autorizzazione per le amministrazioni e gli sviluppatori di progetti. Queste linee guida dovrebbero riguardare le fasi obbligatorie di autorizzazione, con riferimento alle direttive e alle migliori pratiche dell'UE che devono essere applicate quando viene installata un'unità di produzione di idrogeno. Questo documento dovrebbe contenere specifiche procedure distinte per processi di produzione di idrogeno (reforming, elettrolisi, gassificazione, ecc.), e per scala dell'impianto (centralizzata o localizzata);
- Sviluppare linee guida chiare e semplificate per la produzione di idrogeno mediante elettrolisi;
- Semplificare e snellire il processo di autorizzazione per gli impianti di produzione di idrogeno: sarebbe auspicabile la creazione di uno sportello unico designato a guidare il processo amministrativo, anche quando sono coinvolte altre autorità;
- Razionalizzare la regolamentazione esistente (a livello UE e nazionale) per considerare le specificità della distribuzione localizzata di idrogeno (ad esempio per diffondere la mobilità sostenibile). I requisiti di

autorizzazione applicabili alla produzione di idrogeno a livello nazionale dovrebbero essere identificati e studiati e dovrebbero essere riesaminati i loro collegamenti con gli obblighi stabiliti a livello di UE, evidenziando dove i requisiti vanno oltre quelli stabiliti dagli atti dell'UE. Le norme nazionali dovrebbero essere adattate per riflettere i cambiamenti a livello dell'UE;

- Stabilire procedure semplificate per la produzione di idrogeno su piccola scala e per metodi di produzione a zero emissioni. L'assenza di procedure semplificate per la produzione di piccole quantità di idrogeno, porta ad una procedura restrittiva che può scoraggiare gli investitori. Questa situazione scoraggia lo sviluppo di metodi di produzione rispettosi dell'ambiente e aggrava ulteriormente la (mancanza) di economie di scala che devono affrontare le unità più piccole;
- Promuovere procedure semplificate per unità demo (installazioni utilizzate per la ricerca, lo sviluppo o la sperimentazione di nuovi feedstock, combustibili o processi in laboratori o impianti pilota) per favorire la diffusione di molteplici sistemi di produzione di idrogeno in tutta Italia.



3. L'accumulo stazionario di idrogeno

L'accumulo di idrogeno (o stoccaggio di idrogeno) è una tecnologia chiave per la diffusione delle tecnologie dell'idrogeno e delle celle a combustibile per applicazioni quali la generazione stazionaria di energia elettrica, portatile e nei trasporti. La pianificazione dell'uso del suolo nonché il funzionamento e la manutenzione in sicurezza di tali tecnologie risultano di fondamentale importanza. Come accumulare l'idrogeno in modo efficiente, economico e sicuro è una delle sfide da superare per rendere l'idrogeno una delle fonti di energia più promettenti per il futuro.

Attualmente esistono diverse modalità di accumulo dell'idrogeno. Ai sistemi più classici e più diffusi quali idrogeno compresso e liquido, si affiancano nuovi processi ancora in fase di studio o di ingegnerizzazione quali assorbimento chimico (idruri metallici, ammoniacale, idrocarburi) e fisico (nanotubi) dell'idrogeno.

In particolare, l'idrogeno può essere immagazzinato fisicamente come gas compresso (CGH₂) o come liquido criogenico (LH₂). Generalmente, i sistemi di stoccaggio di idrogeno gassoso richiedono serbatoi di gas compresso, cioè serbatoi in grado di resistere a pressioni fino a 1000 bar. Lo stoccaggio dell'idrogeno come liquido richiede temperature estremamente basse perché il suo punto di ebollizione a una pressione di 1 atm è -253 °C. L'idrogeno può anche essere immagazzinato nei materiali: sulle superfici dei solidi (per adsorbimento) o nei solidi (per assorbimento). L'idrogeno può legarsi chimicamente con diversi metalli e leghe metalliche formando idruri, composti in grado di intrappolare idrogeno a pressioni relativamente basse. Il gas penetra all'interno del reticolo cristallino del metallo, andando ad occupare i siti interstiziali.

In funzione delle applicazioni e dell'uso finale, possono essere necessarie diverse dimensioni di sistemi di accumulo dell'idrogeno; ad esempio cartucce di piccole dimensioni sono sufficienti per applicazioni portatili o per la mobilità ultraleggera, mentre lo stoccaggio su scala industriale è necessario per stabilizzare l'energia, immagazzinata come idrogeno prodotto dall'elettrolisi dell'acqua, causato dalle fluttuazioni nella disponibilità di elettricità rinnovabile.

L'applicazione trattata riguarda lo stoccaggio di idrogeno in serbatoi di gas convenzionali, cilindri metallici e recipienti compositi. Sono considerati tutti gli stati: sotto forma di gas (sotto pressione, a vari livelli di pressione), sotto forma di liquido e sotto forma di solido (idruri metallici). Per quanto riguarda l'accumulo stazionario, i serbatoi nei veicoli non sono coperti da questa applicazione.

3.1. Panoramica e valutazione dell'attuale quadro normativo

L'autorizzazione all'installazione di un impianto di accumulo stazionario di idrogeno implica diverse procedure legali ed amministrative che riguardano:

- Il rispetto del Piano di utilizzo del territorio, compreso il divieto di utilizzo di zona: ciò corrisponde a una branca della pianificazione finalizzata a ordinare e regolare l'uso del suolo in modo efficiente ed etico. Le amministrazioni locali utilizzano tale pianificazione dell'uso del territorio per gestire efficacemente l'utilizzo dei terreni all'interno delle proprie giurisdizioni;
- Il processo di autorizzazione implica uno studio di fattibilità e la predisposizione di tutto il materiale nel rispetto degli standard e dei requisiti legali, nonché adeguatezza alla diversa normativa locale. Le autorizzazioni necessarie all'installazione possono essere sintetizzate nel Permesso a Costruire dall'autorità municipale/locale e Permesso Operativo da parte della stessa autorità in base al parere positivo dei Vigili del Fuoco.

Le regole tecniche per l'accumulo di idrogeno sono stabilite dal Decreto Ministeriale del 23 ottobre 2018 "Regola tecnica di prevenzione degli incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione dell'idrogeno per autotrazione", dove la pressione massima di stoccaggio prevista è di 1000 bar, ed il 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.

L'accumulo stazionario di idrogeno non implica la modifica del Piano Regolatore.

Per individuare l'area appropriata per l'installazione di un impianto di accumulo di idrogeno è necessario consultare dapprima il Piano Regolatore Generale del territorio, nell'ambito del quale non sono previsti requisiti specifici o divieti di zona per questa tipologia di impianti. Tipicamente, le zone di installazione di tali sistemi sono incluse in aree industriali, secondo la visione tradizionale secondo cui l'idrogeno è un gas industriale. Non è pertanto necessario cambiare il piano di utilizzo del suolo, che implicherebbe un lungo processo di modifica in funzione del cambiamento necessario. Uno studio

preliminare di fattibilità tecnico-economica degli impianti è l'azione preliminare da perseguire finalizzata al rispetto delle normative nazionali e locali in merito alle distanze di sicurezza.

Non esiste un processo uniforme di autorizzazione all'interno del paese

Il processo di autorizzazione per la costruzione e la gestione di un sistema di accumulo di idrogeno è ufficialmente regolato su base uniforme in tutto il territorio nazionale, tuttavia alcune amministrazioni comunali possono avere requisiti diversi in termini di uso del suolo e distanze di sicurezza, da tenere in considerazione quando si richiedono i premissi per un impianto di stoccaggio fisso di idrogeno.

Il Decreto Ministeriale del 23 ottobre 2018 è l'unica normativa nazionale che considera specificatamente l'applicazione delle distanze di sicurezza per impianti a idrogeno.

Il recepimento nazionale della direttiva 2006/42/EC (Direttiva sulle Macchine), la direttiva 2014/34/EC (Direttiva apparecchiature e sistemi di protezione destinati ad essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva - ATEX) e la direttiva 2014/68/UE (Direttiva apparecchiature a pressione - PED) sono le principali leggi comunitarie di riferimento applicabili all'accumulo di idrogeno.

Le questioni normative e tecniche continuano a costituire un ostacolo allo sviluppo dell'idrogeno

Per quanto riguarda i requisiti di autorizzazione, il Permesso Operativo dell'amministrazione comunale si basa principalmente sulle normative locali che possono differire grandemente tra le diverse Regioni e Comuni del territorio nazionale. In particolare, è necessario il permesso del Corpo dei Vigili del Fuoco locale, responsabili di fornire una valutazione in termini di sicurezza e prevenzione degli incendi. A seconda del luogo di installazione, anche le autorità regionali come il Comitato Tecnico Regionale (CTR) e l'Agenzia Regionale Protezione Ambiente (ARPA) e l'Autorità Locale per la Sicurezza (ASL) devono essere consultate.

A causa delle diversità sul territorio nazionale, i processi di autorizzazione per l'accumulo di idrogeno dovrebbero essere semplificati e agevolati. Le migliori pratiche quali la nomina di una singola autorità competente di uno Sportello Unico dovrebbero essere lo standard. Le diverse valutazioni (ad es. Valutazione del rischio, salute e sicurezza ecc. e le autorità associate che sono competenti a emetterle) dovrebbero essere integrate al fine di ridurre al minimo la duplicazione degli sforzi e il complessivo onere amministrativo, mantenendo al contempo un elevato livello di sicurezza e protezione ambientale.

3.2. Conclusioni

L'idrogeno sta rapidamente emergendo come valida alternativa ai combustibili fossili, ma la tecnologia di accumulo necessita di ulteriori miglioramenti in termini di infrastrutture e applicazioni che a loro volta dipendono dalla densità energetica, dalla capacità di stoccaggio, dai requisiti di sicurezza e infine da bassi costi di investimento.

Dal momento che non esistono norme nazionali specifiche per gli impianti di accumulo di idrogeno, le regolamentazioni possono variare notevolmente tra le diverse amministrazioni comunali e Corpo dei Vigili del Fuoco locali, implicando costi potenzialmente aggiuntivi laddove siano presenti restrizioni e requisiti più severi, quali ad esempio distanze di sicurezza irragionevolmente elevate.

La maggior parte degli ostacoli significativi dal Decreto 31 agosto 2006 sono state ampiamente superate grazie al Decreto Ministeriale del 23 ottobre 2018, la nuova norma tecnica per la progettazione, costruzione e gestione di stazioni di rifornimento di idrogeno per applicazioni automobilistiche, consentendo la pressione massima di erogazione fino a 700 bar e con un migliore allineamento alla norma ISO 19880.

3.3. Suggerimenti

- Definire le necessità di accumulo delle diverse applicazioni pronte per l'impiego commerciale e che richiedano lo stoccaggio di idrogeno al di fuori delle zone industriali, poiché ad oggi questo viene assimilato, dal punto di vista legale e amministrativo, allo stoccaggio chimico di gas infiammabili e pericolosi. Al fine di rendere operativa e codificare tale raccomandazione, è necessario stabilire il significato dell'uso "commerciale" dell'idrogeno, per distinguerlo dall'uso industriale, dando così alla legislazione e alla pratica amministrativa la necessaria definizione per differenziare i due impieghi;

- Semplificare il processo di autorizzazione, diminuendo il numero dei permessi e delle autorità coinvolte. Il processo di autorizzazione per i sistemi di accumulo di idrogeno in loco implica l'ottenimento di una serie di permessi e valutazioni (valutazione del rischio e della sicurezza, valutazione ambientale, ecc.). Spesso queste autorizzazioni richiedono singole misurazioni e processi separati che coinvolgono autorità diverse. Ciò non solo aumenta la quantità di tempo necessario per soddisfare i requisiti, ma porta a una moltiplicazione degli sforzi, maggiori costi di conformità e oneri amministrativi per gli sviluppatori del progetto;
- Ridurre la tempistica per ricevere i permessi. Indipendentemente dalla scala o dalla specifica finalità, il processo di autorizzazione per i sistemi di accumulo di idrogeno è lungo e costoso. La mancanza di esperienza sia degli operatori economici/sviluppatori di progetti che delle autorità che rilasciano i permessi nonché la mancanza di chiarezza sulle procedure e legislazione applicabile spesso causano ritardi che possono persino condurre a interpretazioni divergenti degli obblighi associati. Ciò limita lo sviluppo di un mercato dell'idrogeno e ostacola il suo sviluppo e la reale utilizzazione dell'idrogeno quale vettore energetico alternativo ai combustibili fossili;
- La procedura di autorizzazione (semplificata e agevolata, in linea con la raccomandazione di cui sopra) dovrebbe essere chiaramente definita nella pratica amministrativa e messa a disposizione dei potenziali sviluppatori di progetti, fornendo chiarezza e certezza rispetto ai loro obblighi e ai necessari passaggi. Tale procedura dovrebbe essere completata in tempi ragionevoli con tempi massimi di risposta stabiliti al fine di agevolare un contesto di sviluppo della tecnologia regolare e prevedibile;
- Incorporare regolamentazioni specifiche per l'idrogeno (e specifiche per l'accumulo di idrogeno) nella relativa legislazione esistente, al fine di evitare incertezze e un erraneo adempimento delle norme. Il processo di autorizzazione per i sistemi di accumulo di idrogeno si basa su regole generali applicabili allo stoccaggio di prodotti chimici e gas infiammabili. Sebbene ciò non sia di per sé problematico, potrebbe implicare maggiori incertezze riguardo i requisiti applicabili e l'ambito di applicazione degli obblighi, in particolare quelli associati alle distanze di sicurezza degli impianti. Un eccesso di misure precauzionali può portare a barriere strutturali che impediscono lo sviluppo di applicazioni commercialmente valide;
- Promuovere processi semplificati per impianti di stoccaggio di dimensioni ridotte e di dimostrazione. Assoggettare progetti dimostrativi e unità di accumulo di idrogeno di piccole dimensioni agli stessi (o simili) obblighi determina un onere sproporzionato sui piccoli progetti e rallenta l'innovazione e lo sviluppo. Si dovrebbe applicare un trattamento differenziato (e obblighi ridotti), crescente in funzione della quantità di idrogeno immagazzinato, al fine di ridurre progressivamente gli oneri amministrativi per i piccoli progetti;

4. Il trasporto di idrogeno

Il presente documento riguarda il trasporto su strada di idrogeno in forma gassosa o liquida, o anche adsorbito su materiali speciali, in serbatoi di gas convenzionali, cilindri metallici e recipienti di materiali compositi. Ogni forma presenta aspetti favorevoli e svantaggi e tutte, se pur in gran parte già utilizzate, richiedono significativi sforzi di ricerca e sviluppo per un impiego su larga scala affidabile ed economicamente competitivo.

L'idrogeno viene in genere immagazzinato e trasportato sia come gas compresso che come liquido criogenico. Vengono utilizzati specifici contenitori che possono essere collegati in gruppi o raccolti su rimorchi per il trasporto. A causa delle dimensioni ridotte delle sue molecole, l'idrogeno è soggetto a maggiori perdite rispetto agli altri gas comuni a pressioni equivalenti, attraverso determinati materiali, leggere crepe o scarsi giunti dei serbatoi di stoccaggio.

L'idrogeno gassoso viene trasportato in piccole e medie quantità su camion in contenitori a gas compresso. Per il trasporto di volumi maggiori, le bombole o tubi di gas pressurizzati sono raggruppati insieme sui cosiddetti carri bombolai. I tubi grandi sono raggruppati all'interno di una cornice protettiva, generalmente realizzati in acciaio con una pressione tipica di 200 bar. Sistemi di accumulo pressurizzati alternativi utilizzano contenitori di stoccaggio di materiali compositi per il trasporto sui camion.

In alternativa, l'idrogeno può essere trasportato in forma liquida su camion o altri mezzi di trasporto. In confronto ai contenitori a gas pressurizzato, con questa soluzione può essere trasportata una maggiore quantità di idrogeno. Per le lunghe distanze è solitamente più economico trasportare l'idrogeno in forma liquida, poiché la densità dell'idrogeno liquido è superiore a quella dell'idrogeno gassoso, pertanto un serbatoio di idrogeno liquido può contenere più idrogeno di un serbatoio di gas pressurizzato. L'idrogeno liquido può anche essere trasportato via nave o su rotaia, a condizione che siano disponibili vie navigabili, linee ferroviarie e terminali di carico adeguati.

Il trasporto di idrogeno è considerato come quello di qualsiasi altro prodotto pericoloso o gas infiammabile, e la regolamentazione per il suo trasporto è quella definita dall'accordo europeo relativo al trasporto internazionale di merci pericolose su strada - ADR 2017, come recepito dal decreto del Ministero delle Infrastrutture e trasporti, 12 maggio 2017.

4.1. Panoramica e valutazione dell'attuale quadro normativo

L'accordo Europeo relativo al trasporto internazionale di merci pericolose su strada (ADR 2017) è il principale regolamento di riferimento.

Il Decreto del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, 12 maggio 2017 (recepimento nazionale dell'accordo europeo relativo al trasporto internazionale di merci pericolose su strada: DIR / 2016/2309 / CE - ADR 2017) prevede norme per il trasporto dell'idrogeno su strada che includono la classificazione delle merci pericolose ai fini del trasporto stradale, le procedure di spedizione (etichettatura, documentazione di marcatura), nonché disposizioni in merito alla costruzione, collaudo e omologazione di imballaggi e cisterne, utilizzo e requisiti dei mezzi di trasporto e casi di esenzione.

Il regolamento ADR 2017 nelle 'Disposizioni generali' (Allegato A) contiene disposizioni in materia di sicurezza per i vari partecipanti alla catena di trasporto di merci pericolose e per la figura di Consulente per il trasporto su strada di merci pericolose (DGSA – Dangerous Goods Safety Advisor), incaricato di sorvegliare, controllare e identificare le modalità più sicure possibili per il trasporto di merci pericolose.

In particolare, i requisiti nazionali per la nomina, i compiti, la formazione e la certificazione dei Consulenti per la sicurezza per il trasporto di merci pericolose (DGSA) sono stabiliti dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti come indicato nell'art.11, Decreto Legislativo n. 35, 27 gennaio 2010 (recepimento nazionale della DIR 2008/68 / CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 24 settembre 2008, relativa al trasporto interno di merci pericolose).

Sebbene le regole per il trasporto dell'idrogeno siano leggermente diverse da altri tipi di gas (ad esempio quando si applica il codice di classificazione o determinate regole procedurali di spedizione quali etichettatura, marcatura e documentazione), non esistono tipologie specifiche di strade o percorsi speciali per il trasporto dell'idrogeno; l'idrogeno è considerato come qualsiasi altro prodotto pericoloso e le regole per il suo trasporto su strada sono quelle definite dall'ADR 2017. Le autorità competenti per l'assegnazione di rotte specifiche sono le Autorità locali (regionali e municipali) in accordo con i Vigili del Fuoco, con l'approvazione del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti.

I requisiti specifici per il trasporto dell'idrogeno riguardanti gallerie, ponti e parcheggi sono quelli inclusi nell'ADR 2017. Le restrizioni al passaggio di veicoli che trasportano merci pericolose attraverso gallerie stradali dipendono dalla tipologia e dimensione del contenitore di trasporto. L'ADR richiede che le gallerie siano classificate in base al rischio. Il trasporto di

merci pericolose è consentito senza restrizioni per la categoria A. Ad esempio, se l'idrogeno viene trasportato in cisterne, esistono restrizioni per le gallerie delle categorie B, C, D ed E, mentre il trasporto dell'idrogeno in altri contenitori non è consentito nelle categorie di gallerie D ed E.

In aggiunta, le principali normative comunitarie di riferimento per il trasporto dell'idrogeno sono:

- DIR / 2016/2309 / CE ADR Accordo europeo relativo al trasporto internazionale di merci pericolose su strada
- DIR 2008/68 / CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 24 settembre 2008, relativo al trasporto interno di merci pericolose
- DIR 2004/54 / CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 29 aprile 2004, relativa ai requisiti minimi di sicurezza per le gallerie della rete stradale transeuropea
- Scheda di sicurezza SDS Eiga067A

4.2. Conclusioni

Il trasporto dell'idrogeno è regolamentato in modo esaustivo in Italia, principalmente grazie al recepimento nazionale dell'ADR 2017, le cui regole vengono aggiornate ogni 2 anni per tener conto del progresso tecnologico, la pianificazione stradale (requisiti specifici quando l'idrogeno viene trasportato), quali restrizioni del trasporto su strada, requisiti relativi a gallerie, ponti e parcheggio nonché il processo e i requisiti di autorizzazione per i trasportatori e le attrezzature (rimorchi).

Quanto più la ricerca e lo sviluppo della tecnologia siano in grado di ridurre il costo del trasporto dell'idrogeno dei suoi sistemi di stoccaggio, tanto più si svilupperà l'idrogeno come vettore energetico sia per la produzione centralizzata che localizzata.

4.3. Suggerimenti

Poiché l'idrogeno è considerato come qualsiasi altro gas infiammabile o merce pericolosa e per il suo trasporto si applica l'ADR 2017 che disciplina esaustivamente i principali requisiti per il trasporto dell'idrogeno su strada, non vi sono pertanto particolari raccomandazioni da fornire in merito.

Per le gallerie, sarebbe preferibile avere restrizioni diversificate durante le ore del giorno, in funzione del traffico. Per la regolamentazione del passaggio sui ponti e soste nei parcheggi, si potrebbero fornire prescrizioni più chiare e armonizzate specifiche per il trasporto dell'idrogeno.

Per quanto riguarda, infine, la quantità e la limitazione della pressione, non è possibile aumentare la pressione/quantità; i contenitori di consegna sono certificati per pressioni specifiche, dove la pressione standard è di 200 o 300 bar.

5. Le infrastrutture di rifornimento di idrogeno per la mobilità

Nella comunicazione della Commissione Europea del 24 gennaio 2013, “Energia pulita per il trasporto, una strategia europea in materia di combustibili alternativi”, l'elettricità, l'idrogeno, i biocarburanti, il gas naturale e il gas di petrolio liquefatto (GPL) sono stati identificati come i principali combustibili alternativi con potenzialità di lungo termine in termini di alternativa al petrolio, grazie ai quali sarà possibile affrontare l'approvvigionamento energetico a lungo termine, la sicurezza e i problemi ambientali. Eppure, ci sono una serie di ostacoli che devono essere superati se i veicoli a idrogeno dovessero mai penetrare nei mercati dei trasporti, non ultimo dei quali è lo sviluppo di un sistema di infrastrutture allineato alla necessità di rifornimento dei veicoli. I veicoli a idrogeno e le infrastrutture di rifornimento sono complementari e devono entrambi penetrare con successo nel mercato dei trasporti per avere successo.

Inoltre, l'idrogeno come combustibile non può diventare un'opzione economicamente valida a meno che il suo costo sia paragonabile a quello dei combustibili convenzionali. A questo scopo, il costo del condizionamento dell'idrogeno (compressione, liquefazione), delle attrezzature ausiliarie e il costo complessivo dello stoccaggio risultano quindi questioni chiave da definire ed ottimizzare.

5.1. Panoramica e valutazione dell'attuale quadro normativo

L'idrogeno è definito come combustibile alternativo dal decreto legislativo n. 257, recepimento nazionale della direttiva AFID

Per quanto riguarda la mobilità alternativa e sostenibile, il decreto legislativo n. 257 (16 dicembre 2016), in attuazione della Direttiva UE 2014/94 / UE (Alternative Infrastructure Directive - AFID) istituisce un Quadro Strategico Nazionale (Quadro Strategico Nazionale (QSN)), per lo sviluppo di una rete di punti di rifornimento / ricarica per combustibili alternativi, al fine di ridurre progressivamente la dipendenza dal petrolio nel settore dei trasporti, includendo l'idrogeno nell'elenco dei combustibili alternativi. Un obiettivo strategico è quello di realizzare un numero adeguato di stazioni di rifornimento entro la fine del 2025, così come previsto dal Piano Nazionale di Sviluppo – Mobilità Idrogeno Italia¹¹.

Gli standard internazionali definiscono la qualità dell'idrogeno

Per diverso tempo non ha operato alcun Comitato tecnico europeo del CEN e/o CENELEC che si occupasse esclusivamente di idrogeno, anche se l'argomento era parzialmente parte dell'obiettivo di numerosi comitati tecnici sia del CEN che del CENELEC. Nel 2016 è stato pubblicato il CEN/CLC/JTC6 "Idrogeno nei sistemi energetici", con lo scopo di lavorare su tutti i temi trasversali riguardanti l'idrogeno (ad esempio garanzia di origine, sicurezza, accettabilità sociale) e lo studio di aspetti non già coperti da altri comitati tecnici europei. Il CEN/CLC/JTC6 stabilisce il collegamento con i comitati tecnici europei e internazionali con l'obiettivo principale di non duplicare lo studio normativo riguardante l'idrogeno e favorire l'interazione e lo scambio di informazioni. CEN/CLC/JTC6 non tratta le questioni che fanno già parte del mandato di altri comitati tecnici CEN (ad esempio miscela H₂-CH₄), ma tratta ciò che riguarda la gestione delle interfacce (interfaccia elettrica e interfaccia gas).

Analogamente in Italia, il regolamento relativo alle tecnologie dell'idrogeno è seguito dal comitato misto "Idrogeno" UNI-CEI/CT056, istituito nel 2017 per seguire direttamente l'interfaccia "Idrogeno nei sistemi energetici" CEN/CLC/JTC6 come interfaccia nazionale.

L'UNI-CEI/CT056 "Idrogeno" ha, tra i suoi compiti, quello di seguire a livello nazionale la ISO/CT197; questo ruolo viene svolto direttamente dal gruppo di lavoro UNI-CEI/CT056/GL1 "Interfaccia ISO/CT197". Fino al 2017 il ruolo nazionale dell'interfaccia ISO / TC 197 è stato svolto dal Comitato Tecnico CT 286 del Comitato Termotecnico Italiano.

In Italia non esiste un sistema di certificazione dell'idrogeno come sistema di garanzia di origine (GO), ma attraverso la UNI-CEI CT056 gli sviluppi del CEN/CLC/JTC6/WG2 "Guarantee of Origin" in Europa sono strettamente monitorati. Attualmente l'attività del WG2 è in fase di stand by in attesa delle decisioni del CEN, considerando che la questione della garanzia di origine potrebbe evolvere verso una definizione, nella stessa legislazione, della garanzia di origine dell'idrogeno, dell'elettricità e/o di altre fonti rinnovabili.

Le questioni normative e tecniche continuano a costituire un ostacolo allo sviluppo dell'idrogeno

Le stazioni di rifornimento di idrogeno (HRS) svolgono un ruolo chiave nell'infrastruttura dei veicoli a idrogeno. A differenza delle stazioni tradizionali in cui il carburante è fornito da autobotti, nel caso dell'idrogeno è anche possibile fornirlo tramite gasdotti o localizzarne la produzione in loco presso la stazione di rifornimento. A parte le numerose configurazioni possibili per la costruzione di stazioni di servizio nella maggior parte dei casi, queste comprendono: un

¹¹ <https://www.mobilita2.it/>

generatore di idrogeno (solo per le stazioni in cui la produzione avviene in loco); un sistema di purificazione dell'idrogeno per soddisfare i requisiti per i veicoli a celle a combustibile (in caso di produzione di idrogeno con mezzi diversi dall'elettrolisi); i serbatoi per lo stoccaggio di idrogeno gassoso o liquido; un compressore per portare il carburante ad alta pressione (350 bar, 700 bar) alla quale viene poi rifornito il serbatoio del veicolo; i componenti di sicurezza (valvole di sfioro, camini di sfioro, sensori di idrogeno, misure di sicurezza recintate); le apparecchiature meccaniche (come condotte sotterranee, valvole) e le apparecchiature elettriche (ad esempio pannelli di controllo, linee ad alta tensione).

Allo stato attuale, secondo l'articolo 5 del Decreto Ministeriale del 23 ottobre 2018, gli impianti di distribuzione di idrogeno non possono sorgere in zone territoriali totalmente edificate quando la densità media di edificazione risulta superiore a 3 m³ per m², in aree di espansione dell'aggregato urbano indicato nel piano regolatore generale nelle quali sia previsto un indice di edificabilità superiore a 3 m³ per m², ed in aree destinate a verde pubblico. In particolare, l'Allegato 1 del Decreto prevede norme tecniche per la progettazione, la costruzione e l'esercizio delle stazioni di rifornimento di idrogeno a scopo di mobilità.

Questo decreto ha sostituito quello del 2006, superando la maggior parte delle barriere significative del vecchio decreto introducendo un approccio innovativo in cui l'analisi prospettica è stata supportata dall'analisi del rischio. Il nuovo decreto consente la pressione di riempimento a 700 bar ed è allineato alla ISO 19880.

Anche se il processo di autorizzazione per una stazione di rifornimento di idrogeno è ufficialmente trattato su base uniforme in tutta Italia, le autorità territoriali possono avere requisiti diversi, e questi devono essere presi in considerazione quando si richiede il permesso di costruire e gestire un impianto di distribuzione di idrogeno. In particolare, il Corpo dei Vigili del Fuoco locale è responsabile di fornire una valutazione in termini di sicurezza e prevenzione degli incendi. A seconda del luogo di installazione, anche le autorità regionali come il Comitato Tecnico Regionale (CTR) e l'Agenzia Regionale Protezione Ambiente (ARPA) devono essere consultate.

L'allegato tecnico del Decreto del 2018 (titoli II e III) fornisce norme tecniche per le distanze di sicurezza esterne relative alle apparecchiature per l'alimentazione, la compressione, lo stoccaggio e l'erogazione di idrogeno. Le distanze di sicurezza riguardano sia il compressore (sistema attivo) che il distributore (sistema passivo). I Vigili del Fuoco locali fanno riferimento a questo Decreto per stabilire le misure di sicurezza richieste.

Le Direttive pertinenti, che incidono sui requisiti di autorizzazione per un impianto di distribuzione di idrogeno, sono le Direttive VAS e VIA, (compresa la Direttiva 2014/52/UE), nonché la Direttiva 2012/18/UE (Direttiva Seveso), Direttiva 2010/75/UE sulle emissioni industriali e Direttiva ATEX (Direttiva 2014/34/UE). Queste Direttive sono state designate al fine di regolamentare impianti di larga scala, processi chimici, e processi industriali che prevedono emissioni di inquinanti, ma finiscono per applicarsi anche a processi su piccola scala che non prevedono emissioni inquinanti.

Dato il panorama normativo estremamente complesso, nonché diverse differenze tra il testo delle Direttive Europee che istituiscono originariamente gli obblighi e gli atti nazionali che li recepiscono nella legislazione nazionale e nei documenti di orientamento amministrativo (ove esistenti) che implementano tali obblighi a livello operativo, è molto difficile ristabilire il legame tra i requisiti operativi (a livello nazionale) e le fonti degli obblighi stabiliti dalla legislazione dell'UE.

5.2. Conclusioni

Introdurre l'idrogeno come combustibile per il trasporto richiede un'analisi dettagliata dell'intera catena di approvvigionamento. Ciò include le modalità con cui si produce l'idrogeno, il suo stoccaggio su larga scala che tenga conto dell'intermittenza stagionale nella produzione di energia rinnovabile, il trasporto e la sua distribuzione da un impianto di produzione centralizzato alle stazioni di rifornimento e all'interno delle stazioni di rifornimento stesse.

L'idrogeno è riconosciuto come combustibile alternativo nel Decreto nazionale n. 1657 del 16 dicembre 2016, che attua la Direttiva UE 2014/94/UE, con la quale l'Italia si è impegnata a sviluppare una rete adeguata di stazioni di rifornimento entro il 31 dicembre 2025. È stato designato un piano nazionale per lo sviluppo delle tecnologie dell'idrogeno, ma gli obiettivi appaiono abbastanza ambiziosi in assenza della copertura finanziaria considerata essenziale per il loro raggiungimento.

La mancanza dei regolamenti attuativi del Decreto Ministeriale del 31 agosto 2006 ha provocato un grosso ostacolo alla diffusione di stazioni di rifornimento di idrogeno in Italia, ma questi ostacoli sono stati superati grazie ad un nuovo Decreto del 2018, che consente una pressione di erogazione pari a 700 bar e un migliore allineamento alla norma ISO 19880. Il Corpo dei Vigili del Fuoco si riferisce al presente Decreto per stabilire le misure di sicurezza richieste ed è responsabile di fornire una valutazione in termini di sicurezza e prevenzione degli incendi. Ogni autorità territoriale può applicare regole diverse per l'installazione di una stazione di rifornimento di idrogeno, e questi devono essere presi in considerazione quando si richiede il permesso a costruire e gestire una stazione di rifornimento idrogeno.

Dal punto di vista dell'uso del suolo, le stazioni di rifornimento idrogeno non differiscono in modo significativo dalle stazioni di rifornimento convenzionali e quelle che utilizzano gas naturale compresso (CNG). Tuttavia, la mancanza di norme specifiche per quanto riguarda le stazioni di rifornimento idrogeno aumenta il rischio che la legislazione applicabile alla produzione di idrogeno (industriale) (cfr. Categoria 1) o allo stoccaggio di idrogeno (cfr. Categoria 2) sia interpretata restrittivamente e applicata *mutatis mutandis* alla HRS, limitando notevolmente le zone in cui alcune stazioni di rifornimento (in particolare quelli con produzione in loco o con elevata capacità di archiviazione) possono essere localizzate.

5.3. Suggerimenti

- Sviluppare linee guida per l'approvazione di stazioni di rifornimento idrogeno
Senza una regolamentazione chiara, le autorità locali sono lasciate in autonomia ad interpretare caso per caso quali requisiti applicare e quali non considerare nella procedura di autorizzazione di una HRS. Ciò causa ritardi e costi aggiuntivi per gli operatori e per le autorità, e comporta rischi aggiuntivi per l'operatore della stazione di rifornimento. Le linee guida di approvazione per le HRS dovrebbero prevedere procedure dettagliate step by step, al fine di ottenere tutti i permessi e tutte le approvazioni necessarie.
- Razionalizzare la regolamentazione esistente (a livello UE e nazionale) per valutare le specificità della distribuzione dell'idrogeno ai fini della mobilità
Le regole sulla produzione (industriale) e l'immagazzinamento dell'idrogeno non sono pensate per le stazioni di rifornimento di idrogeno, ma riflettono la visione tradizionale secondo cui la produzione e lo stoccaggio dell'idrogeno vengono considerati processi chimici industriali su larga scala. Sebbene possa non essere evidente, dal momento che in base alla legislazione nazionale le autorizzazioni sono di competenza delle autorità locali o regionali, i requisiti di autorizzazione applicabili alle HRS si basano su obblighi stabiliti a livello UE. I requisiti di autorizzazione applicabili a HRS a livello nazionale dovrebbero essere identificati e sviluppati.
- Stabilire distanze di sicurezza ragionevoli, che consentano la co-localizzazione del rifornimento di idrogeno accanto ai combustibili convenzionali
Per consentire la diffusione commerciale di stazioni di rifornimento idrogeno è necessario progettare procedure amministrative e metodologie specifiche che standardizzino, in una certa misura, le norme di sicurezza applicabili alle HRS, aggiornate sulla base delle tecnologie più recenti e delle migliori pratiche disponibili. Le distanze di sicurezza applicabili per lo stoccaggio di idrogeno dovrebbero essere determinate sulla base delle valutazioni del rischio, e dovrebbero tenere conto della quantità di idrogeno immagazzinato.
- Definire, sostenere e promuovere uno standard ampiamente accettabile che stabilisca i requisiti di sicurezza per le stazioni di rifornimento idrogeno (comprese le distanze di sicurezza)
La lacuna normativa per i requisiti di sicurezza specifici per le stazioni di rifornimento idrogeno ha diverse importanti conseguenze:
 - Gli operatori si trovano a dover fronteggiare diverse incertezze durante la procedura di concessione: non esiste un approccio standardizzato da parte dell'amministrazione per l'interpretazione della normativa applicabile, che può portare a interpretazioni non uniformi da parte di autorità diverse;
 - I requisiti richiesti sono irragionevolmente elevati: le autorità che desiderano esercitare un alto grado di precauzione di fronte all'esperienza limitata con le tecnologie dell'idrogeno interpretano le norme generali imponendo il livello "massimo" delle misure di sicurezza prescritte, spesso eccessivamente restrittive;
 - Si evidenzia una duplicazione degli sforzi, senza ulteriori vantaggi in termini di sicurezza: ogni nuovo progetto viene trattato caso per caso. Progetti già approvati, potrebbe essere replicati a costi amministrativi ed economici inferiori, senza la necessità di ripetere l'intero processo amministrativo di pianificazione (compresi gli studi sulla sicurezza);
 - Si evidenziano difficoltà per l'installazione di stazioni di rifornimento con produzione di idrogeno in loco: nonostante le opportunità offerte dall'idrogeno localizzato e rinnovabile, la procedura di autorizzazione per questi impianti è complessa e, in alcuni casi, proibitiva.

Per evitare incertezze e oneri irragionevoli derivanti dall'applicazione di requisiti eccessivi, i requisiti di sicurezza dovrebbero essere standardizzati. Lo standard risultante dovrebbe essere approvato dalle autorità competenti e utilizzato come riferimento per l'autorizzazione e il funzionamento delle stazioni di rifornimento di idrogeno. Le procedure semplificate, che evitano requisiti superflui, dovrebbero essere implementate per i progetti che sono già stati autorizzati / installati e quindi considerati intrinsecamente sicuri.

- Sostenere lo sviluppo di un sistema di Garanzia di Origine per l'idrogeno verde a livello europeo
È necessario istituire un sistema di Garanzia di Origine per l'idrogeno (rinnovabile) verde (come pensato nel progetto europeo CertifHy). La mancanza di un sistema di certificazione per l'idrogeno come combustibile verde e di una Garanzia di Origine per l'elettricità prodotta dall'idrogeno limita la possibilità per i clienti finali di acquistare in piena trasparenza idrogeno a basse emissioni di carbonio.



6. Il trasporto stradale, ferroviario e navale

La Direttiva Europea per lo sviluppo di infrastrutture alternative per il rifornimento nel settore del trasporto (la precedentemente citata DAFI:2014/94/EU) pone le basi politiche per una progressiva transizione verso un trasporto a zero o basse emissioni nell'Unione Europea. L'Italia ha adottato questa direttiva con il Decreto Legge n. 257 del 16 dicembre 2016, che include un Piano Nazionale per la Mobilità a Idrogeno, definito dal gruppo Mobilità Idrogeno Italia (MH2IT)¹² che riunisce i portatori di interesse della filiera idrogeno in Italia. In accordo con il report dell'agenzia europea sull'ambiente, l'Italia è tra i paesi Europei con il più alto numero di morti premature causate da inquinamento dell'aria¹³. Questo è prevalentemente dovuto al settore dei trasporti, sia in termini di volume che in termini di capillarità sul territorio, con veicoli e navi che circolano dai porti ai centri urbani passando per i paesi di montagna.

La mobilità elettrica beneficia quindi di un enorme interesse, grazie al beneficio di non prevedere localmente emissioni inquinanti, ma anche in vista del superamento dell'utilizzo dei combustibili fossili. Veicoli e imbarcazioni puramente alimentati a batteria sono già presenti su strade pubbliche e corsi d'acqua, ma è ancora necessario un notevole impegno per avere flotte interamente elettriche. L'utilizzo dell'idrogeno come vettore energetico si sta diffondendo a livello mondiale, si tratta di uno dei pochi vettori energetici potenzialmente a zero emissioni (insieme all'elettricità e ai biocarburanti avanzati) che consente di immagazzinare grandi quantità di energia a bordo senza un progressivo aumento di peso e con un rifornimento in pochi minuti, paragonabile alla pratica corrente con carburanti convenzionali.

Questa caratteristica rende l'idrogeno particolarmente interessante per veicoli pesanti e navi, che necessitano di una notevole quantità di energia immagazzinata a bordo. Esistono già numerose flotte di autobus a celle a combustibile in Europa: in particolare a Londra e Amburgo, ma anche a Bolzano, Milano e Sanremo. La Svizzera e la Norvegia hanno recentemente annunciato l'acquisto di 1000 camion per il trasporto al dettaglio, che saranno operativi entro il 2023¹⁴. Anche i treni sono particolarmente adatti alla propulsione ad idrogeno, come dimostra l'esempio della Germania che ha previsto i primi due dei 14 treni a idrogeno nel settembre 2018 in Bassa Sassonia, con l'obiettivo di sostituire le locomotive diesel su linee non elettrificate.

Per quanto riguarda il trasporto navale esiste un elevato potenziale, data l'urgente necessità di ridurre l'inquinamento soprattutto nei porti e sulle vie navigabili interne e l'ampia capacità di trattamento, stoccaggio e distribuzione di combustibile negli ambienti portuali. Dal punto di vista ambientale è importante considerare che, in caso di incidenti di sversamento in mare, la massiccia perdita di idrogeno non causerà problemi ambientali come nel caso dei combustibili fossili convenzionali. Anche se ci sono diversi progetti di navi alimentate a idrogeno¹⁵ (tra cui l'Energy Observer, il catamarano francese che attualmente naviga in tutto il mondo, ed Hepic, il traghetto alimentato a idrogeno di Alilaguna per il Comune di Venezia), l'implementazione marittima è attualmente ostacolata da un gap nelle procedure autorizzative e nei regolamenti, codici e norme per quanto riguarda il bunkeraggio e l'uso a bordo dell'idrogeno come combustibile.

In ambito di mobilità sostenibile, la prima applicazione già attiva sul mercato è quella delle autovetture. Hyundai, Toyota e Honda hanno diversi modelli di veicoli elettrici a celle a combustibile alimentati a idrogeno (FCEV) nel loro portafoglio di auto, mentre Mercedes, Audi e Renault / Nissan hanno messo in produzione le loro nuove versioni che saranno a breve disponibili sul mercato. Avendo dimostrato le prestazioni e l'affidabilità di questi veicoli su strada, è ora fondamentale stabilire una rete minima di stazioni di rifornimento di idrogeno (HRS) per garantire la copertura almeno dei principali corridoi del trasporto transeuropeo (la cosiddetta TEN-T corridoi). Solo in tal modo sarà possibile la diffusione commerciale di FCEV a emissioni zero, automaticamente seguita da una progressiva diminuzione del costo sia dell'idrogeno prodotto e distribuito che dei veicoli stessi.

6.1. Panoramica e valutazione dell'attuale quadro normativo

Trasporto su strada - i veicoli a idrogeno non sono riconosciuti

I veicoli a idrogeno attualmente sono veicoli completamente elettrici, che usano gas compresso (o liquido) come combustibile, generando però una propulsione completamente elettrica, e sono classificati unicamente come veicoli a idrogeno secondo il Regolamento della Commissione (UE) n.406/2010 del 26 aprile 2010, che implementa il Regolamento

¹² <https://www.mobilitah2.it/>

¹³ Air quality in Europe. European Environmental Agency. 2015 Report

¹⁴ <https://www.openaccessgovernment.org/hydrogen-trucks/52230/>

¹⁵ FellowSHIP, FCShip, META-PHU, Nemo H2, FELICITAS, SF-Breeze, Pa-X-ell, US SSFC, MC-WAP, ZemShips, RiverCell

(CE) N.79/2009 sull'omologazione dei veicoli a idrogeno. Il presente regolamento non è stato completamente adottato in Italia in questa fase, pertanto attualmente non esiste una regolamentazione specifica per i veicoli a idrogeno. Attualmente in Italia sono applicabili i Decreti del Ministero Italiano delle Infrastrutture e Trasporti del 28 aprile 2008 (Direttiva nazionale sul trasporto 2007/46/EC) e del 29 maggio 2017 (Direttiva sul trasporto 2014/45/EC) che descrivono, rispettivamente, le disposizioni amministrative e le prescrizioni tecniche generali per l'omologazione di tutti i nuovi veicoli che rientrano nell'ambito di applicazione della Direttiva Europea, tra cui i veicoli a celle a combustibile alimentati a idrogeno (FCEV) e i controlli tecnici periodici per veicoli a motore e rimorchi. Entrambe implicano un'approvazione individuale caso per caso, per l'omologazione, la registrazione e l'uso di veicoli FCEV.

La mancanza di una regolamentazione specifica per i servizi, la manutenzione e le ispezioni tecniche per i veicoli a idrogeno ostacola di fatto lo sviluppo del settore. Attualmente l'unica normativa tecnica applicabile, specifica per l'idrogeno, è data dal Decreto Ministeriale del 23 ottobre 2018, che prevede una pressione di erogazione di 700 bar come negli altri paesi. Eventuali limitazioni relative al trasporto a idrogeno sono relative all'idrogeno considerato come qualsiasi altro prodotto pericoloso o gas infiammabile, e regolato dal Decreto Legislativo n.35 del 27 gennaio 2010 (recepimento nazionale della Direttiva Europea 2008/68/EC) e successive modifiche (Decreto 12 maggio 2017 che adotta la Direttiva 2016/2309/EC).

A causa della mancanza di riconoscimento dei veicoli FCEV alimentati a idrogeno non ci sono incentivi dedicati al loro utilizzo e diffusione sul territorio. Gli incentivi per i veicoli elettrici a batteria dovrebbero essere applicabili, ma non sono esplicitamente trasferibili a FCEV. È chiaro che un quadro normativo adeguato che preveda misure di sostegno a basso costo, quali l'esenzione e/o la riduzione delle tariffe di sosta, l'accesso alle corsie privilegiate, l'esenzione dalle restrizioni all'accesso alle aree a traffico limitato, potrebbe di sicuro incentivare radicalmente la penetrazione di veicoli a idrogeno a emissioni zero.

Il trasporto su strada - Bolzano come esempio europeo di primo piano, il resto dell'Italia molto indietro

Nonostante la difficile situazione descritta sopra, la città di Bolzano ha implementato con successo una cospicua flotta di veicoli alimentati a idrogeno: 11 autovetture FCEV gestite dal comune locale, 12 autobus a celle a combustibile e 2 auto della polizia funzionanti a idrogeno. Con l'unica stazione di rifornimento di idrogeno accessibile al pubblico in Italia, che fornisce 400 kg/giorno di idrogeno rinnovabile al 100% generato dall'energia idroelettrica locale, Bolzano è un esempio ripetibile di mobilità sostenibile basata sull'idrogeno. Per contro, tuttavia, ciò sottolinea ulteriormente la grave mancanza di attuazione di casi simili che prevedano nel resto del paese flotte di trasporto pubblico locale in posizioni logisticamente strategiche, dove esiste una grande e diffusa disponibilità di energia rinnovabile.

Trasporto ferroviario: potenziale elevato da esplorare

La recente disponibilità di treni alimentati a idrogeno apre un ampio campo di applicazioni facili da implementare e ad alto impatto sul trasporto a emissioni zero. Le linee ferroviarie non elettrificate in Italia sono numerose e presenti in tutte le regioni; L'idrogeno rappresenta un'eccellente opportunità per migrare una parte significativa del trasporto a diesel a trasporto a emissioni zero, senza necessità di grandi investimenti infrastrutturali. Le norme applicabili sono attualmente quelle già citate, in particolare il Decreto Ministeriale del 23 ottobre 2018. Tuttavia, le implicazioni sulla sicurezza della presente Direttiva sono forse meno di ostacolo che per il trasporto su strada, poiché l'infrastruttura per il trasporto ferroviario è più vicina alla scala industriale e può quindi conformarsi più facilmente a questo regolamento.

Trasporto marittimo e per vie navigabili - gravi ostacoli dovuti a lacune normative internazionali

Con 8000 km di coste, molti porti industriali e la sua posizione centrale nel Mediterraneo, l'Italia ha l'opportunità di guidare lo sviluppo del trasporto navale a emissioni zero, e diventare un esempio di rilievo internazionale nell'adozione e implementazione di navi alimentate a idrogeno. Il Comune di Venezia è da tempo sensibile al problema del trasporto locale inquinante e ha già identificato la propulsione ad idrogeno con celle a combustibile come soluzione praticabile anche per la mobilità in acque interne. La dimostrazione del vaporetto Hepic destinato al trasporto di un massimo di 25 passeggeri attraverso i canali di Venezia, non è stata seguita dalla sua implementazione commerciale, nonostante il progetto sia stato seguito e gestito dalla compagnia di trasporti pubblici locale Alilaguna, a causa di un grave divario nella regolamentazione internazionale per quanto riguarda i trasporti alimentati a idrogeno.

Il Codice di sicurezza internazionale per le navi che utilizzano gas o altri combustibili a basso punto di infiammabilità, meglio conosciuto come codice IGF, è entrato in vigore il 1° gennaio 2017 ed è uno strumento obbligatorio applicabile a tutte le navi che utilizzano gas e altri combustibili a basso punto di infiammabilità. Tuttavia, attualmente contiene solo i requisiti dettagliati per il gas naturale (GNL o GNC) come combustibile e solo per l'uso nei motori a combustione interna, nelle caldaie e nelle turbine a gas. La definizione del secondo aggiornamento del Codice IGF sta attualmente consentendo l'ulteriore sviluppo di disposizioni tecniche per gli alcoli etil/metilici come combustibili e per le celle a combustibile. I requisiti per le celle a combustibile costituiranno una nuova parte (E) del codice IGF, che dovrebbe anche regolare l'uso dell'idrogeno.

Fino a quando tali aggiunte e modifiche non saranno finalmente approvate ed entreranno in vigore nell'ambito del codice IGF (parte A), le applicazioni che fanno uso di altri gas come l'idrogeno, compreso l'uso di celle a combustibile, sono tenute a seguire il metodo di progettazione alternativo in conformità con la regola SOLAS II-1/55, estremamente complicata e lunga e non adatta alla diffusione commerciale di nuove tecnologie, limitando il potenziale di decarbonizzazione del settore marittimo. L'impegno dell'Organizzazione Marittima Internazionale (IMO) di ridurre le emissioni di CO₂ (riduzione del 50% entro il 2050) e le norme su altri inquinanti come lo zolfo (limiti dello 0,1% -0,5%) chiaramente richiedono che il settore marittimo guardi all'idrogeno e alle celle a combustibile come valida alternativa futura, ma non troppo lontana, ai combustibili tradizionali. Le attuali difficoltà nell'incrementare la penetrazione di navi a propulsione ad idrogeno nascono dalla mancanza di esperienza e dall'assenza di regole specifiche e devono essere risolte lavorando in stretta cooperazione con l'IMO.

È necessario pianificare adeguate infrastrutture di rifornimento di idrogeno

Poiché l'idrogeno viene considerato come un combustibile alternativo a emissioni zero, sarà necessario regolare anche la manutenzione delle attrezzature, le revisioni tecniche e i mandati di autorizzazione relativi al rifornimento di flotte di veicoli, stazioni ferroviarie e depositi, attracco nei porti e protocolli di rifornimento. Le stesse raccomandazioni per le stazioni di rifornimento idrogeno sulla terra ferma, nonché le procedure di stoccaggio e rifornimento di idrogeno dovrebbero essere prese in considerazione per il trasporto navale, dove esiste un sistema indipendente di regolamenti e autorità, che resta indietro rispetto a quelli per le applicazioni terrestri.

L'infrastruttura di rifornimento di carburante per i grandi depositi nel settore ferroviario e marittimo può ancora avere bisogno di un approccio diverso da quello dato alle HRS a terra a causa della grande quantità di carburante che questo tipo di veicoli/navi richiedono. A lungo termine, questo potrebbe essere applicato al settore aeronautico. Questo problema dovrebbe essere affrontato in tempi brevi e subito dopo aver definito delle misure urgenti necessarie per facilitare le applicazioni più pronte al mercato come automobili, autobus e camion.

6.2. Conclusioni

La propulsione a idrogeno evidenzia le tendenze future del settore dei trasporti su strada, ferroviario e su acqua. Questo porta ad un importante cambiamento di mentalità e, soprattutto, ad un cambio di paradigma. L'uso dell'idrogeno come carburante per la propulsione o come elemento di ibridazione con altre tecnologie come le batterie o il gas naturale sembra essere una reale possibilità per il futuro, vista la necessità di decarbonizzare profondamente il settore dei trasporti, riducendo le emissioni inquinanti e l'incapacità di altri carburanti di raggiungere tali obiettivi.

Attualmente in Italia il principale ostacolo alla penetrazione di veicoli a idrogeno (veicoli elettrici a celle a combustibile, FCEV) è la mancanza di riconoscimento di questa classe di veicoli. Anche se esiste una normativa europea in materia, in Italia è necessaria un'approvazione individuale, fatta quindi caso per caso, per l'omologazione, la registrazione e l'uso di FCEV. Insieme alle normative non aggiornate in Italia sullo stoccaggio e la distribuzione di idrogeno al dettaglio, ciò comporta procedure amministrative complesse, lunghe e costose sia per i veicoli FCEV che per le stazioni di rifornimento di idrogeno, che scoraggiano l'adozione di questa promettente alternativa.

Il trasporto ferroviario e marittimo offre un enorme potenziale di miglioramento delle prestazioni ambientali attraverso la transizione al rifornimento di idrogeno. La portata, l'ubicazione e l'orientamento industriale della loro infrastruttura rendono possibile un uso fattibile dell'idrogeno. Tuttavia, soprattutto per il trasporto marittimo l'ampia lacuna nei regolamenti specifici e la mancata adozione dei requisiti di omologazione da applicazioni terrestri, costituisce un urgente collo di bottiglia da affrontare e definire.

6.3. Suggerimenti

È necessario promuovere e facilitare la decarbonizzazione del settore dei trasporti su strada, ferroviario e navale, promuovendo e favorendo l'introduzione di tecnologie innovative come le celle a combustibile e l'idrogeno, che hanno già dimostrato le loro prestazioni e affidabilità in numerosi progetti dimostrativi e applicazioni pre-commerciali.

Di primaria importanza è sostenere la generazione di flotte dedicate, come autobus, taxi, camion e persino treni alimentati a idrogeno. Queste flotte faciliteranno enormemente il superamento della sfida di rendere il rifornimento a idrogeno un'impresa redditizia dal punto di vista commerciale, poiché l'infrastruttura può essere realizzata per funzionare in modo continuo. Facendo leva sull'esperienza e sul feedback economico di queste applicazioni, si genererà l'interesse e l'opportunità di diffondere queste infrastrutture in modo più ampio.

Gli incentivi per i veicoli elettrici a batteria dovrebbero essere trasferiti anche ai veicoli FCEV, dal momento che misure di sostegno quali l'esenzione e/o la riduzione delle tariffe di sosta, l'accesso alle corsie preferenziali e l'esenzione dalle restrizioni di accesso alle zone a traffico limitato sono misure a basso costo che possono incoraggiare radicalmente la penetrazione di veicoli a idrogeno a idrogeno a emissioni zero.

Il caso di Bolzano dovrebbe essere considerato come esempio di buona pratica, che può essere prontamente replicato attraverso gli hub principali della rete italiana.

I decisori sono invitati a svolgere un ruolo attivo e positivo nei comitati marittimi internazionali per contribuire a stabilire norme a supporto dell'implementazione della tecnologia dell'idrogeno, laddove applicabile, avvalendosi di linee guida e requisiti convalidati da applicazioni già esistenti.



7. La connessione di elettrolizzatori alla rete elettrica

Il presente documento riguarda la produzione di idrogeno attraverso un'unità di elettrolisi collegata alla rete elettrica per fornire, ad esempio, l'idrogeno come combustibile per il trasporto in loco presso una stazione di rifornimento o per scopi industriali.

La produzione di idrogeno tramite elettrolisi richiede un accesso aperto e equo alla rete elettrica per utilizzare elettroni provenienti dalla rete di distribuzione, o più frequentemente, elettroni da una fonte rinnovabile allacciata alla rete e che in parte alimenta l'elettrolizzatore. Il quadro normativo che regola la rete elettrica europea e le reti di trasmissione e distribuzione è passato ad un sistema di mercato liberalizzato e ha aperto il settore dell'energia elettrica alla concorrenza libera sul mercato; ha rimosso le barriere di mercato e quelle legali all'accesso alla rete e ha garantito l'inclusione delle tecnologie dell'idrogeno e delle celle a combustibile nel settore dell'energia elettrica. In particolare, i settori della generazione e delle vendite sono stati liberalizzati, ma l'attività di trasmissione e distribuzione è rimasta in concessione e per ogni area di interesse esiste un solo DSO con l'obbligo di collegare terze parti che ne fanno richiesta (inclusi gli elettrolizzatori).

Il principale quadro normativo dell'Unione Europea che regola l'accesso alla rete in generale e quindi l'accesso anche agli elettrolizzatori è stato introdotto tramite tre "pacchetti energia":

- Il primo pacchetto riguarda la Direttiva 96/92/EC (relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, ha promosso l'indipendenza del gestore del sistema di trasmissione e ha stabilito le norme relative all'organizzazione, al funzionamento e all'accesso al mercato dell'energia elettrica);

- Il secondo pacchetto riguarda la Direttiva 2003/54/EC (relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (Electricity Directive), incentrata sui concetti di accesso disaggregato e di terze parti alla rete);

- Il terzo pacchetto comprendeva due direttive, la Direttiva 2009/72/EC e la Direttiva 2009/73/EC, e tre regolamenti, Regolamento EC n. 714/2009, 715/2009 e 713/2009, con l'obiettivo di aprire i mercati del gas e dell'elettricità nell'Unione Europea con la separazione delle imprese che si occupano della generazione e della vendita dalle loro reti di trasmissione (e quindi reti di distribuzione indipendenti). Questo pacchetto ha, inoltre, previsto l'istituzione di un'Autorità Nazionale di Regolamentazione (NRA) per ciascun Stato Membro e l'Agenzia per la cooperazione dei Regolatori Nazionali dell'energia (ACER), che fornisce un forum per le agenzie NRA con l'intento di lavorare insieme.

Sebbene questi pacchetti legislativi sull'energia prevedano collettivamente la concorrenza, la trasparenza operativa, l'accesso aperto alla rete elettrica e la sicurezza dell'approvvigionamento, sono stati recentemente integrati dal regolamento della Commissione 2016/1388 per stabilire un codice di rete sulla richiesta di connessione - fornendo la base giuridica per le autorità di regolamentazione competenti, al fine di garantire che norme tecniche obiettive e non discriminatorie stabiliscano una progettazione tecnica minima e requisiti operativi per la connessione al sistema di rete. È entrato in vigore il 7 settembre 2016 come vincolante e direttamente applicabile in tutti gli Stati Membri.

Nel contesto degli aspetti relativi al Power-to-Gas di un elettrolizzatore connesso alla rete e quando questo è utilizzato per produrre idrogeno (da trasportare e/o immagazzinare nell'infrastruttura di gas esistente), il quadro giuridico di copertura comprende la Direttiva 2009/73/EC che stabilisce norme comuni per la trasmissione, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di gas naturale e stabilisce le norme relative all'organizzazione e al funzionamento del settore del gas naturale, l'accesso al mercato, i criteri e le procedure applicabili alla concessione dell'autorizzazione per la trasmissione, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di gas e il funzionamento dei sistemi di rete del gas.

7.1. Panoramica e valutazione dell'attuale quadro normativo

Connessione di elettrolizzatori alla rete elettrica

La connessione di un elettrolizzatore alla rete elettrica sotto il quadro normativo UE risulta abbastanza semplice e la connessione viene effettuata a livello locale (dove si trova l'elettrolizzatore) tramite l'operatore di rete di distribuzione (bassa tensione) (DNO).

In Italia, la connessione alla rete elettrica è gestita da una qualsiasi delle aziende elettriche commerciali/pubbliche che operano come distributori, dove la potenza richiesta è inferiore a 10 MW. Se la potenza richiesta è superiore a 10 MW, la connessione può essere effettuata solo da Terna.

Nell'ambito del quadro giuridico Europeo, secondo i tre pacchetti energia che hanno previsto l'accesso aperto alle reti elettriche, non dovrebbe esservi, in linea di principio, alcuna differenza significativa nel collegamento di un elettrolizzatore alla rete elettrica come per qualsiasi altro carico industriale o simile. Esistono, tuttavia, differenze in alcune giurisdizioni

in base alle soglie di carico, dove sia l'operatore della rete di distribuzione (DNO) che l'operatore della rete di trasmissione (TSO) devono fornire autorizzazioni per la connessione alla rete.

La situazione in Italia, come in tutti gli Stati Membri, mostra che non ci sono differenze significative tra il collegamento di un elettrolizzatore o il collegamento di altri impianti con una richiesta di carico simile, considerando anche le fasi procedurali da seguire.

Inoltre, vi è un'apertura del mercato dei servizi ancillari anche al lato della domanda e, di conseguenza, anche agli elettrolizzatori, per i quali non ci saranno criteri specifici data la neutralità tecnologica dei requisiti di partecipazione.

Impianti Power to Gas e infrastrutture per l'accumulo di energia

Un impianto Power to Gas includerebbe tipicamente un elettrolizzatore direttamente collegato alla rete elettrica o direttamente collegato a un impianto di produzione di energia rinnovabile (eolico, solare) per attingere elettricità utilizzata per il funzionamento dell'elettrolizzatore con generazione idrogeno (alcuni impianti installati hanno un consumo di energia per l'elettrolizzatore di circa 3- 400 kW). L'idrogeno può essere temporaneamente immagazzinato e poi utilizzato per alimentare celle a combustibile, turbine o altri sistemi di generazione di energia elettrica o immesso nella rete del gas. L'approccio tecnologico del Power to Gas è relativamente recente e ha un riconoscimento giuridico ancora limitato.

Il Power to Gas sta assumendo sempre di più un ruolo significativo in Europa, sia come valido contributo alla decarbonizzazione che come sostegno all'indipendenza energetica. Come indicato sopra, il Power to Gas collega la rete elettrica alla rete del gas convertendo la potenza in eccesso in un gas compatibile con la rete attraverso un processo che coinvolge la produzione di idrogeno mediante elettrolisi dell'acqua, e conversione dell'idrogeno in metano (CH₄) tramite metanazione per creare gas naturale sostitutivo (SNG), che può essere iniettato nella rete di gas esistente o nei sistemi di stoccaggio del gas, utilizzato come combustibile per motori a gas o utilizzato in impianti di gas naturale. L'alternativa è l'immissione diretta di idrogeno nella rete del gas.

Le reti elettriche europee e le reti di trasmissione/distribuzione sono state liberalizzate negli ultimi 20 anni; ciò consente l'accesso alla rete per la connessione di elettrolizzatori per la generazione di idrogeno. La questione per il Power to Gas è più complessa, visto che questo prevede l'accumulo di energia, i sistemi di generazione di energia e/o immissione di idrogeno in una rete di gas. La Direttiva 2009/73/EC e i tre Regolamenti Comunitari n. 714/2009, 715/2009 e 713/2009 prevedono l'accesso ai mercati del gas e dell'elettricità e procedure chiare applicabili volte a rilasciare l'autorizzazione alla trasmissione, distribuzione, fornitura e stoccaggio di gas naturale e funzionamento dei relativi sistemi.

Tuttavia, non vi è una posizione giuridica chiara e inequivocabile per gli impianti Power to Gas, che porta ad approcci misti al riconoscimento (o meno) nell'ambito degli attuali quadri normativi degli impianti, della rete elettrica e del loro funzionamento, e ciò rappresenta una lacuna normativa e una barriera alla diffusione della tecnologia.

In Italia non ci sono leggi o regolamenti specifici per gli impianti Power to Gas; il loro status legale è lo stesso di qualsiasi altro impianto industriale. Inoltre, manca una chiara definizione e copertura giuridica, con il risultato di un'indeterminata e difficile identificazione degli oneri specifici e delle politiche di supporto per questi impianti.

Impianti Power to Gas nel mercato di bilanciamento della rete elettrica

Il bilanciamento della rete elettrica, o bilanciamento del carico, è un servizio ancillare richiesto dal gestore della rete di trasmissione o distribuzione (TSO/DSO) per consentire l'integrità e la stabilità del sistema di trasmissione o distribuzione, nonché la qualità della potenza (frequenza e tensione), da mantenere entro limiti di rete stabiliti e che in genere rientrano nei requisiti di rete regolamentati (obbligatori).

I servizi di bilanciamento sono necessari quando il carico della rete è maggiore o minore di quanto previsto; nel tempo si sono verificate diverse interruzioni (programmate o impreviste) e sempre più quando la produzione di energia rinnovabile è risultata maggiore o minore di quanto previsto. Un impianto Power to Gas basato su elettrolisi può potenzialmente fornire un servizio di bilanciamento, "accendendo" l'elettrolizzatore quando la rete ha una potenza in eccesso (usando l'elettricità per generare idrogeno) e, per generare energia (usando idrogeno o SNG immagazzinato) quando necessaria a mantenere il carico/frequenza.

In Europa le Direttive sull'elettricità (Direttiva 2009/72/EC e Direttiva 2009/73/EC) e i tre regolamenti comunitari (Regolamento n. 714/2009, 715/2009 e 713/2009) hanno fornito accesso alla rete e un quadro normativo definito per il funzionamento degli impianti P2G nei servizi ancillari. In pratica, gli operatori di rete (DSO e TSO) utilizzano meccanismi di contrattazione e di pagamento dinamici e spesso complessi per servizi ausiliari che possono ostacolare l'utilizzo di impianti come il Power to Gas.

Nel contesto dei servizi ancillari di rete, il regolamento della Commissione (UE) 2017/2195 del 23 novembre 2017 è volto a definire un orientamento sul bilanciamento dell'energia elettrica (GLEB) con il fine di promuovere, ma non limitare, l'effettiva concorrenza, la non discriminazione, la trasparenza, l'ingresso di nuovi entranti e ad aumentare la liquidità

evitando indebite distorsioni. Questi obiettivi devono essere soddisfatti in considerazione del funzionamento sicuro della rete e della sicurezza dell'approvvigionamento.

In Italia, gli elettrolizzatori non sono espressamente indicati tra i dispositivi per il bilanciamento della rete di distribuzione o a qualsiasi livello di rete.

7.2. Conclusioni

Considerando la connessione di elettrolizzatori alla rete elettrica, non ci sono raccomandazioni specifiche necessarie, essendo questi simile a qualsiasi altra installazione simile. Questo è un esempio di *best practice* nella definizione di accessibilità alla tecnologia.

La tecnologia Power to Gas offre notevoli vantaggi in termini di indipendenza energetica e sostenibilità nel migliorare l'uso delle energie rinnovabili insieme al funzionamento della rete elettrica e del gas, ma la mancanza di riconoscimento giuridico e di un quadro normativo definito costituisce un ostacolo e ne ostacola la diffusione.

La combinazione di rete elettrica e sistemi a gas è un fattore di complicazione riconosciuto. Ma poiché la quantità consentita di H₂ nella rete del gas è limitata da norme e regolamenti specifici per paese (compresi tra lo 0,1% e il 12% in volume), questo aggiunge ulteriori restrizioni sulla qualità del gas. La metanazione dell'idrogeno (prodotta tramite elettrolisi) per generare SNG è una via alternativa. L'utilizzo delle reti di distribuzione del gas per lo stoccaggio di energia è tuttavia ampiamente riconosciuto come un asset energetico.

È essenziale che il quadro operativo del Power to Gas venga chiarito all'interno di una definizione normativa, per quel che concerne la combinazione di impianti di elettrolisi e relativi impianti di stoccaggio di energia, sia in modalità di consumo di energia che nella modalità di generazione di energia. È anche essenziale che i requisiti di sicurezza siano coperti dalla normativa esistenti e non aggiunti come requisiti supplementari. Dovrebbe essere inoltre fornita una base chiara per i meccanismi di supporto per il Power to Gas.

7.3. Suggerimenti

- Chiarire il quadro operativo e stabilire una base normativa per gli impianti Power to Gas e i relativi impianti di stoccaggio di energia
- Chiarire il quadro operativo per gli elettrolizzatori
- Promuovere meccanismi di supporto dedicati per il Power to Gas, al fine di favorire la diffusione di numerose unità in tutta Italia

8. L'idrogeno nella rete gas

Questo documento riguarda l'iniezione di idrogeno nella rete gas, come soluzione Power to Gas per lo stoccaggio dell'energia, o per altri scopi, a due livelli:

- al livello TSO (Transmission Service Operator), in cui il TSO è tipicamente responsabile della gestione e della manutenzione della rete nazionale "dorsale" ad alta pressione, lunga distanza, a gas e fornisce l'interfaccia di rete con qualsiasi rete internazionale di gas e rete di distribuzione locale le connessioni;
- a livello di operatore del servizio di distribuzione (DSO), laddove il DSO è tipicamente responsabile della gestione e della manutenzione della rete di gas locale, regionale, a bassa pressione e fornisce l'interfaccia di rete a coloro che cercano di realizzare impianti di iniezione del gas e coloro che cercano di realizzare strutture di prelievo del gas. È a livello di DSO che ci si aspetta che gli impianti Power to Gas siano localizzati e che gli impianti Power to Gas siano azionati, con l'idrogeno (come miscela con gas naturale) da trasportare all'interno della rete DSO per il prossimo futuro.

È sempre più riconosciuto che l'iniezione di idrogeno da fonti rinnovabili nella rete del gas naturale aumenterebbe effettivamente le capacità di trasporto e stoccaggio dell'attuale infrastruttura di rete del gas per il trasporto indiretto di elettricità, per lo stoccaggio di energia e per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione.

Il processo Power to Gas collega la rete elettrica alla rete del gas convertendo l'energia elettrica (in eccesso) in idrogeno e l'iniezione diretta di H₂ nella rete del gas a livello di trasmissione (TSO) o di distribuzione (DSO). L'alternativa è creare un gas compatibile con la rete attraverso un processo di conversione di H₂ in metano (CH₄) tramite metanazione per creare gas naturale sintetico (SNG), che può essere iniettato nella rete di gas esistente (o in sistemi di stoccaggio di gas, usati come CNG carburante, o utilizzato in impianti di gas naturale). In tutti i casi, il limite principale attualmente è in genere la composizione dell'idrogeno consentito nei flussi di gas naturale che entrano e sono trasportati attraverso le reti nazionali del gas.

8.1. Panoramica e valutazione dell'attuale quadro normativo

Le reti gas Europee sia per la trasmissione che per la distribuzione sono state liberalizzate e aperte alla libera concorrenza negli ultimi 20 anni. La direttiva 2009/73 / CE e tre regolamenti (regolamento (CE) n. 714/2009, 715/2009 e 713/2009) prevedono l'accesso ai mercati del gas (e dell'elettricità) e definiscono procedure chiare applicabili alla concessione dell'autorizzazione per la trasmissione, la distribuzione, fornitura e stoccaggio di gas naturale e, in linea di principio, per consentire l'accesso alla rete per l'iniezione di idrogeno. La catena di processi per il P2G è tuttavia più complessa dal punto di vista giuridico e non esiste una posizione legale chiara e inequivocabile per il Power-to-Gas, che porta a una varietà di approcci nel riconoscimento di un impianto P2G e all'iniezione di idrogeno a livelli legalmente accettabili.

Il TSO ha il diritto e l'obbligo di stabilire standard operativi per garantire un funzionamento sicuro ed efficiente della rete, per fornire livelli di autorizzazione di accesso alla rete non discriminatori (per punti di approvvigionamento e connessione DSO) che devono essere in linea con un più ampio quadro giuridico nazionale relativo qualità del gas, gestione dei punti di iniezione e di estrazione, requisiti di sicurezza e termini di pagamento / tariffa.

La rete del gas DSO è tenuta a soddisfare i requisiti tecnici e di sicurezza per quanto riguarda sia l'infrastruttura operativa (condotte, compressione, valvole e raccordi) configurata per una specifica qualità del gas, sia il flusso del gas per i principali utilizzatori (come i principali siti) all'interno delle reti di distribuzione locali.

Al momento non è possibile iniettare idrogeno nella rete del gas; non esiste infatti attualmente alcuna base legale (legge o regolamento) per l'iniezione di idrogeno nella rete del gas. L'Autorità di regolamentazione per i mercati dell'elettricità, del gas e dell'acqua probabilmente avrà anche responsabilità future sull'iniezione di idrogeno.

I livelli di composizione per l'iniezione di gas per le reti TSO e DSO sono inoltre fissati da limiti obbligatori all'interno di quadri normativi per il funzionamento, la sicurezza o altre convenzioni e il 100% di idrogeno non è ammesso in nessun caso. Inoltre, i regolamenti italiani non hanno ancora definito alcun limite definito. L'unico regolamento è il Gas Grid Code di Snam Rete Gas, in cui le disposizioni relative alle caratteristiche qualitative del gas immesso nella rete includono la presenza consentita di idrogeno, ma solo con riferimento al bio-metano immesso in rete. In questo caso la concentrazione massima consentita di idrogeno è dello 0,5% in volume; è in discussione la possibilità di aumentare la concentrazione fino all'1%. Non esiste una regolamentazione sui problemi di pagamento, relativa all'iniezione di idrogeno nella rete del gas, come ad esempio i costi di connessione, le tariffe di immissione o le remunerazioni.

L'iniezione di idrogeno nella rete del gas è ancora un approccio relativamente nuovo e le attività Power-to-Gas riguardano principalmente la fase di concezione/dimostrazione. Pertanto, non esiste un quadro chiaro per la gestione degli aspetti di

sicurezza di un impianto di iniezione di H₂ a livello di DSO e per il suo funzionamento, e questi non sono ancora disponibili. La sicurezza è un aspetto critico per la gestione dei gas in generale e in particolare per l'idrogeno o miscele di idrogeno. Queste sono trattate esaurientemente dalle direttive EIA¹⁶, SEA¹⁷, IED¹⁸ e SEVESO¹⁹, e - in particolare per l'Italia - dal decreto ministeriale del 23 ottobre 2018 ("Regola tecnica di prevenzione degli incendi per la progettazione, costruzione e gestione di impianti di distribuzione dell'idrogeno per applicazioni automobilistiche"), sebbene quest'ultimo si riferisca principalmente alle stazioni di rifornimento di idrogeno. L'autorità responsabile dell'interpretazione e del monitoraggio delle misure di sicurezza è il Corpo dei vigili del fuoco.

Ci si aspetta che qualsiasi impianto di iniezione di idrogeno sia collegato a una rete di distribuzione locale tramite un DSO per l'uso all'interno di una rete DSO. In Italia, il regolamento applicabile è la direttiva ATEX 2014/34 / UE recepita dal decreto legislativo n.85 del 16 maggio 2016.

8.2. Conclusioni

Con riferimento alla situazione Italiana, essa è da considerarsi un ostacolo sotto molti aspetti: normativo, economico, operativo e strutturale.

Ci si aspetta una revisione dell'attuale regolamentazione e alcuni gruppi di lavoro a livello internazionale stanno studiando il modo di normare questa situazione.

Inoltre, non ci sono incentivi garantiti per gli operatori di stazioni a idrogeno al livello di DSO, che sono tipicamente basati su l'iniezione convenzionale di gas naturale nella rete gas nazionale. Sebbene siano stati fatti degli accorgimenti per facilitare l'iniezione di bio-metano/bio-gas nelle reti gas, nessuna base formale è stata stabilita per permettere per le strutture che producano idrogeno e per l'iniezione dell'idrogeno nella rete gas, questo ha creato un ostacolo sostanziale allo sviluppo di un modello di business del Power-to-Gas trascurandone il valore della relativa decarbonizzazione e dei benefici della sostenibilità.

8.3. Suggerimenti

- Esaminare le problematiche tecniche relative alla qualità del gas per aumentare l'iniezione e l'uso dell'idrogeno nelle reti del gas e stabilire percorsi legali per supportare le operazioni Power-to-Gas e l'aumento dell'uso dell'idrogeno nelle reti del gas.
- Stabilire una base operativa e un quadro giuridico per l'accesso dell'idrogeno alle reti del gas.
- Stabilire una revisione coordinata dei pagamenti / tariffe / incentivi per identificare una base coerente per le disposizioni tariffarie e di pagamento modificate per i siti di produzione dell'idrogeno e gli impianti di connessione e di iniezione della rete del gas.
- Esaminare i requisiti di sicurezza e i corrispondenti quadri giuridici per la conformità in materia di sicurezza per consentire l'aumento dei flussi di idrogeno nelle reti del gas.

¹⁶ Directive 2011/92/EU of the European Parliament and of the Council of 13 December 2011 on the assessment of the effects of certain public and private projects on the environment

¹⁷ Directive 2001/42/EC on the assessment of the effects of certain plans and programmes on the environment

¹⁸ Directive 2010/75/EU on industrial emissions (integrated pollution prevention and control)

¹⁹ Directive 2012/18/EU of the European Parliament and of the Council of 4 July 2012 on the control of major-accident hazards involving dangerous substances

9. FC per uso stazionario residenziale (Micro-CHP)

Le celle a combustibile per uso stazionario residenziale (anche note come micro-cogeneratori basati su celle a combustibile (FC micro-CHP)) rappresentano una tecnologia ad alta efficienza che utilizza idrogeno, gas naturale o altri idrocarburi gassosi per produrre calore e elettricità per uso domestico, fino ad arrivare a servire interi edifici commerciali o residenziali. Le celle a combustibile stazionarie sono tecnologie di generazione distribuita, cioè, producono potenza elettrica e termica nello stesso sito dove vengono poi consumate, con lo scopo di avere un approvvigionamento immediato di energia. L'energia elettrica prodotta può essere poi utilizzata per autoconsumo o può essere rivenduta alla rete elettrica.

Il micro-CHP è definito dalla direttiva sull'efficienza energetica come un'unità di cogenerazione con una capacità massima inferiore a 50 kW, tuttavia le unità cogenerative a celle a combustibile con una capacità massima fino a 5 kW sono sufficienti per abitazioni singole o piccoli edifici residenziali o commerciali. Il mercato europeo delle celle a combustibile stazionarie può essere suddiviso in tre diversi segmenti di mercato: residenziale, commerciale e industriale. Uno degli esempi più maturi di sistemi micro-CHP basati su celle a combustibile ha un intervallo di potenza da 0,3 a 1,5 kWel, e può fornire calore ed elettricità per metà del fabbisogno di un'abitazione familiare o per appartamenti singoli in condomini. In termini di edifici commerciali, i prodotti sono in una gamma di potenza media compresa tra 5 e 400 kWel. In termini di applicazioni industriali per potenza primaria o cogenerazione, i prodotti superano i 400 kWel.

Le celle a combustibile stazionarie sono alimentate a gas e devono essere collegate alla rete del gas o ad un serbatoio di gas autonomo. I micro-CHP rappresentano una soluzione di prossima generazione che andranno a sostituire le tradizionali caldaie a gas presenti in gran parte delle abitazioni già costruite dove non è possibile installare soluzioni tecnologiche basate su energie rinnovabili. Ciò può contribuire in modo significativo all'obiettivo della politica dell'UE di decarbonizzare il consumo energetico sia di calore che di elettricità nelle abitazioni. In particolare, i microcogeneratori a celle a combustibile rappresentano un'alternativa altamente efficiente per i nuovi edifici.

L'introduzione dei micro-CHP nelle abitazioni private e nelle piccole imprese offre ai consumatori l'opportunità di autoprodurre elettricità e calore e diventare parte attiva nel settore energetico (i cosiddetti prosumer). I consumatori hanno il potere di produrre elettricità propria, affidabile e a basse emissioni di carbonio, che può essere utilizzata o immessa in rete nei periodi di bassa produzione da fonti energetiche rinnovabili intermittenti o per bilanciare le reti.

I principali vantaggi delle celle a combustibile di tipo stazionario sono: efficienze elettriche estremamente elevate, con un notevole risparmio di CO₂ nel settore dell'edilizia e nelle varie applicazioni industriali; rimozione quasi totale delle emissioni su scala locale di inquinanti come NO_x e SO_x e particolato, un vantaggio sostanziale per i centri urbani dove questi inquinanti sono ormai un problema frequente e le autorità locali stanno già introducendo limiti normativi per limitare tali emissioni; ruolo efficace, complementare e abilitante in un mix energetico sempre più dominato da fonti rinnovabili intermittenti; supporto alla generazione distribuita con i benefici di un sistema energetico distribuito.

L'impegno attivo delle istituzioni dell'Unione Europea nel processo decisionale in materia di energia e clima si riflette anche a livello nazionale, con la maggior parte degli Stati Membri che attualmente stanno fissando obiettivi azioni precise per sostenere la transizione energetica e climatica. Questo contesto politico molto dinamico può presentare sia opportunità che ostacoli alle tecnologie emergenti come i micro-CHP a celle a combustibile. Gli ostacoli esistenti ed emergenti a livello nazionale stanno ostacolando l'introduzione nel mercato dei micro-CHP a celle a combustibile nel breve-medio termine.

Gli Stati Membri stanno attualmente implementando una legislazione sull'efficienza energetica a livello di edifici e di prodotti, che dovrebbe aprire ampie opportunità di mercato per i micro-CHP a celle a combustibile. Tuttavia, in molti paesi europei come in Italia l'implementazione è in ritardo, non è abbastanza ambiziosa o non abbastanza completa da consentire l'ingresso nel mercato di questi sistemi innovativi e a basso impatto ambientale.

Anche dopo la conclusione molto positiva del progetto di ricerca Ene.field finanziato dalla piattaforma europea FCH JU, dove sono stati installati e testati oltre 1000 sistemi micro-CHP a celle a combustibile per applicazioni residenziali e commerciali, il numero di unità installate in tutta Europa è ancora molto limitato, circa 2000 principalmente in Germania.

L'introduzione dei micro-CHP a celle a combustibile nel mercato è attualmente in una fase iniziale, caratterizzata da volumi limitati e costi elevati. Solo un quadro politico di supporto può accelerare la transizione verso la commercializzazione di massa dei micro-CHP a celle a combustibile, che porterà importanti benefici ai consumatori e al sistema energetico in generale.

Il contesto politico è cruciale per raggiungere una rapida transizione verso la commercializzazione: un quadro politico coerente, stabile e prevedibile dovrebbe premiare un sistema energetico più efficiente, affidabile e pulito, attraverso prodotti innovativi e nuovi modelli di business.

9.1. Panoramica e valutazione dell'attuale quadro normativo

Sono necessari diverse procedure legali e amministrative per ottenere l'approvazione all'installazione di un micro-CHP a celle a combustibile.

Requisiti di installazione per l'allacciamento di sistemi stazionari residenziali a celle a combustibile ai sistemi elettrici degli edifici e alle reti di gas naturale

Non esiste un quadro comune UE per l'installazione di unità micro-CHP a celle a combustibile negli edifici e per la loro connessione alla rete del gas. I requisiti di qualifica per gli installatori, nei diversi paesi europei, che hanno l'autorizzazione alla connessione di sistemi stazionarie a celle a combustibile ai sistemi elettrici degli edifici sono simili. In generale, l'installazione può essere eseguita da professionisti con una qualifica appropriata per operare su dispositivi elettrici.

I collegamenti alla rete del gas devono essere eseguiti anche da installatori qualificati e addestrati. In alcuni paesi, il servizio può essere erogato solo dal gestore della rete di distribuzione, in altri gli operatori devono essere autorizzati dal gestore della rete del gas.

Generalmente, i requisiti per il collegamento delle unità di micro-CHP a celle a combustibile alla rete del gas sono stabiliti dagli operatori della rete di distribuzione. Esistono varie normative e standard a livello nazionale relative alla connessione alla rete del gas. Non esiste un quadro UE armonizzato in materia di norme e codici applicabili.

Quasi tutti i paesi non considerano alcuna barriera strutturale o lacuna normativa associata ai requisiti e alle procedure per la connessione alla rete del gas, né ai requisiti di qualifica per i professionisti che eseguono i collegamenti ai sistemi elettrici degli edifici o alla rete del gas. In tutti i paesi esiste una vasta esperienza con i sistemi convenzionali per il riscaldamento alimentati a gas e, pertanto non vengono identificati ostacoli operativi significativi.

In Italia, il collegamento al sistema elettrico dell'edificio e l'installazione del contatore è a carico del distributore locale di energia elettrica (cioè ENEL). Gli elettricisti devono avere la certificazione prevista dal DM n.37/2008. I requisiti tecnici e le procedure amministrative per il collegamento delle unità di micro-CHP a celle a combustibile alla rete del gas sono stabiliti dagli operatori della rete del gas. Di solito, i requisiti di connessione sono più generali e riguardano tutti i tipi di sistemi di riscaldamento o cogeneratori alimentati a gas. Se la connessione del gas è già disponibile, non ci sono requisiti specifici. Se la connessione non è ancora disponibile, è necessaria una richiesta di connessione e un accordo con l'operatore locale. L'operatore ha il diritto di eseguire l'installazione del contatore del gas. Altri collegamenti devono essere eseguiti da un idraulico certificato secondo il DM n. 37/2008. I requisiti di connessione non rappresentano alcun tipo di ostacolo legale o operativo alla commercializzazione di sistemi micro-CHP a celle a combustibile.

Connessione alla rete elettrica, con la possibilità di immissione di energia elettrica in rete

Non esiste un quadro comune europeo per il collegamento di celle a combustibile di tipo stazionario alla rete elettrica. Nei vari paesi europei le procedure di connessione richiedono la stipula di accordi di connessione (iniezione) con l'operatore della rete elettrica locale/regionale.

Le celle a combustibile di tipo stazionario per uso residenziale sono in grado di alimentare da singole abitazioni fino a piccoli edifici senza alcun collegamento con la rete elettrica. Nel caso in cui siano collegate alla rete elettrica, l'elettricità prodotta o solo le quantità in eccesso possono essere immesse in rete.

Non ci sono molti casi di installazione di questi sistemi, pertanto non è possibile prevedere o stimare gli effetti sulla rete di un maggior numero micro-CHP a celle a combustibile che immettono energia elettrica in rete.

In Italia, i requisiti di connessione valgono per tutti i tipi di unità di generazione di energia e non sono quindi specifici per i sistemi di micro-CHP (tradizionali o con FC). Per il collegamento del sistema alla rete elettrica è necessario un accordo di connessione con il gestore di rete locale (es. ENEL) e un accordo operativo con l'Agenzia delle Dogane e con l'operatore di rete (es. Terna). Per la connessione alla rete di distribuzione locale deve essere fornita una documentazione secondo il Testo integrato delle connessioni attive, nonché informazioni secondo il sistema per la gestione dei dati di impianti di produzione e le loro unità (Sistema Gaudi). È richiesta la notifica dell'Officina elettrica per micro-CHP con potenza superiore a 1kW, essendo il micro-CHP alimentato da una fonte non rinnovabile come il metano.

Il tempo necessario per la stipula di un accordo di connessione alla rete è di circa due mesi. Sebbene ciò non sia considerato un ostacolo operativo o economico significativo all'ingresso sul mercato delle celle a combustibile di tipo stazionario, risulta comunque necessario semplificare le procedure amministrative per ridurre e adattare la documentazione tecnica richiesta e gli studi preliminari. In generale, i requisiti di connessione per i sistemi micro-CHP a celle a combustibile non differiscono da quelli per i sistemi di riscaldamento convenzionali e, pertanto, non vengono presi in considerazione importanti ostacoli legali o operativi.

Eventuali apparecchiature aggiuntive richieste, in particolare per i dispositivi di misurazione e protezione, devono essere installate dall'operatore locale della rete di distribuzione.

I tecnici autorizzati ad operare per la connessione a basso voltaggio devono essere adeguatamente addestrati e certificati. Per l'installazione del contatore di scambio di energia, gli installatori devono essere dipendenti del gestore della rete di distribuzione locale. Per altri collegamenti, l'elettricista deve essere certificato secondo il DM n. 37/2008.

Meccanismi di sostegno esistenti per la penetrazione del mercato delle celle a combustibile di tipo stazionario per applicazioni residenziali

Sebbene la diffusione dei sistemi residenziali di micro-CHP a celle a combustibile sia fortemente attesa nei prossimi anni in Europa, questa tecnologia è ancora in una fase iniziale di penetrazione del mercato.

Ene.field e PACE sono due progetti europei volti a garantire che il settore della microgenerazione basata su celle a combustibile sia pronto per la commercializzazione di massa, attraverso la dimostrazione di prodotti innovativi, la riduzione dei costi, l'aumento della durata dello stack e l'aumento dell'efficienza elettrica.

I sistemi di microgenerazione basati su celle a combustibile devono essere in grado di confrontarsi con tecnologie consolidate e, pertanto, risulta necessario la presenza di quadri giuridici non discriminatori e tecnologicamente aperti a livello UE e nazionale, al fine di andare oltre la fase di lancio sul mercato. Le celle a combustibile di tipo stazionario per applicazioni residenziali alimentate a gas naturale devono essere trattate allo stesso modo di qualsiasi altra unità di microgenerazione ad alta efficienza. Nel caso in cui questi sistemi siano alimentati con combustibili "verdi", come l'idrogeno, dovrebbero ottenere gli stessi vantaggi delle unità di potenza che generano elettricità da fonti rinnovabili.

La panoramica delle politiche nazionali e degli schemi di finanziamento rivela differenze significative nell'impegno e nel sostegno ai sistemi micro-CHP a celle a combustibile nei vari paesi europei.

La maggior parte di questi non fornisce alcun meccanismo di supporto per i sistemi micro-CHP a celle a combustibile. Le misure di sostegno esistenti in alcuni paesi sono molto frammentate e difficilmente contribuiranno in modo sostanziale ad una cospicua diffusione di sistemi residenziali basati su celle a combustibile. Le misure di supporto più comunemente utilizzate per tutti i tipi di unità di cogenerazione sono i meccanismi *feed-in-tariff* e gli incentivi per l'autoproduzione di elettricità.

La presenza di una politica generale di supporto e un quadro legislativo definito è, pertanto, cruciale per l'implementazione su larga scala di sistemi di microgenerazione basati su celle a combustibile. Le barriere economiche e le lacune normative possono essere superate attraverso approcci sistematici di sostegno a lungo termine che includano non solo il sostegno finanziario diretto ma anche il riconoscimento delle celle a combustibile nei meccanismi delle politiche di efficienza energetica.

In Italia, i Certificati Verdi non possono essere attribuiti a sistemi di micro-CHP a celle a combustibile alimentati con gas naturale, a meno che la cogenerazione non sia guidata da energia rinnovabile, ad es. da biogas da biomassa o da rifiuti; in questo caso è possibile ottenere certificati verdi.

I Certificati Bianchi possono essere attribuiti ai sistemi FC, ma i vantaggi sono legati alle dimensioni dell'impianto (sono utili per gli impianti di grandi dimensioni e non per quelli di piccole dimensioni). Certificati bianchi o certificati di efficienza energetica TEE sono uno degli strumenti più importanti per promuovere l'efficienza energetica in Italia: si tratta di un meccanismo efficace, basato principalmente su risparmi energetici misurati; agisce sia come schema di obblighi di efficienza energetica, sia come incentivo dovuto all'esistenza di un mercato di negoziazione dei certificati. I risparmi energetici possono essere ottenuti attraverso azioni di efficienza energetica tra gli utenti finali e valutati utilizzando come unità di misura le tonnellate equivalenti petrolio (tep). Quasi tutti i progetti, tra cui una migliore efficienza nel consumo finale di energia, sono ammissibili nell'ambito dello schema dei certificati bianchi, dalle caldaie ai sistemi di illuminazione, dal solare termico alla cogenerazione, ad eccezione dei progetti volti ad aumentare l'efficienza nella generazione di elettricità. Se il progetto viene approvato, l'operatore riceverà un numero di certificati bianchi corrispondenti ai risparmi riconosciuti. Altre tecnologie beneficiano direttamente degli incentivi fiscali (sistemi fotovoltaici).

Per quel che concerne la detrazione fiscale, ai sensi della Legge di Stabilità 2018 è stato incluso un ecobonus per i micro generatori; in particolare, i micro-CHP a celle a combustibile possono beneficiare dell'acquisto e dell'installazione per sostituzione di impianti esistenti con un risparmio di energia primaria (PES) $\geq 20\%$. In questo caso è possibile detrarre il 65% dei costi totali, con una detrazione massima di 100.000 €

9.2. Conclusioni

Nonostante gli indiscutibili vantaggi dei sistemi micro-CHP a celle a combustibile (alta efficienza energetica, capacità di integrazione in smart grids, quasi zero emissioni inquinanti, NOx, SOx, particolato, CO), la loro presenza sul mercato è

ancora limitata. Solo la presenza di una politica di supporto può accelerare la transizione del settore micro-CHP verso la commercializzazione su vasta scala.

I sistemi micro-CHP a celle a combustibile devono essere riconosciuti come una delle tecnologie chiave in grado di ridurre le emissioni di gas serra e di inquinanti, di contribuire attivamente al risparmio energetico, all'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili in un'ottica di smart grids.

Due ostacoli principali sono stati identificati: una procedura amministrativa onerosa per l'installazione di micro-CHP a livello nazionale e la mancanza del sostegno a lungo termine, che includa non solo il sostegno finanziario diretto ma anche il riconoscimento delle celle a combustibile nei meccanismi di incentivazione per l'efficienza energetica.

Le procedure semplificate di connessione alla rete e l'accesso garantito alla rete per l'elettricità prodotta da sistemi micro-CHP ad alta efficienza, nonché le misure di supporto per l'elettricità prodotta possono ulteriormente contribuire a superare con successo la fase di lancio sul mercato.

Inoltre, i sistemi micro-CHP a celle a combustibile dovrebbero essere utilizzate negli edifici pubblici, essendo tecnologie ad alta efficienza ed a basso impatto ambientale, essendo il settore pubblico un importante motore per stimolare la trasformazione del mercato verso tecnologie innovative. Gli edifici di proprietà di enti pubblici rappresentano una quota considerevole del patrimonio edilizio e hanno un'elevata visibilità nella vita pubblica.

Una legislazione chiara a questo riguardo può aprire la strada per far sì che l'Italia diventi paese leader nello sviluppo della tecnologia di micro-CHP a emissioni zero. Una legislazione chiara e ambiziosa potrà così promuovere un aumento delle imprese nazionali in questo settore e delle loro vendite, con il risultato di ulteriori riduzioni dei costi e di una maggiore penetrazione del mercato.

9.3. Suggerimenti

- Implementare a livello nazionale la direttiva sull'efficienza energetica (EED) al fine di promuovere il potenziale dei micro-CHP a celle a combustibile. Chiarire l'ammissibilità dei micro-CHP rispetto alle altre tecnologie a risparmio energetico, come possibile soluzione all'obbligo di risparmio energetico definito ai sensi dell'articolo 7 della direttiva sull'efficienza energetica, garantirebbe il riconoscimento dei vantaggi per i micro-CHP a celle a combustibile.
- Semplificare le procedure di connessione alla rete, sia per la rete del gas che della rete elettrica, per i micro-CHP a celle a combustibile.
- Promuovere meccanismi di supporto dedicati per i micro-CHP a celle a combustibile per favorire la diffusione in tutta Italia.
- Implementare a livello nazionale una direttiva volta a ridurre l'impatto ambientale delle caldaie e dei sistemi di riscaldamento convenzionali sulla qualità dell'aria. La direttiva dovrebbe stabilire limiti molto forti in termini di emissioni di SO_x, NO_x, CO, particolato e di altre specie pericolose per l'ambiente e per la salute.