

AperTO - Archivio Istituzionale Open Access dell'Università di Torino

La via dell'idrogeno: dalla produzione all'uso

This is a pre print version of the following article:

Original Citation:

Availability:

This version is available <http://hdl.handle.net/2318/1804162> since 2022-03-04T16:10:27Z

Published version:

DOI:10.17374/CI.2021.103.4.27

Terms of use:

Open Access

Anyone can freely access the full text of works made available as "Open Access". Works made available under a Creative Commons license can be used according to the terms and conditions of said license. Use of all other works requires consent of the right holder (author or publisher) if not exempted from copyright protection by the applicable law.

(Article begins on next page)

3. La via dell'idrogeno: dalla produzione all'uso

Erika Michela Dematteis, Marcello Baricco

Dipartimento di Chimica e NIS - INSTM, Università degli Studi di Torino

Via Pietro Giuria 7, 10125 Torino, Italia

Riassunto

Piani di investimento europei ed italiani sostengono l'idrogeno quale vettore energetico nella transizione energetica a sostegno delle rinnovabili. Vengono presentate le tecnologie per la sua produzione, l'immagazzinamento (in fase gas, liquida o solida) e la logistica (in loco o decentrata) che ne prevede la purificazione, compressione ed il trasporto verso il suo finale utilizzo in celle a combustibile presso industrie e stazioni di rifornimento.

Abstract

European and Italian investment plans support hydrogen as an energy carrier in the energy transition to support renewables. The technologies for its production, storage (in the gas, liquid or solid phase) and the logistics (on site or decentralized) are presented, which include purification, compression and transportation to its final use in fuel cells at industries and refueling stations.

Articolo

I. L'idrogeno nella transizione energetica

Le emissioni di gas serra causate dalle risorse fossili, che provengono principalmente dai trasporti, dai processi industriali e dal riscaldamento, devono essere in qualche modo mitigate. La sfida della **transizione energetica** è il motore principale per l'introduzione delle tecnologie basate sull'**idrogeno** e le celle a combustibile per la **gestione delle energie rinnovabili**. Infatti, le energie rinnovabili, discontinue nel tempo e disponibili solo in determinate aree geografiche, richiedono sistemi di reti intelligenti (*smart grids*) ed opportuni vettori energetici. L'integrazione su larga scala delle fonti rinnovabili e la produzione di idrogeno consentiranno una distribuzione capillare dell'energia e potranno contribuire alla decarbonizzazione dei trasporti e dei processi industriali. Inoltre, l'idrogeno potrà contribuire all'implementazione delle comunità energetiche, poiché può permettere una gestione flessibile nel tempo e geograficamente distribuita delle energie rinnovabili.

Considerando il **ciclo dell'idrogeno**, i processi implicano fondamentalmente 3 passaggi: produzione, logistica ed uso, come illustrato in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**^[1] La **produzione** di idrogeno mediante elettrolisi dell'acqua implica la trasformazione da una fase liquida ad una fase gassosa, con un'efficienza che dipende fortemente dalla tecnologia utilizzata, ma che può raggiungere valori fino a circa l'85%.^[2] La **logistica** dell'idrogeno gassoso prodotto (cioè il suo immagazzinamento e distribuzione) è correlata alla sua compressione, liquefazione, o interazione con un opportuno vettore, tutti processi che implicano una perdita di energia, con efficienze fino a circa l'85%. Infine, il suo **uso** in combinazione con l'ossigeno in una cella a combustibile permette di produrre energia elettrica dove e quando necessario. È disponibile una grande varietà di celle a combustibile, caratterizzate da efficienze diverse, tipicamente intorno al 50%, ma che possono raggiungere valori fino al 70%. Le applicazioni dell'idrogeno non sono solo legate alla gestione e immagazzinamento dell'energia rinnovabile, ma includono anche il campo dei trasporti, del riscaldamento delle abitazioni e l'industria chimica, essendo l'idrogeno coinvolto in molti processi produttivi (p.es. l'ammoniaca) o nelle acciaierie, per la riduzione degli ossidi di ferro. Considerando tutte le efficienze insieme, si verifica sempre una significativa perdita di energia. Per questo, gli sforzi principali della ricerca e dell'industria sono legati al miglioramento delle tecnologie e alla riduzione dei costi nelle varie fasi del processo.

II. Produzione, uso e logistica dell'idrogeno

La *produzione* di idrogeno può avere varie sfumature (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**) e oggi ne vengono prodotti circa 75 milioni di tonnellate all'anno. Secondo l'ultimo [rapporto dell'Agenzia Internazionale dell'Energia](#), IEA),[3] il 76% dell'idrogeno viene prodotto dal gas naturale, con un consumo pari a circa 205 miliardi di m³ (6% dell'uso globale) e quasi tutto il resto (23%) dal carbone, con un consumo pari a 107 Mt (2% dell'uso globale).[4,5]

Lo *steam reforming* del metano (SMR) è attualmente la soluzione più economica. Ad alte temperature avviene una reazione fra metano e vapore acqueo con l'ausilio di un catalizzatore, per rilasciare H₂ e CO₂, producendo così quello che viene definito **idrogeno grigio**. [4,5] Questa sfumatura è relativa al fatto che il processo include il rilascio di CO₂ e quindi un notevole impatto ambientale, nonostante la sua alta efficienza energetica (83%). L'idrogeno grigio viene anche prodotto tramite gassificazione del carbone, pirolisi di biomasse, *reforming/cracking* di idrocarburi e processi di elettrolisi che utilizzano energia elettrica da fonti fossili.[6]

Se questi processi di produzione dell'idrogeno grigio includono dei passaggi di sequestro e stoccaggio dell'anidride carbonica per ridurre le emissioni di gas serra, o riciclo della CO₂, si ottiene quello che viene denominato **idrogeno blu**. La CO₂ può essere intrappolata, trasportata e iniettata in idonei siti di confinamento geologico, dove può essere contenuta per diversi anni. Inoltre, se l'anidride carbonica viene catturata, può essere ricombinata con l'idrogeno per creare combustibili sintetici. Una prospettiva promettente nella produzione di idrogeno blu è data dall'utilizzo del biometano al posto del gas naturale.[7]

La produzione di **idrogeno verde** da fonti di energia rinnovabili, quali il solare, eolico o geotermico, tramite l'elettrolisi dell'acqua, o la fotocatalisi, o ancora quello prodotto da processi di conversione biochimica della biomassa (fermentazione batterica), è vista come l'approccio futuro per le tecnologie pulite poiché non produce CO₂. Il processo di **elettrolisi**, che consiste nel dividere l'acqua utilizzando l'elettricità con la produzione simultanea di idrogeno e ossigeno, è il metodo principale per produrre idrogeno verde. Per ottenere un m³ di idrogeno gassoso sono necessari circa 4-5 kWh di energia elettrica. L'idrogeno verde rappresenta ora una piccola parte (meno del 2%) della produzione globale di idrogeno e la capacità installata ammonta a circa 170 MW.[3] Le principali vie per la generazione di idrogeno elettrolitico sono l'elettrolisi alcalina (AEL), l'elettrolisi a membrana a scambio protonico (PEMEL) e l'elettrolisi ad ossidi solidi ad alta temperatura (SOEL), come mostrato in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

Al momento, secondo un recente [rapporto](#),[8] l'idrogeno grigio può essere prodotto ad un costo di circa 1.5 €/kgH₂, mentre per l'idrogeno verde l'obiettivo è raggiungere un valore pari a 3 €/kgH₂. In caso di una **produzione centralizzata**, il SRM è l'opzione più diffusa, grazie all'elevata accessibilità di grandi quantità di metano a basso costo, ma la produzione di idrogeno verde sarebbe una opzione preferibile e più sostenibile, che richiederà la disponibilità di elettrolizzatori con potenze di alcune centinaia di MW, fino a raggiungere in futuro la taglia dei GW. Nel caso di una **produzione distribuita**, l'uso di elettrolizzatori con potenze di alcune decine di MW combina basso impatto ambientale, semplicità e ingombro ridotto per l'installazione, e quantità modulabile di produzione di idrogeno su richiesta con tempi ridotti.

Al fine di produrre energia elettrica, l'uso dell'idrogeno come fonte energetica è possibile tramite processi di combustione o mediante celle a combustibile. La **combustione** dell'idrogeno in presenza di ossigeno libera calore formando acqua. Se la combustione avviene in aria, essa garantisce comunque emissioni molto meno inquinanti rispetto ad altri combustibili, rilasciando come sottoprodotti acqua, idrogeno incombusto e tracce di ammoniaca. Processi di combustione dell'idrogeno, eventualmente in miscela con il metano, sono stati ampiamente sperimentati per alimentare turbine, motori o caldaie, aumentandone il rendimento a fronte di più basse emissioni inquinanti. Le **celle a combustibile** sono generatori elettrochimici che sfruttano il processo inverso dell'elettrolisi, per ricombinare idrogeno e ossigeno e produrre energia elettrica e acqua come sottoprodotto, rilasciando calore. Una cella a combustibile è costituita da due elettrodi, che fungono da siti catalitici per le reazioni di cella. Tra i due poli è posto l'elettrolita, che ha la funzione di condurre gli ioni prodotti dalle reazioni, chiudendo il circuito elettrico all'interno della cella. La

trasformazione elettrochimica è accompagnata da produzione di calore, che è necessario estrarre per mantenere costante la temperatura di funzionamento della cella.

La **logistica** dell'idrogeno lega la produzione al suo utilizzo finale e dipende fortemente dalle applicazioni finali. In particolare, saranno necessari pretrattamenti di purificazione, una eventuale compressione, un adeguato immagazzinamento ed una successiva distribuzione, processi strettamente legati alla localizzazione degli impianti di produzione e della utenza finale, come schematizzato in [Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.](#)

Dopo la produzione, l'idrogeno da utilizzare nelle celle a combustibile a bassa temperatura richiede una purezza molto elevata, fino al 99.999%.[\[9\]](#) Sono stati sviluppati e sono disponibili molti metodi di **purificazione**, che dipendono dalla qualità del gas di ingresso, della scala di utilizzo e della purezza finale richiesta.[\[10\]](#) La purificazione dell'idrogeno deve bilanciare molti parametri: il recupero del gas, la temperatura di esercizio, la compatibilità del processo con il funzionamento continuo, il costo energetico del processo e la purezza finale del gas.[\[11\]](#)

Per le applicazioni stazionarie e mobili sono possibili diversi tipi di **immagazzinamento** che dipendono dagli spazi disponibili e dai vincoli di peso. Una **compressione** del gas permette di ridurre il volume, a fronte però di alti costi energetici e dell'utilizzo di bombole adatte a sostenere in sicurezza alte pressioni, tipicamente costituite con materiali caratterizzati da alti costi.

Un metodo possibile per immagazzinare grandi quantità (fino a diverse tonnellate) di idrogeno in fase gas a bassi costi è costituito dai **depositi geologici** dismessi, ma con una distribuzione geografica determinata dalle caratteristiche del territorio. Lo stoccaggio sotterraneo di idrogeno in fase gassosa in caverne di sale, falde acquifere, giacimenti esauriti di petrolio o gas, nonché in caverne rocciose appositamente progettate, è possibile a pressioni fino a circa 150 bar.

I recipienti ad alta pressione sono i mezzi più comuni per immagazzinare idrogeno fino a oltre 1000 bar. Le **bombole** attualmente disponibili per immagazzinare modeste quantità a pressioni medio alte, 700 bar per le auto e 350 bar per camion e treni, si classificano in 4 diversi tipi: di tipo I, interamente in metallo (generalmente acciaio), di tipo II, principalmente in acciaio o alluminio, con il corpo cilindrico avvolto in modalità "hoop" in un involucro in fibra di vetro, di tipo III, in *liner* metallico (generalmente in alluminio) totalmente avvolto con un composito in fibra di carbonio e resina epossidica, ed infine di tipo IV con *liner* costituito da un polimero (tipicamente polietilene ad alta densità o HDPE) interamente rivestito da fibra di carbonio o ibrida vetro/carbonio.

L'immagazzinamento criogenico dell'idrogeno allo stato **liquido** offre i vantaggi di una maggiore capacità di stoccaggio per unità di volume, una elevata sicurezza e un ingombro ridotto, anche se risultano costosi i processi di gestione termica e di conversione richiesti.

Infine, tramite l'uso di **carriers** di idrogeno, allo stato solido (p.es. idruri, di tipo metallico o inorganico) o allo stato liquido (p. es. ammoniaca, acido formico e LOHC – *Liquid Organic Hydrogen Carriers*), si utilizza solo idrogeno a bassa pressione (<100 bar), riducendo significativamente i costi operativi di compressione. In alcuni casi, sulla base delle proprietà del *carrier*, l'idrogeno purificato proveniente dall'elettrolizzatore può essere utilizzato direttamente per il riempimento, senza alcuna fase di compressione. Se lo stoccaggio dell'idrogeno è necessario per la gestione della logistica, si può ottenere un'impronta ecologica bassa, ma ci saranno significativi costi di investimento, per l'acquisto del materiale vettore stesso, e di esercizio, legati alla gestione del calore delle reazioni di idrogenazione e rilascio di idrogeno. Un esempio di questo tipo di sistema integrato è in via di sviluppo nel [progetto HyCARE](#), coordinato dall'Università di Torino, che coinvolge diversi enti di ricerca e piccole medie imprese italiane, tedesche e francesi. Il [sistema HyCARE](#) punta a integrare la produzione di energia elettrica tramite fotovoltaico per la produzione di idrogeno tramite elettrolisi, il suo stoccaggio allo stato solido in un materiale metallico e il suo utilizzo finale in una cella a combustibile, con una gestione termica innovativa dell'impianto tramite materiali organici a cambiamento di fase. Il [sistema](#) immagazzinerà quasi 50 kg di idrogeno e verrà installato a Parigi, presso il laboratorio Engie LabCrigen, a metà 2022.

L'infrastruttura per la distribuzione dell'idrogeno deve garantire un corretto equilibrio tra i luoghi di produzione, le opzioni di consegna e la distanza per raggiungere i centri di utilizzo.[\[12,13\]](#) Oggi l'idrogeno viene solitamente distribuito sotto forma di gas compresso o liquido. La maggior parte

viene prodotta e consumata in loco (circa l'85%) o trasportata tramite camion o condotte (circa il 15%).[\[14\]](#)

Per il **trasporto** di idrogeno su **carri bombolai**, si considerano distanze fino a circa 300 km al giorno. La maggior parte dei rimorchi tubolari oggi in funzione trasporta piccole quantità di gas idrogeno compresso (<300 kg di H₂ per consegna) a bassa pressione (<200 bar). Per esigenze particolari, un singolo rimorchio che trasporta idrogeno come gas compresso può contenere fino a oltre 1000 kg H₂ in bombole composite leggere a pressioni fino a 500 bar. Per una distribuzione su larga scala, è possibile l'uso di rimorchi tubolari a pressioni ancora superiori.

Il trasporto di **idrogeno liquido** è un metodo convenzionale su strada e su nave. Viene conservato a -253 °C in autocisterne criogeniche isolate termicamente. Il trasporto su percorsi intercontinentali, al di sopra di 1500 km, viene generalmente effettuato come idrogeno liquefatto o trasportato come ammoniaca. Le autocisterne a idrogeno liquido vengono spesso utilizzate laddove vi è una domanda costante e i costi di liquefazione possono essere compensati dai minori costi unitari del trasporto dell'idrogeno. Le autocisterne criogeniche altamente isolate termicamente possono trasportare fino a 4000 kg di idrogeno liquefatto e sono comunemente utilizzate oggi per lunghi viaggi fino a 4000 km. Più recentemente è stato proposto il trasporto dell'idrogeno sotto forma di carriers liquidi, costituiti da composti organici ricchi in idrogeno (LOHC). Mediante un'autocisterna possono essere trasportati circa 5000 kg di idrogeno sotto forma di ammoniaca e fino a quasi 2000 kg H₂ mediante LOHC. Nel caso di uso dei LOHC, risulta ovviamente necessario anche il trasporto del liquido di trasporto alla destinazione originale dopo che l'idrogeno è stato estratto da esso.

La distribuzione di idrogeno mediante condotte è certamente l'opzione migliore per elevate distanze e grandi quantità, ma richiede ovviamente investimenti elevati.[\[13\]](#) Per distanze inferiori a 1500 km, il trasporto di idrogeno sotto forma di gas tramite **gasdotto** è probabilmente l'opzione di distribuzione più economica. L'idrogeno può essere iniettato nella rete del gas naturale, con una percentuale in volume fino a circa il 20%. L'uso di miscele metano-idrogeno è molto pratico e già disponibile, senza la necessità di una conversione delle tubazioni nella maggior parte della rete del gas. Questo approccio ha il vantaggio di ridurre l'intensità di CO₂ della rete del gas e di utilizzare le infrastrutture esistenti. Tuttavia, la miscelazione dell'idrogeno nella rete del gas deve affrontare una serie di sfide.[\[15\]](#) La densità energetica dell'idrogeno è circa un terzo di quella del gas naturale e quindi una miscela riduce il contenuto energetico del gas consegnato: una miscela del 3% di idrogeno in un gasdotto di trasporto del gas naturale ridurrebbe l'energia che il gasdotto trasporta di circa 2%. Gli utenti finali dovrebbero pertanto utilizzare maggiori volumi di gas per soddisfare il medesimo fabbisogno energetico. In secondo luogo, l'idrogeno brucia molto più velocemente del metano, con conseguente aumento del rischio di propagazione delle fiamme. Inoltre, una variabilità del volume di idrogeno miscelato nel flusso di gas naturale avrebbe un impatto negativo sul funzionamento delle apparecchiature progettate per accogliere solo una gamma ristretta di miscele di gas e potrebbe influenzare la qualità del prodotto di alcuni processi industriali. L'uso di materiali specifici permette la costruzione di gasdotti specifici per l'idrogeno (**idrogenodotti**). Oggi nel mondo ci sono quasi 5000 km di idrogenodotti, rispetto a circa 3 milioni di km di gasdotti per il trasporto di gas naturale, gestiti da produttori industriali e sono principalmente utilizzati per fornire idrogeno agli impianti chimici e di raffinaria.

In conclusione, la distribuzione di idrogeno come gas compresso mediante camion è utilizzabile per piccole stazioni e con domanda molto bassa, la distribuzione di idrogeno liquido è conveniente per le lunghe distanze e con domanda moderata, mentre la distribuzione attraverso gasdotti è ideale per aree dense con una elevata domanda.[\[16\]](#) Alcune modalità sono più economiche in fase di distribuzione, ma in alcuni casi i costi di conversione prima della distribuzione e per la riconversione a idrogeno prima del consumo possono essere significativi. In ogni caso, occorre considerare anche eventuali problemi di sicurezza e di accettazione pubblica.

III. Le stazioni di rifornimento di idrogeno

Per le applicazioni dell'idrogeno per la mobilità sono stati realizzati vari veicoli elettrici a celle a combustibili, dalle auto, ai treni, alle navi, ma anche aerei, bici, moto, droni, muletti trasportatori. Per un rapido rifornimento di autovetture, camion e furgoni, è necessaria una rete di stazioni di rifornimento pubbliche ad alta capacità, in grado di fornire molte tonnellate di idrogeno al giorno. Per i veicoli leggeri è ben consolidata la tecnologia di rifornimento a 700 bar, mentre per autobus, treni e carrelli elevatori vengono utilizzate pressioni di 350 bar, con tempi di rifornimento di pochi minuti.

Una *stazione di rifornimento* di idrogeno (HRS – *Hydrogen Refuelling Station*) è tipicamente costituita da un deposito di idrogeno compresso a 200-350 bar o di idrogeno liquido, un modulo di controllo e compressione, uno stoccaggio del rifornimento di idrogeno ad alta pressione (500 bar-1000 bar), uno o più erogatori (da 350 e/o 700 bar), oltre a tubazioni di connessione tra le unità.[17]

Quando l'idrogeno non viene prodotto in loco, questo viene consegnato all'HRS da un'unità di produzione centrale attraverso il trasporto su strada o mediante condotte specifiche e pertanto la HRS deve includere una connettività adeguata con il metodo di erogazione dell'idrogeno.[18]

Quando l'idrogeno viene prodotto in loco, gli impianti di distribuzione presentano limiti di capacità, che dipendono dalla quantità di uscita dei generatori di idrogeno, con un intervallo tipico tra 100 kg/giorno e 1000 kg/giorno. In alcuni casi si fa uso di SMR, ma le tecnologie maggiormente utilizzate nelle HRS sono l'elettrolisi alcalina e a membrana a scambio protonico. Se l'idrogeno viene prodotto al di fuori della HRS, sono necessari spazi per lo stoccaggio e per il trasferimento e la consegna dell'idrogeno su richiesta. Da un punto di vista economico, le stazioni di produzione di idrogeno in loco presentano un costo di capitale significativamente più elevato a causa dei componenti aggiuntivi per la produzione di idrogeno.[18] D'altro canto, la produzione in loco, che può essere eseguita su richiesta, richiede meno spazio per lo stoccaggio e il bunkeraggio.

Secondo un database costantemente aggiornato sulle stazioni di rifornimento di idrogeno, esiste un numero significativo di impianti in funzione e pianificati in Europa.[19] Oggi troviamo [circa 100 HRS in tutta Europa](#) (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**) e un [totale mondiale pari a 400](#), ma con una sola stazione operativa in Italia. Attualmente, il prezzo di un pieno di idrogeno per auto è paragonabile a quello di un veicolo a benzina. Per percorrere 100 km un veicolo a celle a combustibile consuma circa 1 kg di idrogeno, che viene venduto alla stazione di H₂ a Bolzano a 11.29 €/kg più IVA, da confrontarsi con un costo intorno ai 14.40 € per una utilitaria a benzina e intorno ai 9 € per un veicolo a diesel.

IV. Conclusioni

In conclusione, l'intera catena dell'idrogeno dipende fortemente da un'interconnessione di vari parametri, legati ad aspetti sia tecnici che economici. Non esiste certamente una soluzione unica, ma le scelte dipendono dalle applicazioni, dai driver economici e da eventuali incentivi, che potrebbero cambiare da caso a caso.

Nel luglio 2020, la Commissione Europea ha presentato la sua "[strategia per l'idrogeno](#)", che definisce un percorso per incentivarne l'uso, in considerazione anche degli obiettivi del [Green Deal europeo](#) e della decarbonizzazione al 2050. In Italia, sulla base della [Strategia Nazionale Idrogeno](#) promossa dal MiSE, la creazione di "[Hydrogen Valley](#)" sarà sostenuta da diversi piani finanziari, quali il [Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza \(PNRR\)](#), [Innovation Fund Europeo](#), che permetteranno lo sviluppo e l'introduzione dell'idrogeno dal settore dei trasporti (ferrovie, porti, stazioni di rifornimento) fino alle industrie (chimica, petrolifera, siderurgica...) creando evidenti ricadute occupazionali e risvolti ambientali positivi. Allo stesso tempo, dovrà essere sviluppato un quadro normativo nazionale che regoli le tecnologie dell'idrogeno dalla produzione, al trasporto, distribuzione, stoccaggio ed uso, come messo in luce da H2IT, [Associazione Italiana Idrogeno e Celle a Combustibile](#), nel suo recente rapporto sulle "[Priorità per lo sviluppo della filiera idrogeno in Italia](#)". La transizione energetica coinvolge quindi una spinta sostanziale nell'installazione ed utilizzo di elettrolizzatori con potenze sulla scala dei GW, per implementare una produzione di tonnellate di idrogeno al giorno, con alti costi di investimento, ma puntando ad abbattere i costi al kg. Ma solo attraverso la creazione di una logistica adeguata questo sarà realmente possibile. L'abbattimento dei

costi e l'implementazione di una rete di logistica e conversione dell'idrogeno su scala europea e mondiale potrà spingere in modo sostanziale la diffusione e gestione intelligente delle energie rinnovabili grazie ad un vettore energetico strategico quale è l'idrogeno.

Bibliografia

- [1] M. B. Ley, L. H. Jepsen, *et al.*, *Mater. Today*, 2014, **17**, 122–128.
- [2] A. Züttel, A. Remhof, *et al.*, *Trans. R. Soc. A Math. Phys. Eng. Sci.*, 2010, **368**, 3329–3342.
- [3] International Energy Agency, *Energy Technology Perspectives*, 2020, 2020.
- [4] M. El-Shafie, S. Kambara, *et al.*, *J. Power Energy Eng.*, 2019, **7**, 107–154.
- [5] M. Khzouz, E. Gkanas, Hydrogen Technologies for Mobility and Stationary Applications: Hydrogen Production, Storage and Infrastructure Development, *Renewable Energy - Resources, Challenges and Applications*, 2020.
- [6] T. S. Uyar, Accelerating the Transition to a 100% Renewable Energy Era, *Lecture Notes in Energy*, Springer International Publishing: Cham, 2020, Vol. **74**.
- [7] W. J. Nuttall, A. T. Bakenne, Fossil Fuel Hydrogen, Springer International Publishing: Cham, 2020.
- [8] Hydrogen Europe Research, *Strategic research and innovation agenda*, 2020.
- [9] F. Dawood, M. Anda, *et al.*, *Int. J. Hydrogen Energy*, 2020, **45**, 3847–3869.
- [10] G. J. Grashoff, C. E. Pilkington, *et al.*, *Platin. Met. Rev.*, 1983, **27**, 157–169.
- [11] M. Rhandi, M. Trégaro, *et al.*, *Chinese J. Catal.*, 2020, **41**, 756–769.
- [12] L. Li, H. Manier, *et al.*, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2019, **103**, 342–360.
- [13] M. Steen, Building a hydrogen infrastructure in the EU, *Compendium of Hydrogen Energy*, Elsevier, 2016, pp. 267–292.
- [14] R. B. Gupta, A. Basile, *et al.*, *Compendium of Hydrogen Energy*, Elsevier, 2015, Vol. **2**.
- [15] M. W. Melaina, O. Antonia, *et al.*, Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues, *Golden, CO (United States)*, 2013, Vol. **303**.
- [16] C. Yang, J. Ogden, *Int. J. Hydrogen Energy*, 2007, **32**, 268–286.
- [17] J. Alazemi, J. Andrews, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2015, **48**, 483–499.
- [18] D. Apostolou, G. Xydis, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2019, **113**, 109292.
- [19] *European Hydrogen Refuelling Station*, Available online: www.h2stations.org.