

ZENON ZIOBROWSKI\*, ADAM ROTKEGEL

## ROLA WODORU W ZINTEGROWANYM SYSTEMIE ENERGETYCZNYM UNII EUROPEJSKIEJ

Instytut Inżynierii Chemicznej Polskiej Akademii Nauk, ul. Bałtycka 5, 44-100 Gliwice

Osiągnięcie przez Unię Europejską neutralności klimatycznej do 2050 roku wymaga transformacji i modyfikacji europejskiego systemu energetycznego. Wykorzystanie w tym celu wodoru ma pozwolić na dekarbonizację oraz redukcję emisji gazów cieplarnianych. Priorytetem jest otrzymanie odnawialnego wodoru (green hydrogen). W okresie przejściowym dopuszcza się także wykorzystanie wodoru niskowęglowego (blue hydrogen).

*Słowa kluczowe:* wodór, dekarbonizacja, CCUS

### 1. WPROWADZENIE

Unia Europejska postawiła sobie za cel osiągnięcie całkowitej neutralności klimatycznej do roku 2050 tj. wychwycenie i magazynowanie takiej samej ilości emitowanych gazów cieplarnianych, jaka zostanie uwolniona do atmosfery [1].

Dla osiągnięcia klimatycznej neutralności do 2050 r. Europa musi przekształcić swój system energetyczny, który odpowiada za 75% europejskiej emisji gazów cieplarnianych [2]. Transformacja energetyczna ma być realizowana w oparciu o raport Komisji Europejskiej z roku 2020 - EU Strategy for Energy System Integration [3]. Planowany zintegrowany system energetyczny ma funkcjonować jako całość łącząc różne nośniki energii, infrastrukturę i odbiorców.

Proponowana Strategia obejmuje :

- Bardziej efektywne wykorzystanie lokalnych źródeł energii (waste heat/water treatment);

\* ✉ zenz@iich.gliwice.pl

- Większą elektryfikację sektorów użytkowników końcowych (sieć miliona punktów ładowania samochodów elektrycznych, większe wykorzystanie energii słonecznej i wiatrowej);
- Zastosowanie czystych paliw (clean fuels): odnawialnego wodoru, biopaliwa, biogazu.

Celem pracy jest przedstawienie rosnącej roli wodoru, jako nośnika i magazynu energii w systemie energetycznym Unii Europejskiej w nadchodzących latach.

W zintegrowanym systemie energetycznym wykorzystanie wodoru ma pozwolić na dekarbonizację przemysłu, transportu i wytwarzania energii. EU Hydrogen Strategy [4] przedstawia jak osiągnąć ten cel poprzez inwestycje, regulacje, kształtowanie rynku, badania i innowacje. Priorytetem jest otrzymywanie odnawialnego wodoru, produkowanego głównie z wiatru i energii słonecznej (green hydrogen). W okresie przejściowym dopuszcza się także wykorzystanie wodoru niskowęglowego (blue hydrogen).

Przewiduje się :

- W latach 2020-2024 instalację elektrolizerów o mocy 6 GW dla otrzymywania około 1 mln ton odnawialnego wodoru na terenie EU;
- W latach 2025-2030 40 GW dla otrzymywania około 10 mln ton odnawialnego wodoru na terenie EU;
- W latach 2030-2050 osiągnięcie dojrzałości technologicznej produkcji odnawialnego wodoru i rozmieszczenie jej w różnych sektorach gospodarki.

## 2. WŁAŚCIWOŚCI WODORU

Wodór jest najlżejszym gazem, jest prawie 16 razy lżejszy od tlenu. Nie posiada barwy, zapachu ani smaku [5]. W normalnych warunkach ciśnienia i temperatury gaz ten występuje w postaci dwuatomowych cząsteczek:  $H_2$ . Jest najbardziej rozpowszechnionym pierwiastkiem w przyrodzie. Stanowi podstawowy budulec słońca, gwiazd i międzygwiazdnej materii. W skorupie ziemskiej stanowi zaledwie 1% zawartości masowej. W niższych warstwach atmosfery, na wysokości 50 km wodór stanowi 3% (objętościowo), a na wysokości 100 km około 95% (objętościowo). Wchodzi w skład wody oraz związków organicznych. Pod względem fizjologicznym jest substancją obojętną, przy wysokiej koncentracji wywołuje duszności, nie jest rakotwórczy.

Wartość opałowa wodoru wynosi 33,3 kWh/kg, co czyni go paliwem o największej masowej gęstości energetycznej. Dla porównania standardowe paliwa kopalne jak benzyna, olej napędowy, czy propan mają wartość opałową równą odpowiednio 12,3, 12,7 i 12,9 kWh/kg. Jednocześnie wodór jest też pierwiastkiem o najmniejszej gęstości, która wynosi  $0,0899 \text{ kg/Nm}^3$ , a w stanie

skroplonym zaledwie  $70,79 \text{ kg/m}^3$ . Z tego powodu objętościowa gęstość energetyczna wynosi  $2,359 \text{ kWh/dm}^3$  w przypadku ciekłego wodoru i zaledwie  $1,265 \text{ kWh/dm}^3$  w przypadku gazowego pod ciśnieniem 70 MPa. Wartości te dla paliw tradycyjnych są kilkukrotnie wyższe i dla benzyny, oleju napędowego i propanu wynoszą odpowiednio 9,06, 10,7 i  $7,49 \text{ kWh/dm}^3$  [5].

Temperatura skraplania wodoru jest bardzo niska i wynosi  $-253^\circ\text{C}$ , czyli jest zaledwie o 20 stopni wyższa od zera bezwzględne. W związku z tym przechowywanie wodoru w stanie ciekłym jest nieopłacalne, ponieważ szacuje się, że koszt energetyczny samego skroplenia wodoru może wynosić około 30-40% jego energii spalania.

### 3. PRODUKCJA WODORU

Wodór w czystej postaci w przyrodzie występuje w niewielkich ilościach w podziemnych depozytach, w oceanach i powietrzu. Wodór występuje głównie w postaci związków chemicznych. Obok najbardziej rozpowszechnionego związku jakim jest woda istnieje wiele innych substancji zawierających wodór. Przykładami mogą być gaz ziemny (metan,  $\text{CH}_4$ ) lub amoniak ( $\text{NH}_3$ ) stosowany w produkcji nawozów sztucznych. Do produkcji wodoru potrzebna jest energia. Może pochodzić ze spalania paliw kopalnianych, z energii jądrowej lub ze źródeł odnawialnych: wiatru, słońca, wody.

Do najbardziej znanych procesów produkcji wodoru należą [6]:

- Reforming.

Obecnie podaje się, że 96% światowej produkcji wodoru pochodzi z paliw kopalnych, głównie w wyniku tzw. reformingu parowego gazu ziemnego [7]. Jest to najtańsza obecnie technologia produkcji wodoru. Reforming parowy to proces chemiczny, w którym para wodna o temperaturze  $750 - 950^\circ\text{C}$  jest doprowadzana do metanu. Mieszanina metanu i pary reaguje następnie tworząc wodór, tlenek węgla i mniejszą ilość dwutlenku węgla. Następnie tlenek węgla reaguje z dodatkową parą wodną, tworząc wodór i dwutlenek węgla. Całkowita wydajność tego procesu wynosi około 75%. Generuje jednak dużą ilość emitowanego do atmosfery  $\text{CO}_2$ , 9 do 12 kg  $\text{CO}_2$  na 1 kg wyprodukowanego wodoru. Wytworzony w ten sposób wodór nazywany jest szarym. Przejściową metodą produkcji wodoru może być połączenie technologii już dziś znanych - reformingu parowego gazu ziemnego z CCS (Carbon Capture Storage). W tym wariantcie powstałe emisje  $\text{CO}_2$  są wychwytywane za pomocą technologii CCS lub CCU (Carbon Capture Utilization), dzięki czemu wytwarzany wodór jest praktycznie bezemisyjny (emisje

są zmniejszone nawet o 95%). Wytworzony w ten sposób wodór nazywany jest wodorem niebieskim.

- Elektroliza.

W przyszłości jedynym procesem produkcyjnym otrzymywania wodoru z wody powinna być elektroliza. Obecnie najbardziej wspieraną metodą produkcji wodoru w Unii Europejskiej jest produkcja wodoru poprzez elektrolizę wody z wykorzystaniem energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii [8]. Niestety, obecnie produkcja wodoru z wykorzystaniem energii elektrycznej stanowi ok. 4% całej produkcji wodoru. Ponadto większość tego wodoru jest produktem ubocznym produkcji chloru w technologii elektrolizy solanki - tj. biały wodór (powstający jako produkt uboczny dalszych reakcji chemicznych). Jeśli wodór jest wytwarzany przez elektrolizę wody i wykorzystywana energia elektryczna pochodzi ze źródeł odnawialnych, to wodór ten nazywa się zielonym. Zielony wodór jest bezemisyjny i ma największy potencjał w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych. Podczas elektrolizy wody wiązanie chemiczne między wodorem i tlenem zostaje przerwane, wodór wydziela się na elektrodzie ujemnej: katodzie, a tlen na dodatniej: anodzie. W celu utrzymania gazów w osobnych zasobnikach, stosuje się jonowy separator. Dla zwiększenia przewodności elektrycznej elektrolitu, do wody dodaje się 25% roztworu wodorotlenku potasu.

Obecnie ogólna wydajność tej metody produkcji wynosi około 50-60%. Do wyprodukowania 1 kg wodoru potrzeba około 9 l wody i około 50 kWh energii elektrycznej. Wodór produkowany tą metodą jest najdroższy, a produkcja ma sens tylko w przypadku państw posiadających nadmiar taniej energii elektrycznej, głównie ze źródeł odnawialnych, np. w Egipcie, Islandii i Norwegii. Pomimo tych trudności, to właśnie zielony wodór otrzymywany w drodze elektrolizy wody jest w strategii energetycznej Unii Europejskiej traktowany jako przyszły główny nośnik i magazyn energii.

- Gazyfikacja węgla lub koksu.

Technologia ta jest opłacalna w państwach zasobnych w węgiel takich, jak Chiny, Afryka Płd. Do wielkoprzemysłowej produkcji wodoru używa się parowych generatorów gazu (reformerów), zazwyczaj o wydajności 100 tys. m<sup>3</sup>/h [9].

- Technologia plazmowa.

Nowoczesne procesy technologiczne, oparte na energii elektrycznej umożliwiają produkcję H<sub>2</sub> praktycznie bez wydzielania CO<sub>2</sub>. Na przykład w Norwegii i USA rozwija się technologię opartą na plazmie [10], umożliwiającą rozdzielanie węglowodorów na wodór i czysty węgiel w temperaturze około 2000°C, z wydajnością 80 - 90% H<sub>2</sub>. Technologia plazmowa umożliwia budowanie

urządzeń bardziej kompaktowych i lżejszych od tradycyjnych. Wadą jest to, iż wymaga dużej ilości energii elektrycznej.

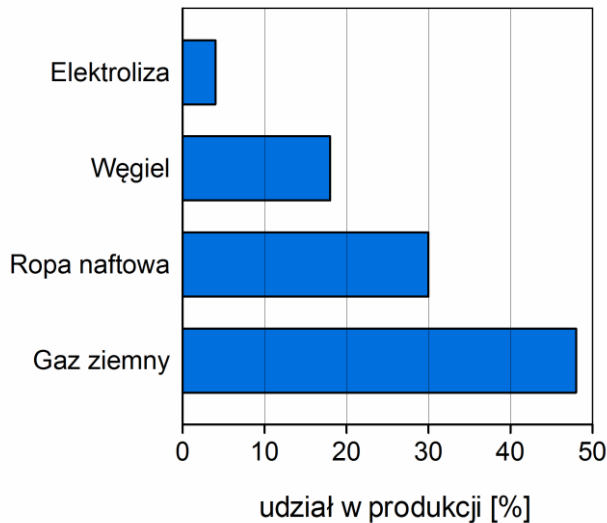
- Fotelektroliza.

Ogniwo fotelektryczne w połączeniu z katalizatorem działa jak elektrolizer, rozdzielając wodór i tlen bezpośrednio na powierzchni ogniwa. Jest obiecującym rozwiązaniem pod względem komercyjnym [11]. Zaletą jest brak kosztów związanych z elektrolizerem. Na dzień dzisiejszy ogniwa te mają niską wydajność i żywotność.

- Gazyfikacja biomasy.

Wodór można także produkować z biomasy. W porównaniu z gazem naturalnym, który zawiera prawie 25% (wagowo) wodoru, w biogazie jest go mniej około 10 – 15% pochodzącego głównie z metanu, zawartego w biogazie. Proces jest podobny do reformingu węglowodorów; pod wpływem wysokiej temperatury z biomasy otrzymuje się gaz, który następnie w obecności pary wodnej ulega rozkładowi [12].

Udział surowców wykorzystywanych do produkcji wodoru przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Udział surowców naturalnych wykorzystywanych w globalnej produkcji wodoru [13].

Fig. 1. Share of natural resources used in global hydrogen production [13].

#### 4. WYKORZYSTANIE WODORU

Odnawialny wodór może zostać zastosowany jako surowiec, paliwo lub nośnik energii z wieloma zastosowaniami w przemyśle, transporcie i energetyce. Ponieważ w procesie spalania przereagowuje do pary wodnej i nie emituje żadnych zanieczyszczeń, może być rozwiązaniem problemu dekarbonizacji procesów przemysłowych i tych sektorów, które wymagają redukcji emisji CO<sub>2</sub> i w których trudno jest obecnie tą redukcję osiągnąć.

To sprawia, że odnawialny wodór staje się podstawą dla osiągnięcia neutralności węglowej do roku 2050 i wdrożenia traktatów Paryskich (2015, ograniczenie globalnego ocieplenia poniżej 2°C).

Do roku 2050 inwestycje w odnawialny wodór w EU mają wynieść 180-470 mld EUR [14]. By zapłacić za to Bruksela sugeruje wprowadzenie podatku, systemu przetargu na kontrakty węglowe - tendering system for carbon contracts for difference (CCfD).

Uważa się, że tylko wodór produkowany na bazie odnawialnych źródeł energii (zielony wodór) ma uzasadnienie w perspektywie długoterminowej. EU jest otwarta na produkcję niebieskiego wodoru z gazu naturalnego w połączeniu z CCS. Osiągnięcie neutralności klimatycznej powinno obejmować wodór odnawialny (zielony) i niskowęglowy (niebieski). Ten ostatni jest konieczny do osiągnięcia celów przemysłowych przynajmniej w krótkoterminowym okresie. Konsekwentne podejście wymaga uwzględnienia całego śladu węglowego (lifecyle emissions) w produktach wodorowych i promowanie zielonego wodoru.

Wodór jest przechowywany stacjonarnie w postaci gazowej w stalowych zbiornikach ciśnieniowych o dużej objętości. Do sprężenia wodoru do 350 barów potrzeba około 15 - 20% energii zawartej w paliwie.

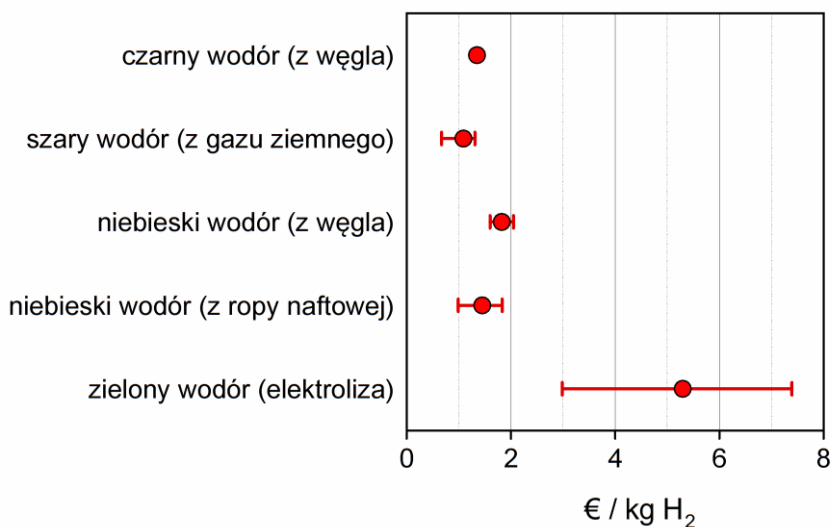
Drugą opcją jest przekształcenie wodoru w stan ciekły. Wadą tego procesu jest jednak konieczność utrzymywania wodoru w tej postaci w temperaturze -253 °C w kriogenicznych zbiornikach magazynowych, a samo skroplenie wodoru pochłania około 30-40% całkowitej energii zawartej w wodorze.

Przy hipotetycznym przechowywaniu 4,2 kg sprężonego wodoru pod ciśnieniem 700 barów potrzebujemy w samochodzie zbiornika o masie około 135 kg. Zbiornik taki jest wykonany z warstwy aluminium, warstwy z włóknami węglowymi helikalnie skręconymi oraz warstwy z włóknami węglowymi w kształcie obręczy. W porównaniu do pojazdu spalającego benzynę, zbiornik wodoru ma 4-5 razy większą objętość i 10 razy większą masę.

Alternatywą dla wodoru sprężonego jest skroplony wodór, jednakże to rozwiązanie jest wyjątkowo nieefektywne energetycznie. Ciekły wodór należy utrzymywać w temperaturze -253 °C, a jeśli te warunki nie zostaną spełnione, wodór wyparuje.

Cena wodoru bardzo silnie zależy od metody produkcji. Ponadto w przypadku produkcji zielonego wodoru konieczne jest uwzględnienie różnych cen w różnych częściach świata, w zależności od tego, ile kosztuje produkcja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Koszty produkcji wodoru przedstawiono na Rys.2 (raport IEA 2020).

Obecnie nie jest możliwe skalkulowanie rynkowej ceny wodoru dla napędu samochodów. Jednak dobrym przykładem są doświadczenia z rynku niemieckiego. Udostępniane są tam auta dla potrzeb testów, gdzie pokazywany jest koszt paliwa wodorowego.



Rys. 2. Koszty produkcji wodoru.

Fig. 2 Hydrogen production costs

W przypadku klientów detalicznych na stacjach Clean Energy Partnership cena 1 kg wodoru to ok. 9,50 EUR/kg. Duże floty pojazdów mogą liczyć na znacznie lepsze ceny wodoru. Jednym z przykładów jest zakład autobusowy w Hurch, który kupuje wodór za 3,80 EUR/kg. W porównaniu z paliwami konwencjonalnymi, samochód napędzany wodorem jest obecnie droższy w eksploatacji. Napłnienie pełnego zbiornika Hyundai Nexa (6,3 kg) z podawanym dojazdem 666 km kosztowałoby dziś około 60 EUR.

## 5. WYKORZYSTANIE TECHNOLOGII CCUS W PRODUKCJI WODORU

Technologia CCUS (Carbon Capture Utilization and Storage) rozumiana jako szeroko pojęte usuwanie CO<sub>2</sub>, jego wykorzystanie i magazynowanie może ułatwić produkcję niskowęglowego wodoru z naturalnego gazu lub węgla, które są obecnie praktycznie jedynym źródłem produkcji wodoru.

Raport Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA) - Energy Technology Perspectives 2020 [15] podkreśla centralną rolę, jaką CCUS ma pełnić jako jeden z 4 filarów globalnej transformacji energetycznej razem z elektryfikacją opartą na źródłach odnawialnych, bioenergią i wodorem.

Technologie usuwania węgla będą w przyszłości potrzebne ze względu na praktyczne i techniczne trudności w eliminowaniu emisji w pewnych sektorach przemysłowych: stal, chemikalia, cement, lotnictwo, transport lądowy i morski.

Zaletą technologii CCS /CCUS jest to, że mogą być łatwo adaptowane do istniejących, a także niedawno wybudowanych instalacji i pozwolić na funkcjonowanie tych instalacji, a także związanej z nimi infrastruktury i łańcuchów dostaw w kolejnych dekadach przy znacząco zmniejszonej emisji (do 95%) [16]. Połączenie CCUS z bioenergią lub bezpośrednio usuwanie węgla z atmosfery może pomóc zbilansować niemożliwe do uniknięcia lub technicznie trudne do zwalczania emisje.

Dzisiaj koszt produkcji wodoru w oparciu o CCUS jest znacznie niższy niż w przypadku produkcji w oparciu o elektrolizę i odnawialne źródła energii. Z czasem koszt elektrolizy będzie spadał, jednak CCUS najprawdopodobniej nadal będzie konkurencyjnym sposobem otrzymywania wodoru, szczególnie w rejonach o niskich kosztach paliw kopalnych oraz dostępnych miejscach magazynowania CO<sub>2</sub> [15]. CCUS oferuje dla istniejącej obecnie produkcji wodoru z gazu naturalnego i węgla ponad 800 Mt CO<sub>2</sub> rocznie pojemności magazynowej.

Technologie CCUS mogą stanowić najtańszą ścieżkę cenową dla produkcji niskowęglowego wodoru opartej na gazie naturalnym lub węglu w krajach o niskich cenach surowców.

CCUS może pomóc w dekarbonizacji produkcji wodoru poprzez redukcję emisji z istniejących instalacji wodoru oraz oferowanie najniższych cen dla nowej produkcji wodoru. Obecnie każdego roku do celów przemysłowych wytwarza się około 75 Mt wodoru, prawie w całości z gazu ziemnego (76%) i węgla (23%), a pozostałą część z ropy naftowej i energii elektrycznej. Wiąże się to z emisją ponad 800 Mt CO<sub>2</sub> (IEA, 2019). W przypadku gazu ziemnego średnia emisja jest szacowana na poziomie 9 t CO<sub>2</sub>/t H<sub>2</sub> a w przypadku węgla 20 t CO<sub>2</sub>/t H<sub>2</sub>. Istnieje znaczny potencjał rozwoju technologii CCUS w celu zmniejszenia emisji z istniejących obiektów i umożliwienia tym obiektom kontynuowania działalności



w sposób zrównoważony. Wychwytywanie CO<sub>2</sub> z produkcji wodoru to stosunkowo tania aplikacja CCUS, a istniejące obiekty są często skoncentrowane w przybrzeżnych strefach przemysłowych, co umożliwia współdzielenie infrastruktury transportu i składowania CO<sub>2</sub> z innymi obiektami przemysłowymi. Obecnie produkcja wodoru w oparciu o CCUS jest tańsza niż w przypadku elektrolizy i odnawialnych źródeł energii. I pozostanie taka w rejonach posiadających zasoby magazynowe CO<sub>2</sub> i tanie paliwa kopalne.

Ogłoszono plany dla ponad 30 zintegrowanych instalacji CCUS od 2017 roku (głównie USA, Europa ale także Australia, Chiny, Korea, Bliski Wschód i Nowa Zelandia). Przewidywane inwestycje rządu 27 mld \$ są dwa razy większe niż dla projektów złożonych od 2010 roku.

## WNIOSKI

- Wodór jest postrzegany jako przyszłościowe paliwo dla transportu i energetyki, jako główny nośnik i magazyn energii.
- Obecne źródła pozyskiwania wodoru oparte są głównie na technologiach przerobu paliw kopalnych (gaz ziemny, ropa naftowa, węgiel).
- Rozwój technologii pozyskiwania wodoru z wykorzystaniem źródeł odnawialnych jest bardzo intensywny i przewiduje się, że w 2050 r. uzyska się ok. 25% wodoru poprzez elektrolizę lub bezpośrednio poprzez zgazowanie biomasy.
- W dłuższej perspektywie rozwój transportu elektrycznego, w szczególności długodystansowego, oparty będzie na napędzie wodorowym z wykorzystaniem ogniw paliwowych. W zastosowaniach energetycznych wielkoskalowych barierą jest rozwój ogniw paliwowych dużej mocy.
- Cena wodoru bardzo silnie zależy od metody produkcji. Ponadto w przypadku produkcji zielonego wodoru konieczne jest uwzględnienie różnych cen w różnych częściach świata, w zależności od tego, ile kosztuje produkcja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.
- Obecnie koszt produkcji wodoru w oparciu o CCUS jest o znacznie niższy niż w przypadku produkcji w oparciu o elektrolizę i odnawialne źródła energii. Technologie CCUS mogą stanowić najtańszą ścieżkę cenową dla produkcji niskowęglowego wodoru opartej na gazie naturalnym lub węglu w krajach o niskich cenach surowców.

## PIŚMIENNICTWO CYTOWANE – REFERENCES

- [1] European Environment Agency, The European Green Deal — European Environment Agency, 2019. <https://www.eea.europa.eu/policy-documents/com-2019-640-final> (accessed November 8, 2022).
- [2] GROWTH - Powering a climate-neutral economy: Commission sets out plans for the energy system of the future and clean hydrogen, <https://ec.europa.eu/newsroom/growth/items/682535> (accessed November 8, 2022).
- [3] Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration, 2020. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=COM:2020:299:FIN> (accessed November 8, 2022).
- [4] A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, 2020. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301> (accessed November 8, 2022).
- [5] H. Idriss, M. Scott, V. Subramani, Introduction to hydrogen and its properties, in: V. Subramani, A. Basile, T.N. Veziroğlu (Eds.), *Compendium of Hydrogen Energy*, Woodhead Publishing, Oxford, 2015: pp. 3–19. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-361-4.00001-7>.
- [6] Canada - Electricity generation by source, IEA. <https://www.iea.org/countries/canada> (accessed November 8, 2022).
- [7] T.M. Gür, Review of electrical energy storage technologies, materials, and systems: challenges and prospects for large-scale grid storage, *Energy Environ. Sci.* 11 (2018) 2696–2767. <https://doi.org/10.1039/C8EE01419A>.
- [8] J. Moya, D. Tsiropoulos, D. Tarvydas, W. Nijs, Hydrogen use in EU decarbonisation scenarios, [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/jrc-news/hydrogen-use-eu-decarbonisation-scenarios-2019-04-17\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/jrc-news/hydrogen-use-eu-decarbonisation-scenarios-2019-04-17_en) (accessed November 8, 2022).
- [9] H. Ishaq, I. Dincer, C. Crawford, A review on hydrogen production and utilization: Challenges and opportunities, *International Journal of Hydrogen Energy.* (2021). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.11.149>.
- [10] J.H. Chaffin, S.M. Bobbio, H.I. Inyang, L. Kaanagbara, Hydrogen Production by Plasma Electrolysis, *Journal of Energy Engineering.* 132 (2006) 104–108. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)0733-9402\(2006\)132:3\(104\)](https://doi.org/10.1061/(ASCE)0733-9402(2006)132:3(104)).
- [11] M. Ahmed, I. Dincer, A review on photoelectrochemical hydrogen production systems: Challenges and future directions, *International Journal of Hydrogen Energy.* 44 (2019) 2474–2507. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.12.037>.
- [12] Y. Kalinci, A. Hepbasli, I. Dincer, Biomass-based hydrogen production: A review and analysis, *International Journal of Hydrogen Energy.* 34 (2009) 8799–8817. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.08.078>.
- [13] M. Yu, K. Wang, H. Vredenburg, Insights into low-carbon hydrogen production methods: Green, blue and aqua hydrogen, *International Journal of Hydrogen Energy.* 46 (2021) 21261–21273. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.04.016>.

- [14] Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking (EU body or agency) Now known as, Hydrogen Roadmap Europe: a sustainable pathway for the European energy transition, Publications Office of the European Union, LU, 2016. <https://data.europa.eu/doi/10.2843/341510> (accessed November 8, 2022).
- [15] IEA, Technology Roadmap - Hydrogen and Fuel Cells – Analysis, <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-hydrogen-and-fuel-cells> (accessed November 9, 2022).
- [16] Pöyry Point of View, Fully Decarbonising Europe’s Energy System by 2050, <https://informaconnect.com/fully-decarbonising-europes-energy-system-by-2050/> (accessed November 9, 2022).

ZENON ZIOBROWSKI, ADAM ROTKEGEL

## THE ROLE OF HYDROGEN IN THE INTEGRATED ENERGETIC SYSTEM OF EUROPEAN UNION

The increased use of fossil fuels and growing greenhouse gas emissions leads to environmental problems. To reach climate neutrality by 2050 it is necessary to transform the EU’s energy system.

The EU Strategy for Energy System Integration [3], the report published by the EU Commission in 2020, provides the pathway for a new integrated energy system transition. In the new integrated energy system, the development of clean hydrogen (green hydrogen) using renewable energy plays a main role. However, in the transition period, hydrogen based on fossil fuels (blue hydrogen) will be also used to decrease emissions and develop a manageable market.

The EU Hydrogen Strategy [4] presents a three step plan to take advantage of hydrogen potential. Hydrogen has received worldwide attention as a clean energy solution with many applications in the industry, power, and transportation sectors. Hydrogen is a carbon free carrier and does not emit any pollution. Its role is essential for the EU’s commitment to achieve carbon neutrality by proper investments, regulations, research, and innovations. According to these plans, the constructed electrolyzers will be used for the production of renewable green hydrogen, then local hotspots will be connected for end users into a large European hydrogen infrastructure. Finally, mature clean hydrogen technologies will be utilized at a large scale.

Generally, the European investments by 2050 in renewable green hydrogen are about €180 - 470 billion, and for low carbon fossil based blue hydrogen €3 - €18 billion [14]. As predicted, clean hydrogen may meet 24% of world energy requirements by 2050.

This study presents an energy transition pathway for sustainable development by means of hydrogen energy. Detailed information on hydrogen production methods and costs, storage, and applications is provided. The new technological directions in hydrogen production, storage, and utilization are described.

The integration of hydrogen production from fossil fuels with CCS/CCUS technologies is discussed. Linking natural gas reforming with CCUS technologies is the cheapest way to decarbonize the EU energy system by 2050 in comparison with the all electric approach. 80 to 90% of CO<sub>2</sub> emissions can be removed using CCUS technologies [16]. Investment costs of hydrogen production by electrolysis of water are much higher than for hydrogen production from natural gas integrated with CCUS processes [15].

CCUS technologies represent strategic value in the transition process to climate neutrality. CCUS can favour hydrogen production from natural gas or coal and provide low carbon hydrogen at a lower cost in the near future. Currently, the cost of hydrogen production integrated with CCUS is much lower than hydrogen production based on electrolysis and renewable sources of energy. It is estimated that CCUS integrated with hydrogen production will be a competitive solution even with the declining costs of electrolyzers and renewable electricity.

The EU policy ultimately insists on the production and development of renewable hydrogen (green hydrogen) and hydrogen produced from fossil fuels coupled with CCUS technologies (blue hydrogen).

*Keywords:* hydrogen, decarbonization, CCUS

*Received:* 23.12.2023

*Accepted:* 24.01.2023