

Tadeusz CHMIELNIAK<sup>1</sup>  
Anna SKOREK-OSIKOWSKA<sup>1</sup>  
Łukasz BARTELA<sup>1</sup>

## Potencjał zastosowania wodoru w polskim systemie energetycznym

### Wprowadzenie

Mimo różnych wahań współcześnie utrwała się przekonanie o istotnej roli wodoru w transformacji energetyki. Potwierdzeniem jest wiele przeprowadzonych studiów i analiz (IEA 2015; HC 2017a, b; Hydrogen empowers 2017; Staffell i in. 2017a, b; Staffell i in. 2019; IEA 2019; FCH 2019) oraz programów opracowanych i opracowywanych w wielu krajach. Warto w tym miejscu przytoczyć, że według scenariusza przedstawionego w *Hydrogen scaling up. A sustainable pathway for the global energy transition* (HC 2017a) udział wodoru w końcowym zapotrzebowaniu na energię w 2050 r. będzie wynosić 18%, umożliwiając eliminację emisji 6 Gt ditlenku węgla przez zastosowanie odpowiednich technologii jego utylizacji w różnych działach gospodarki i transportu. Dynamika upowszechnienia technologii wodorowych według rozpatrywanego scenariusza jest największa w dekadzie 2040–2050. Między latami 2015 a 2050 roczne zapotrzebowanie na energię wodoru powinno wzrosnąć około dziesięciokrotnie – z 8 do 78 EJ, zaś między 2040 a 2050 przewidziano wzrost z 28 do 78 EJ (1 Eksajoul  $\cong$  277,8 TWh). Struktura technologiczna wykorzystania wodoru w 2050 r. obejmuje zużycie 10 EJ w obszarach gospodarki, w których jest wykorzystywany obecnie, 9 EJ w nowych procesach przemysłowych (CCU, bezpośrednia redukcja rudy żelaza – DRI), 11 EJ w gospodarce komunalnej i mieszkalnictwie, 16 EJ w przemysłowej gospodarce energetycznej, 22 EJ w transporcie i 9 EJ w procesach wytwarzania elektryczności (buforowanie, rezerwa strategiczna, magazynowanie). Wskazuje to na duży potencjał technologii wodorowych w dekarbonizacji transportu i doskonalenia procesów przemysłowych. Wszystkie scenariusze są optymistyczne, należy je traktować jako określenie możliwego potencjału.

---

<sup>1</sup> Katedra Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska.

Określenie zapotrzebowania na wodór w energetyce nie jest prostym zadaniem. Wyniki są bowiem zależne nie tylko od stopnia dojrzałości technologii jego wykorzystania, ale także, i to w decydującym stopniu, od polityki energetycznej danego kraju, charakterystyki ekonomicznej i ekologicznej sposobów jego wytwarzania oraz potencjału jego produkcji z wykorzystaniem OZE. Ważna jest także przyjęta polityka dekarbonizacji całej gospodarki i transportu.

W analizach i oszacowaniach, których wyniki podano w niniejszym artykule wykorzystano: PEP 2040 (PEP 2040), Polski Projekt Strategii Wodorowej 2030 z perspektywą do 2040 (PSW 2020), wybrane europejskie i światowe mapy drogowe upowszechnienia wodoru w gospodarce oraz transporcie, a także literaturę dokumentującą stan technologii wodorowych dla energetyki.

### **Potencjalna rola wodoru w zakresie bilansowania systemu elektroenergetycznego, również w związku z planowanymi inwestycjami w zakresie energetyki jądrowej**

Węglowa baza wytwórcza elektryczności w Polsce jest mocno wyeksploatowana. Czas pracy wielu bloków dawno przekroczył 200 000 h. Fakt ten, w połączeniu ze zobowiązaniami klimatycznymi, skutkuje istotną redukcją mocy węglowych w 2040 roku. W eksploatacji, według założeń PEP 2040, pozostanie około 5700 MW (bloki kondensacyjne) na węglu kamiennym i około 1100 MW na węglu brunatnym. Wśród bloków na węgiel kamienny będzie część starszych bloków rewitalizowanych z uwzględnieniem wymogów środowiskowych i elastyczności cieplnej.

Z punktu widzenia upowszechnienia wodoru w energetyce węglowej można rozpatrywać wspomaganie wodorem tylko elektrociepłowni węglowych (częściowe zastąpienie kotłów węglowych instalacjami wodorowymi). Wprowadzenie wodoru (amoniaku) do wielkoskalowej energetyki węglowej jest mało prawdopodobne.

Zgodnie z PEP ma rosnąć udział mocy jednostek gazowych (El. i EC). Ich sumaryczna moc ma osiągnąć w 2040 roku wartość 15,774 GW, co będzie stanowić ponad 26% mocy systemu (zużycie gazu ponad 12 mld m<sup>3</sup>) – tabela 1.

Przy rozwiniętej produkcji wodoru i paliw syntetycznych moce gazowe mogą być wspomagane tymi paliwami. Dotyczy to głównie indywidualnych instalacji ciepłowniczych i instalacji szczytowych.

TABELA 1. Moc gazowa w systemie energetycznym według PEP 2040

TABLE 1. Gas capacity in the energy system according to PEP 2040

Wyszczególnienie	2025	2030	2035	2040
Elektrownie gazowo-parowe (CCGT)	4 701	4 701	6 701	7 701
Elektrownie gazowe, szczytowe (OCGT)	0	0	250	3 600
Elektrociepłownie gazowe	2 205	2 107	1 667	1 530
Elektrociepłownie gazowe, nowe	480	1 374	2 048	2 943

W Polityce Energetycznej Polski 2040 (MP 2021) rozpatruje się dwa scenariusze kształtowania sektora paliwowo-energetycznego w horyzoncie do 2040 r. Pierwszy z nich (S1) powstał przy założeniu zrównoważonych wzrostów cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, zbieżnych z prognozami Międzynarodowej Agencji Energii. Drugi (S2) opracowano przy założeniu scenariusza wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Dodatkowo uwzględniono koszty środowiskowe i systemowe. Różne założenia skutkują inną strukturą paliwową zainstalowanej mocy i produkcji elektryczności, a także innymi wartościami mocy zainstalowanej w 2040 r. i innymi poziomami produkcji elektryczności, co przedstawiono w tabeli 2.

Dla pierwszego scenariusza moc zainstalowana netto w 2040 r. wynosi 72,103 GW, produkcja elektryczności (brutto) zaś 225,8 TWh. Odpowiednie wartości dla drugiego scenariusza to: 60,014 GW i 204,2 TWh. Główne różnice dotyczą udziału węgla (zmiana z 27,9 w S1 do 11,2% w S2) oraz udziału gazu (zmiana z 17 w S1 do 33,1% w S2). Ponadto istotnie wzrasta udział morskiej energetyki wiatrowej w S2.

TABELA 2. Produkcja elektryczności według paliw dla dwóch scenariuszy podanych w PEP 2040

TABLE 2. Electricity production by fuel for the two scenarios in PEP2040

Produkcja elektryczności [TWh]	S1 (%)	S2 (%)
Węgiel kamienny	45,7 (20,2)	18,2 (8,9)
Węgiel brunatny	17,3 (7,7)	4,6 (2,3)
Paliwo gazowe	38,4 (17,0)	67,6 (33,1)
Energia jądrowa	30,6 (13,6)	33,4 (16,4)
Energia słoneczna	14,8 (6,6)	9,6 (4,7)
Energia wiatrowa lądowa	24,6 (10,9)	22,1 (10,8)
Energia wiatrowa morska	30,6 (13,5)	39,4 (19,3)
Biomasa i biogaz	16,1 (7,1)	7,5 (3,6)
Energia wodna	4,6 (2,1)	1,9 (0,9)
Inne (olej op. i inne)	3,0 (1,3)	–
Razem	225,8 (100)	204,2 (100)

TABELA 3. Generacja elektryczności gazu i energetyki jądrowej i czas wykorzystania mocy zainstalowanej (2040 S1)

TABLE 3. Electricity from gas and nuclear power and time of utilisation of installed capacity (2040 S1)

Wyszczególnienie	EC gazowe	UPG + TG szczytowe	En. jądrowa
Moc [MW]	5 261	3 601	3 900
Elektryczność [TWh]	38,4		30,6
Czas wykorzystania mocy zainstalowanej [h]	4 333		7 846

Tabele 3–6 zawierają informacje dotyczące mocy zainstalowanej i generacji elektryczności w obu scenariuszach dla energetyki gazowej, jądrowej i technologii OZE. Z przedstawionych danych pokazanych w tabelach 6 i 7 wynika, że czasy wykorzystania mocy zainstalowanych OZE są duże, przewyższając aktualne wykorzystanie OZE. Wobec braku zaplanowanych magazynów w S2 należy założyć, że dobór mocy poszczególnych źródeł zapewnia bezpieczeństwo dostaw i systemu energetycznego. Z analizowanych dokumentów wynika, że prognozowana produkcja energii elektrycznej odpowiada zapotrzebowaniu. Powstaje więc pytanie o możliwość produkcji zielonego wodoru przy założonym miksie paliwowym. Dla pełnego wykorzystania elektryczności generowanej z wykorzystaniem OZE dla scenariusza S2 maksymalną produkcję wodoru można oszacować następująco: zakładając

TABELA 4. Generacja elektryczności gazu i energetyki jądrowej i czas wykorzystania mocy zainstalowanej (2040 S2)

TABLE 4. Electricity from gas and nuclear power and time of utilisation of installed capacity (2040 S2)

Wyszczególnienie	EC gazowe	UPG + TG szczytowe	En. jądrowa
Moc [MW]	2 943 (n) +1 530 (e)	7 701 + 3 600	4 400
Elektryczność, TWh	6,6	61	33,4
Czas wykorzystania mocy, h	–	ok. 7 219, ok. 1 500	7 590

TABELA 5. Generacja elektryczności z OZE i czas wykorzystania mocy zainstalowanej (2040 S1)

TABLE 5. Electricity from RES and time of utilisation of installed capacity (2040 S1)

Wyszczególnienie	En. wiatrowa lądowa	En. wiatrowa morską	PV	Biomasa i biogaz	Woda
Moc [MW]	9 761	7 985	16 062	2 366	2 645
Elektryczność [TWh]	24,6	30,6	14,8	16,1	4,6
Czas, h wykorzystania mocy [h]	2 520	3 932	921	6 804	1 739

TABELA 6. Generacja elektryczności ze OZE i czas wykorzystania mocy zainstalowanej (2040 S2)

TABLE 6. Electricity from RES and time of utilisation of installed capacity (2040 S2)

Wyszczególnienie	En. wiatrowa lądowa	En. wiatrowa morską	PV	Biomasa i biogaz	Woda
Moc [MW]	6 939	9 590	9 814	1 423	2 419
Elektryczność [TWh]	22,1	39,4	9,6	7,5	1,8
Czas wykorzystania mocy zainstalowanej [h]	3 184	4 108	978	5 270	747

zastosowanie elektrolizerów o energochłonności 5 kWh/Nm<sup>3</sup>, wykorzystanie 1 TWh energii elektrycznej umożliwi wyprodukowanie 200 mln Nm<sup>3</sup> wodoru, czyli 16,476 tys. ton. Wykorzystanie rocznej produkcji elektryczności z energetyki wiatrowej i słonecznej (S2) dałoby więc produkcję 1,175 mln ton wodoru. To odpowiada aktualnej produkcji wodoru w Polsce z innych źródeł.

Biorąc pod uwagę wartość opałow wodoru, łatwo obliczyć, że zastąpienie 3600 MW gazowych turbin szczytowych pracujących z 15% wykorzystaniem mocy (1316 h rocznie) turbinami wodorowymi wymagałoby, przy sprawności 40%, około 0,35 mln ton wodoru (zastąpienie 0,84 mln ton gazu ziemnego wysokometanowego, 1,26 mld Nm<sup>3</sup>). Obecnie nie ma na rynku turbin gazowych umożliwiających spalanie czystego wodoru. Takie konstrukcje większej mocy są zapowiadane po 2030 (2040) roku. Obecnie możliwe jest spalanie mieszanki wodoru z gazem ziemnym przy 30% udziale objętościowym wodoru (udział energetyczny około 13%). Zastosowanie takich jednostek wymagałoby dla powyżej określonych danych około 46 tys. ton wodoru rocznie.

Konkurencyjność elektrowni wodorowych z wytwarzaniem energii na gaz ziemny dla równoważenia obciążenia i generowania obciążenia szczytowego zależy od ceny gazu i potencjalnego poziomu cen emisji dwutlenku węgla (IEA 2019). Dla 15% współczynnika obciążenia i ceny gazu ziemnego wynoszącej 7 USD/MBtu (MBtu = 1,0551GJ) cena CO<sub>2</sub> musiałaby wynosić 100 USD/Mg CO<sub>2</sub>, aby generacja wodorowa przy cenie wodoru 1,5 USD/kg H<sub>2</sub> była konkurencyjna w stosunku do gazu ziemnego. Dla ceny wodoru 2 USD/kg H<sub>2</sub>, dla konkurencyjnej generacji cena CO<sub>2</sub> musiałaby wynosić 175 USD/Mg CO<sub>2</sub>.

Zastąpienie gazu ziemnego w UGP (7700 MW – 2040 r.) eksploatowanych przez 5600 h rocznie (sprawność 0,6) wodorem wymagałoby 2,16 mln ton wodoru lub 8,83 mln ton amoniaku (zastąpienie 5,184 mln ton gazu ziemnego, 7,77 mld Nm<sup>3</sup>). Praktycznie rzecz biorąc taka transformacja paliwowa do 2040 r. jest niemożliwa do realizacji. Można natomiast wziąć pod uwagę zastąpienie częściowe gazu, kierując się możliwościami wytwarzania wodoru i strukturą jego zastosowania. Oba aspekty mają istotne znaczenie dla oceny zapotrzebowania na wodór w energetyce i w konsekwencji na efektywność dekarbonizacji. Realne możliwości wytwarzania wodoru z OZE w Polsce zostaną omówione poniżej.

## Ogólna charakterystyka technologicznych strategii wytwarzania wodoru

Istnieje kilka ścieżek wytwarzania wodoru, które charakteryzuje zróżnicowana wielkość emisji (w zależności od źródła energii i wykorzystanej technologii), ekonomia oraz różne wymagania materiałowe. Najważniejsze to:

- Wodór elektrolityczny – wodór wytwarzany w procesie elektrolizy wody w elektrolizerze zasilanym energią elektryczną, niezależny od rodzaju źródła energii elektrycznej. Emisja CO<sub>2</sub> w ujęciu całego cyklu życia zależy od sposobu wytwarzania energii elektrycznej zasilającej elektrolizer (Chmielniak T. i Chmielniak T.M. 2020; Komunikat KE... 2020).
- Wodór odnawialny – wodór produkowany w drodze elektrolizy wody w elektrolizerze zasilanym energią elektryczną, gdzie energia ta pochodzi ze źródeł odnawialnych.

Emisja gazów szklarniowych w ujęciu całego cyklu życia dla wodoru odnawialnego jest bliska zeru. Istnieje również możliwość wytwarzania wodoru odnawialnego w procesie biochemicznego przekształcenia biomasy lub w procesie reformingu biogazu. Dużą zaletą tej technologii jest sposobność osiągania bardzo wysokiej czystości wygenerowanego gazu (przynajmniej 99,999%, tzw. wodór 5,0). Dyrektywa RED II promuje zastosowanie takiego wodoru zamiast wodoru otrzymywanego z reformingu parowego gazu ziemnego w rafineriach (PSW 2020).

- ➔ Wodór niskoemisyjny – wodór powstający z konwencjonalnych źródeł energii z wychwytywaniem dwutlenku węgla (np. zgazowanie biomasy z CCS, zgazowanie węgla z CCS, reforming parowy węglowodorów z CCS, elektroliza z wykorzystaniem energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych z CCS) lub z odnawialnych źródeł energii (np. elektroliza z wykorzystaniem energii elektrycznej z OZE) ze znacznym ograniczeniem emisji CO<sub>2</sub> w całym cyklu życia w porównaniu z obecną produkcją wodoru (poniżej 5,8 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>) (Chmielniak T. i Chmielniak T.M. 2020; Komunikat KE... 2020).
- ➔ Wodór z paliw kopalnych – wodór generowany na bazie różnych procesów (w których jako surowce wykorzystuje się paliwa kopalne), takich jak: zgazowanie węgla czy reforming gazu ziemnego. Emisja CO<sub>2</sub> w ujęciu całego cyklu życia dla wodoru z paliw kopalnych jest wysoka. Przy wykorzystaniu gazu ziemnego wynosi powyżej 5,8 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub> i ponad 10 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub> w przypadku kiedy źródłem energii jest węgiel. Wodór z paliw kopalnych stanowi obecnie przeważającą część wytwarzanego wodoru na świecie (aż 76%) (PSW 2020; Chmielniak T. i Chmielniak T.M. 2020).

Obecnie ani wodór odnawialny, ani wodór niskoemisyjny, a szczególnie wodór z paliw kopalnych z sekwestracją CO<sub>2</sub>, nie stanowią dużej konkurencji dla wodoru z paliw kopalnych z uwagi na koszty. Obecna cena wodoru z paliw kopalnych w Unii Europejskiej (w tym w Polsce) kształtuje się na poziomie około 1,5 EUR/kg. Cena ta nie uwzględnia kosztów emisji dwutlenku węgla i w dużym stopniu zależy od ceny gazu ziemnego. Dla porównania cena wodoru z paliw kopalnych z sekwestracją CO<sub>2</sub> i jego składowaniem oscyluje w okolicy 2 EUR/kg, natomiast cena wodoru odnawialnego wynosi około 2,5–5,5 EUR/kg. Wzrost ceny emisji dwutlenku węgla do poziomu 55–90 EUR/Mg (obecna cena około 42 EUR/Mg) umożliwiłby wzrost konkurencyjności ceny wodoru z paliw kopalnych z wychwytem CO<sub>2</sub>. Warto zaznaczyć, że koszty wytwarzania wodoru odnawialnego szybko się obniżają. Od 2010 roku ceny elektrolizerów obniżyły się średnio o 60%, a w perspektywie 2030 roku prawdopodobnie będą dwukrotnie niższe niż obecnie dzięki korzyściom efektu skali. Przewiduje się, że po 2030 roku na obszarach, gdzie cena energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych jest niska, elektrolizery będą stanowić dużą konkurencję dla wodoru z paliw kopalnych. Będzie to stanowić główną siłę napędzającą rozwój technologii wodorowych, także w Polsce (PSW 2020; Komunikat... 2020).

Analiza strategii wodorowych różnych państw wskazuje na poważny globalny potencjał wodoru w 2050 r. nawet do 9000 TWh lub około 270 mln ton wodoru rocznie w 2050 r. (WEC Germany 2020). Jest to ilość równa rocznej energii pierwotnej dostarczanej obecnie na całym świecie ze źródeł odnawialnych. I tak np. przewiduje się, że roczne maksymalne

zużycie wodoru (TWh/rok) w 2050 będzie równe: Niemcy – 380, Wielka Brytania – 270, Australia – 261, Holandia – 215, Kanada – 143.

Rozważane dla UE strategie dotyczące produkcji wodoru identyfikują dwa scenariusze (FCH 2019). Pierwszy z nich opracowano przyjmując założenia:

- nastąpi istotny spadek kosztów produkcji elektrolitycznej i kosztów elektryczności generowanej z OZE,
- występuje istotny potencjał OZE,
- możliwy jest import ciekłego wodoru z regionów o dużym potencjale OZE,
- występuje niska akceptacja technologii CCS z procesów generacji wodoru z paliw kopalnych,
- istnieją korzystne warunki do produkcji lokalnej i świadczenia usług w sieci.

Zgodnie z tym scenariuszem w 2040 r. udział wodoru wytworzonego w procesach elektrolizy (instalacje centralne i regionalne) przekracza 50% zakładanego zapotrzebowania, a w 2050 r. sięga wartości 80%. Pozostałe technologie to reforming parowy (SMR) i reforming autotermiczny metanu (ATR) bez zastosowania CCS (2040 r.: około 10%, 2050 r.: 0%), SMR/ATR z zastosowaniem CCS (2050 r.: około 12%), SMR/ATR biogazu (około 3%) i inne.

W drugim przyjęto następujące założenia:

- w wytwarzaniu wodoru dominować będą technologie reformingu parowego oraz autotermicznego gazu, jako najbardziej efektywne ekonomicznie,
- występuje wysoka akceptacja (polityczna i społeczna) technologii CCS z procesów generacji wodoru z paliw kopalnych,
- elektrolityczna produkcja wodoru to głównie instalacje lokalne sprzęgnięte bezpośrednio z wyciami OZE.

Dla tego scenariusza w 2040 r. zakładany udział wodoru wytworzonego w procesach elektrolizy (instalacje centralne i regionalne) jest rzędu 10%, a w 2050 r. ma wynosić ponad 15%. Główne technologie to: SMR/ATR bez CCS (2040 r.: około 35%, 2050 r.: 0%), SMR/ATP z CCS (2040 r.: 35%, 2050 r.: około 80%).

Ważne jest pytanie, który scenariusz jest najprawdopodobniejszy w Polsce. Biorąc pod uwagę obecny potencjał OZE oraz przewidywany ich rozwój do 2040 r., wydaje się, że elektrolityczna produkcja wodoru w Polsce będzie bliższa scenariuszowi 2. Trudno natomiast przesądzić, jakie będzie upowszechnienie innych technologii wytwarzania, zwłaszcza trudno ocenić udział CCS. Taki wniosek wydaje się spójny z danymi zawartymi w (HC 2017a; FCH 2019). Wynika z nich zależność między udziałem OZE w wytwarzaniu elektryczności w systemie elektroenergetycznym a tą jej częścią, która może być przeznaczoną do produkcji wodoru. I tak przy 70% udziale OZE w systemie wytwarzania średnio 5% stanowić może energię napędową elektrolizy i odpowiednio dla 80% – 10%, 90% – 15%. Polskim scenariuszom miksu energetycznego w 2030 r. (S1 – 32% wytwarzania elektryczności z OZE, S2 – 29%), 2040 r. (S1 – 40%, S2 – 36%) odpowiada zgodnie z tą analizą 1–1,2% wyprodukowanej elektryczności, czyli około 2–3 TWh, na produkcję wodoru. Tej wartości energii napędowej odpowiada produkcja 35–50 tys. ton wodoru rocznie. W Polskiej Strategii Wodorowej założono, że w 2030 r. moc zainstalowanych elektrolizerów będzie wynosić 2 GW. Jeśli przyjąć w 2030 roku produkcję wodoru z OZE na poziomie 35 tys. Mg, to zainstalowana moc 2 GW będzie wykorzystywana w granicach 1000 h w ciągu roku. Fakt ten zwraca uwagę



na konieczność koordynacji zamierzeń dotyczących wytwarzania wodoru z możliwościami pozyskania energii napędowej z OZE.

Przewidywany zakres wykorzystania wodoru w całej gospodarce UE zarysowano w dwóch scenariuszach (FCH 2019). W pierwszym z nich, opracowanym przy założeniu *Business as usual*, przewiduje się 4% udział wodoru w końcowym zużyciu energii w 2030 r. (481 TWh) oraz 8% w 2050 r. (780 TWh). Drugi określany jako ambitny zakłada odpowiednio 6% (665 TWh) i 24% (2251 TWh).

Zakładając że w 2040 r. będziemy produkować 50 tys. Mg wodoru zielonego i kierując się scenariuszem ambitnym scharakteryzowanym wyżej, w sektorze 1 do wykorzystania jest  $0,05 \times 50$  tys. Mg, czyli 2,5 tys. Mg (około 30 mln Nm<sup>3</sup>) wodoru. To niewielka ilość wodoru. Moc ogniów paliwowych pracujących przez 1000 h rocznie odpowiadająca tej ilości wodoru to około 40 MW.

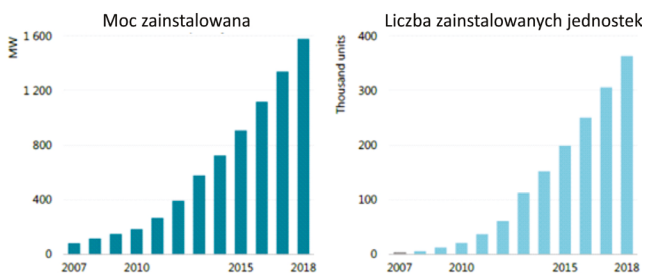
### Uwagi dotyczące stanu technologii wykorzystania wodoru w energetyce

Wodór może być wykorzystywany nie tylko w ogniach paliwowych, spalany (współspalany) w silnikach tłokowych, ale także wykorzystywany jako paliwo podstawowe w turbinach gazowych. Badania procesów spalania paliw o zwiększonym udziale wodoru prowadzone są głównie w związku z przygotowaniem nowej klasy turbin gazowych w układach gazowo-parowych zintegrowanych ze zgazowaniem węgla. Program Departamentu Energii (DOE) USA *Advanced Hydrogen Turbine Development Program* (AHTD 2009; Bradley i Fadok 2009; Bradley i Marra 2012) zakłada osiągnięcie wzrostu sprawności układu gazowo-parowego o 3–5%, zmniejszenie kosztów inwestycyjnych o 20–30% oraz zmniejszenie poziomu emisji NO<sub>x</sub> do 2 ppm (15% O<sub>2</sub>). W realizacji projektu uzyskano stabilność spalania (technologia wstępnej homogenizacji mieszanki) paliwa z 70% zawartością objętościową wodoru. Ważnym celem projektu jest opracowanie nowych konstrukcji układu łopatkowego o zwiększonej sprawności, intensywności chłodzenia oraz wytrzymałości termicznej. Osiągnięcie zakładanego poziomu emisji tlenków azotu wymaga zastosowania katalitycznej technologii ich redukcji w spalinach. W gazie ze zgazowania węgla zawartość wodoru mieści się zazwyczaj w przedziale 25–25–35% objętościowo. Dla tego poziomu udziału dostępne są konstrukcje dużych mocy (Siemens, MHPS). W przypadku instalacji zgazowania węgla z wychwytem ditlenku węgla, udział wodoru w paliwie przekracza 80%. Opanowanie spalania dla takiego poziomu stężeń wymaga dalszych prac. Obecnie nie ma na rynku turbin gazowych umożliwiających spalanie czystego wodoru. Takie konstrukcje większej mocy są zapowiadane po 2030 (2040) roku. Firma MHPS zapowiada generacje turbin gazowych zasilanych czystym wodorem na 2025 r. Siemens zapowiada osiągnięcie dojrzałości rynkowej przez turbiny dużej mocy spalające czysty wodór w latach 2025–2030 (Thermann 2019). Dyskusję złożonych układów turbin gazowych ze spalaniem tlenowym można znaleźć w (Chmielniak T. i Chmielniak T.M. 2020). Przedmiotem badań są także zagadnienia spalania wodoru (lub jego mieszanin z gazem ziemnym) w komorach spalania turbin małej mocy. Mają one charakter analiz teoretycznych i eksperymentalnych.



## Ogniwa paliwowe

Ogniwa paliwowe – to technologia będąca w ciągłym rozwoju (rys. 1). Dynamicznie wzrasta liczba instalacji i moc zainstalowana (ponad 1,6 GW, w tym tylko około 90 MW na wodorze). Moce jednostkowe zależą od typów ogniwi. Zakres zastosowania obejmuje: instalacje energetyki rozproszonej, instalacje rezerwujące, kogenerację małej mocy oraz transport. Udział w generacji elektryczności wynosi około 0,02%. Przykłady szerszych zastosowań: 59 MW Gyeonggi Green Energy Fuel Cell Park in Hwasung City, South Korea (rys. 2), ENE – Farm (Japonia: 300 tys. instalacji w 2020 r. do 5,3 mln w 2050 r.).



Rys. 1. Wartość mocy zainstalowanej w ogniwach paliwowych i liczba instalacji (IEA 2019)

Fig. 1. Installed capacity and number of installations (IEA 2019)



Rys. 2. Park ogniwi paliwowych Gyeonggi Green Energy o mocy 59 MW w mieście Hwasung w Korei Południowej

Fig. 2. 59 MW Gyeonggi Green Energy fuel cell park in Hwasung City, South Korea

Wybrane dane dotyczące obecnego stanu rozwoju ogniwi paliwowych zawiera tabela 7 (DOE 2015, 2016). Zarys programu i koniecznych badań rozwojowych podano w tabeli 8 (na podstawie (IEA 2019; DOE 2015, 2016)). Wszystkie prognozy wskazują, że główny rozwój nastąpi w obszarze ogniwi polimerowych dla transportu i energetyki oraz ogniwi tlenkowych dla energetyki. Rozwój tych technologii jest ściśle uwarunkowany postępowaniem technologicznym

TABELA 7. Obecny stan rozwoju technologii stacjonarnych ogniw paliwowych (DOE 2015, 2016)

TABLE 7. Current state of development of stationary fuel cell technology (DOE 2015, 2016)

Technologia	Moc	Sprawność	Początkowe nakłady inwestycyjne	Żywotność (trwałość)	Stan rozwoju technologii
Alkaliczne ogniwa paliwowe	do 250 kW	około 50% (HHV)	200–700 USD/kW	5–8 tys. h	wstępne stadium rynkowe
Polimerowe ogniwa stacjonarne	0,5–400 kW	32–49% (HHV)	3 000–4 000 USD/kW	60 tys. h	wstępne stadium rynkowe
Ogniwa tlenkowe	do 200 kW	50–70% (HHV)	3 000–4 000 USD/kW	do 90 tys. h	instalacje demonstracyjne
Ogniwa fosforanowe	do 11 MW	30–40% (HHV)	4 000–5 000 USD/kW	30–60 tys. h	dojrzały do wdrożenia
Ogniwa węglanowe	kW– szeregu MW	ponad 60% (HHV)	4 000–6 000 USD/kW	20–30 tys. h	wstępne stadium rynkowe
Polimerowe ogniwa transportowe	80–100 kW	do 60% (HHV)	około 500 USD/kW	do 5 tys. h	wstępne stadium rynkowe

TABELA 8. Zakres koniecznych badań ogniw paliwowych (IEA 2015, DOE 2015, 2016)

TABLE 8. Scope of fuel cell testing needed (IEA 2015, DOE 2015, 2016)

Rodzaj ognia	Zakres i rodzaj badań	Okres realizacji
Ogniwa paliwowe – zagadnienia ogólne	Optymalizacja zarówno kosztów inwestycyjnych jak i sprawności. Sprawność jest kluczowym parametrem dla zastosowań stacjonarnych.	do 2025 r.
Ogniwa polimerowe do zastosowań transportowych	Zmniejszenie rzeczywistych kosztów produkcji do poziomu poniżej 500 USD za kW poprzez optymalizację produkcji i zmniejszenie zapotrzebowania na metale szlachetne, zachowując żywotność co najmniej 5 000 godzin. Zmniejszenie wrażliwość na zanieczyszczenia wodoru.	do 2025 r.
Ogniwa polimerowe do zastosowań stacjonarnych	Zmniejszenie nakładów inwestycyjnych do poziomu poniżej 800 USD za kW, redukując jednocześnie koszty stosu i koszt całej instalacji. Zwiększenie sprawności systemu, do co najmniej 50%. Zwiększenie żywotności do ponad 80 000 godzin. Zmniejszenie wrażliwości na zanieczyszczenia wodoru. Sprawdzenie budowy dużych stosów. Osiągnięcie skali megawatów.	2025–2030
Ogniwa alkaliczne	Zwiększenie żywotności technicznej do ponad 10 000 godzin	2025–2030
Ogniwa tlenkowe	Zwiększenie żywotności modułów w rzeczywistych warunkach na pracy przy akceptowalnej degradacji do ponad 50 000 godzin. Poprawa elastyczności operacyjnej. Zmniejszenie kosztów inwestycyjnych do poziomu poniżej 2 000 USD za kW.	2025–2035

nym w procesach wytwarzania wodoru, szczególnie zaś z wykorzystaniem OZE. Dane dotyczące instalacji demonstracyjnych i programów rozwojowych w różnych obszarach zastosowań ogniw zawierają między innymi opracowania i dane firmowe (Kupecki 2018; DOE 2014; Popov i Baldynov 2018; Bischoff 2006, BPS 2015; Hydrogenics 2014).

Należy zaznaczyć, że istnieje możliwość produkcji stosów według krajowych koncepcji konstrukcyjnych.

### Układy kogeneracyjne z ogniwami paliwowymi

Głównym kryterium podziału instalacji kogeneracyjnych (CHP) wykorzystujących ogniwa paliwowe jest moc elektryczna ogniwa. Wyróżnia się (FCH 2015):

- Micro-CHP: Zastosowanie: domy jednorodzinne,
- Mini-CHP: Zastosowanie: domy wielomieszkaniowe,
- CHP<sub>bup</sub>: Zastosowanie: budynki użyteczności publicznej,
- CHP<sub>gen.rozp</sub>: Zastosowanie: generacja rozproszona,
- CHP<sub>przem</sub>:
  - 1. Paliwo – gaz ziemny: Zastosowanie w różnych gałęziach przemysłu;
  - 2. Paliwo – gaz ziemny/biogaz: Zastosowanie – przemysł spożywczy (np. browary), oczyszczanie ścieków i inne.

Zakłada się, że w procesie doskonalenia uzyska się parametry:

- A. Sprawność ogólna (stopień wykorzystania paliwa): 88% (95%), B. Sprawność elektryczna: 36% (42%), C. Trwałość – dwukrotna zmiana ogniwa paliwowego w ciągu 10 lat (jedna zmiana w ciągu 15 lat);
- A. Sprawność ogólna (stopień wykorzystania paliwa): 87% (98%), B. Sprawność elektryczna: 50% (60%), C. Trwałość – jednokrotna zmiana ogniwa paliwowego w ciągu 10 lat (jedna zmiana w ciągu 17 lat);
- A. Sprawność ogólna (stopień wykorzystania paliwa): 85% (99%), B. Sprawność elektryczna: 53% (65%), C. Trwałość – dwukrotna zmiana ogniwa paliwowego w ciągu 10 lat (jedna zmiana w ciągu 20 lat);
- A. Sprawność ogólna (stopień wykorzystania paliwa): 76% (85%), B. Sprawność elektryczna: 46% (55%), C. Trwałość – bez danych
- A. Sprawność ogólna (stopień wykorzystania paliwa): 80% (83%), B. Sprawność elektryczna: 49% (52%), C. Trwałość – trzykrotna zmiana ogniwa paliwowego w ciągu 16 lat (trzykrotna zmiana w ciągu 17 lat);
- A. Sprawność ogólna (stopień wykorzystania paliwa): 81% (85%), B. Sprawność elektryczna: 46% (50%), C. Trwałość – trzykrotna zmiana ogniwa paliwowego w ciągu 17 lat (trzykrotna zmiana w ciągu 18 lat).

Na rynku dostępne są dla mieszkalnictwa jednorodzinnego instalacje mikrokogeneracyjne (Micro-CHP) o mocach (parametry dotyczą modułu ogniwa, nie obejmują dodatkowych urządzeń np. kotłów gazowych do pokrywania obciążeń szczytowych):

- instalacje firmy HEXIS, sprawność ogólna 90%, sprawność elektryczna: 30–35% – ogniwo SOFC;

- instalacje firmy Buderus (FC 10), sprawność ogólna 90%, sprawność elektryczna: 45% – ogniwo SOFC;
- instalacje firmy Viessmann (Vitovalor 300 – P), sprawność ogólna 90%, sprawność elektryczna: 37% – ogniwo PEM;
- instalacje firmy Vaillant, sprawność ogólna 90%, sprawność elektryczna: 31% – ogniwo PEM;
- instalacje firmy CFCL, sprawność ogólna 80%, sprawność elektryczna: 60% – ogniwo SOFC.

Podobne zróżnicowanie dotyczyć może Mini – CHP: instalacje firmy Vaillant, sprawność ogólna 88%, sprawność elektryczna: 30% – ogniwo PEM; instalacje firmy Bosch, sprawność ogólna 80%, sprawność elektryczna: 29% – ogniwo PEM).

Wszystkie przedstawione instalacje są zasilane gazem ziemnym. Konieczna jest adaptacja dla wprowadzenia wodoru.

### Układy hybrydowe małej mocy

Przez układy hybrydowe należy rozumieć głównie instalacje turbin gazowych sprzężonych z ogniwami paliwowymi (Chmielniak T. i Chmielniak T.M. 2020; Chmielniak 2021). Należy oczekiwać, że w najbliższym czasie dostępne będą typoszeregi układów hybrydowych: ogniwo-mikroturbina gazowa o mocach w zakresie 250 kW do 1 MW (np. System *Megamie* firmy Mitsubishi Power System). Szersze upowszechnienie może nastąpić w okresie 2030–2040. Do tej klasy technologii zaliczamy także instalacje zintegrowane ze zgazowaniem biomasy i odpadów z separacją wodoru (Chmielniak T. i Chmielniak T.M. 2020; Primus i in. 2021).

### Technologie metanizacji

Proces metanizacji, prowadzący do produkcji syntetycznego gazu ziemnego z CO<sub>2</sub> i CO przy wykorzystaniu wodoru, jest znany od ponad 100 lat i powszechnie wykorzystywany w przemyśle chemicznym (np. przy produkcji amoniaku), czy też w procesach rafineryjnych (do usuwania śladowych ilości CO). Jednakże, odkąd wzrosło zainteresowanie produkcją SNG proces metanizacji istotnie zyskała na znaczeniu.

Przykładem komercyjnie dostępnego reaktora metanizacji jest technologia TREMP<sup>TM</sup> (*Topsoe Recycle Energy-efficient Methanation Process*) (Kopyscinski i in. 2010). Do innych technologii wykorzystujących reaktory ze złożem stałym należą np. proces Lurgi, HICOM, Linde, RMP czy ICI/Koppers. Reaktory fluidalne w praktyce były do tej pory rzadziej wykorzystywane, przede wszystkim w projektach badawczych, takich jak Bureau de Mines, Bi-Gas czy Comflux (Kopyscinski i in. 2010; Sudiro i Bertucco 2007).

W istniejących instalacjach SNG jest najczęściej produkowany z biogazu (będącego produktem fermentacji metanowej biomasy), rzadziej niż z gazu syntezowego (będącego produktem zgazowania biomasy). Większość projektów dotyczących procesu metanizacji CO<sub>2</sub> to stosunkowo nowe układy. Duża ich część to projekty realizowane w Niemczech.

Jedną z największych pracujących obecnie instalacji metanizacji CO<sub>2</sub> i wodoru z procesu elektrolizy jest projekt Audi e-gas w Werlte. Instalacja produkuje rocznie około 1000 ton syntetycznego gazu, który jest zatłaczany do sieci gazowej. Największym obecnie układem do produkcji biometanu jest instalacja powstała w ramach projektu GOBI-GAS, realizowanego w Goteborgu (Szwecja) (Thunman red. 2018), która wykorzystuje układ zgazowania biomasy i proces metanizacji, produkując 20 MW biometanu. Inny projekt, w którym z gazu pochodzącego ze zgazowania produkowany jest syntetyczny gaz ziemny, realizowany jest w ramach istniejącego układu zgazowania biomasy w Gussing w Austrii. Do istniejącego układu dobudowano instalację metanizacji produkującą RNG o mocy 1 MW.

Warto zwrócić również uwagę na krajowy projekt metanizacji realizowany w grupie Tauron, polegający na metanizacji wodoru wytworzonego w procesie elektrolizy oraz dwutlenku węgla wychwyconego ze spalin bloku węglowego elektrowni Łaziska (Chwoła i in. 2020). Wybrane realizowane projekty wykorzystujące proces metanizacji CO<sub>2</sub> przedstawiono w (Bailera i in. 2017; Rönsch i in. 2016).

## Uwagi końcowe

- Struktura pozyskiwania w Polsce zarówno energii elektrycznej, jak i pierwotnej, istotnie różni się od struktury charakterystycznej dla UE. Istnieje znaczny potencjał jej dywersyfikacji.
- We wszystkich działach energetyki zastosowanie wodoru może ułatwić uzyskanie celów klimatycznych i ekonomicznych (efektywnościowych).
- Ostateczne scenariusze technologiczne wytwarzania wodoru będą zależeć od stanu rozwoju OZE i ekonomiczności poszczególnych rozwiązań. Dwa główne podejścia to: a. technologie wykorzystujące tylko OZE, b. technologie wykorzystujące paliwa kopalne przy zastosowaniu przedsięwzięć separujących ditlenek węgla w tych procesach. W przyjętych strategiach w krajach o mocnej gospodarce dominują OZE wspomagane technologiami wykorzystującymi paliwa kopalne z CCS.
- Ważne jest pytanie, który scenariusz jest najprawdopodobniejszy w Polsce. Biorąc pod uwagę aktualny potencjał OZE oraz przewidywany ich rozwój do 2040 r., wydaje się, że elektrolityczna produkcja wodoru w Polsce z wykorzystaniem OZE nie będzie zbyt wysoka. Założenie 2 GW mocy elektrolizerów w 2030 r. w Polskiej strategii wodorowej jest bardzo (zbyt) optymistyczne (Niemcy 5 GW, Hiszpania 4 GW). Trudno natomiast przesądzić jakie będzie upowszechnienie innych technologii wytwarzania, zwłaszcza trudno ocenić udział CCS.
- W najbardziej optymistycznym scenariuszu sformułowanym dla UE udział wodoru w 2050 w końcowym zużyciu energii wynosi 24% (2251 TWh). Przewidywana struktura jego zużycia to:
  - 112 TWh (około 5%) – wytwarzanie elektryczności, bilansowanie systemu (*power generation, buffering*, sektor 1);
  - 675 TWh (30%) – transport (sektor 2);

- 579 TWh (25,7%) – ogrzewanie i energia dla mieszkalnictwa (*heating, power for buldings*, sektor 3);
- 237 TWh (10,5%) – energia dla procesów przemysłowych (*industry energy*, sektor 4);
- 257 TWh (11,4%) – nowe zastosowania przemysłowe (*new industry feedstock*, sektor 5);
- 391 TWh (17,4%, sektor 6) – istniejące obszary zastosowań przemysłowych (*existing industry feedstock*).

Ten procentowy udział w zakresie sektorów 1 i 3 przeniesiony na grunt Polski można uznać za rozsądny. Aczkolwiek bardzo szkodliwa z ekologicznego punktu widzenia struktura zużycia energii w gospodarstwach domowych w Polsce w chwili obecnej, podpowiada zwiększenie udziału wodoru w tym sektorze.

Ogólnie rzecz biorąc, w energetyce i ciepłownictwie należy rozpatrywać zastosowanie wodoru w następujących obszarach:

- Energetyka średniej i dużej mocy:
  - węglowa: brak uzasadnienia,
  - gazowa średniej mocy: wodór dla mocy szczytowych,
  - gazowa – układy kombinowane: wodór domieszkowy, paliwo syntetyczne, głównie po 2040 r.
- Ciepłownictwo dużej i średniej mocy:
  - elektrociepłownie węglowe: zastąpienie kotłów węglowych kotłami wodorowymi – wymagana analiza ekonomiczna, zakres wykorzystania wodoru ograniczony,
  - elektrociepłownie gazowo-parowe – wodór domieszkowy, paliwo syntetyczne, głównie po 2030 r.
- Układy kogeneracyjne małej mocy, w tym układy hybrydowe:
  - ogniwa paliwowe: wodór (współcześnie możliwa szersza implementacja),
  - układy hybrydowe: turbina gazowa sprzężona z ogniwem paliwowym: wodór – po upowszechnieniu komercyjnych instalacji (2030–2040).
- Inne potrzeby w mieszkalnictwie: częściowe zastąpienie gazu wodorem w przygotowaniu posiłków (wykorzystanie infrastruktury gazowej w mieszkalnictwie) – analiza ekonomiczna i bezpieczeństwa

Stan rozwoju poszczególnych technologii wykorzystania wodoru w energetyce jest zróżnicowany. Stały postęp obserwujemy w rozwoju ogniw paliwowych, turbin gazowych na wodór oraz układów hybrydowych małej mocy. Godne uwagi są postępy w zakresie technologii metanizacji wodoru. Mogą one mieć istotne znaczenie dla upowszechniania technologii wodorowych także w Polsce i spełniać ważną rolę w dekarbonizacji energetyki i całej gospodarki.

## Literatura

- AHTD 2015 – ADVANCED HYDROGEN TURBINE DEVELOPMENT. Final Technical Report. Project Director: John Marra. Report Date: September 30.
- Bailera i in. 2017 – Bailera, M., Lisbona, P., Romeo, L.M. i Espotolero, S. 2017. Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO<sub>2</sub>. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 69, s. 292–312.

- Bischoff M. 2006. Large stationary fuel cell systems: Status and dynamic requirements. *Journal of Power Sources* 154(2), s. 461–466, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2005.10.027.
- BPS 2015. ClearGen. Ballard Power Systems. 23. Hydrogenics 2014. Fuel Cell Megawatt Power Generation Platform. Hydrogenics.
- Bradley, T. i Fadok, J. 2009. Advanced Hydrogen Turbine Development Update. *ASME Paper GT2009-59105*.
- Bradley, T. i Marra, J. 2012. Advanced Hydrogen Turbine Development Update. *ASME Paper GT2012-68169*.
- Chwoła i in. 2020 – Chwoła, T., Spietz, T., Więclaw-Solny, L., Tatarczuk, A., Krótki, A., Dobras, S., Wilk, A., Tchórz, J., Stec, M. i Zdeb, J. 2020. Pilot plant initial results for the methanation process using CO<sub>2</sub> from amine scrubbing at the Łaziska power plant in Poland. *Fuel* 263, 116804.
- Chmielniak, T. 2021. *Technologie Energetyczne*. Warszawa: PWN.
- Chmielniak, T. i Chmielniak, T.M. 2020. *Energetyka wodorowa*. Warszawa: PWN.
- DOE 2014 – Fuel Cell Technologies Market Report. Fuel Cell Technologies Office, U.S. DOE.20. Popov S. i Baldynov O. 2018. The Hydrogen Energy Infrastructure Development I Japan. E3S Web of Conferences 69, 02001 (2018) Green Energy and Smart Grids.
- DOE 2015, 2016 – Hydrogen and Fuel Cell Technologies Program Record.
- FCH 2015 – Advancing Europe’s energy systems: Stationary fuel cells in distributed generation. A study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, DOI: 10.2843/088142.
- FCH 2019 – Hydrogen Roadmap Europe. A Sustainable Pathway for The European Energy transition. Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking 2019, fh.europa.eu
- HC 2017a – Hydrogen scaling up. A sustainable pathway for the global energy transition. Hydrogen Council, Nov.
- HC 2017b – How hydrogen empowers the energy transition. Hydrogen Council.
- IEA 2015 – Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells. International Energy Agency, Paris.
- IEA 2019 – The Future of Hydrogen. International Energy Agency, Paris, June.
- Komunikat KE 2020 – 17 Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów. Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu. Bruksela, dnia 8.7.2020 r. [Online] <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-9390-2020-INIT/pl/pdf> [Dostęp: 24.06.2021].
- Kopyscinski i in. 2010. – Kopyscinski, J., Schildhauer, T.J. i Biollaz, S.M.A. 2010. Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass – A technology review from 1950 to 2009. *Fuel* 89, s. 1763–1783.
- Kupeccki, J. 2018. *Wybrane zagadnienia modelowania matematycznego stosów stałotlenkowych ogniw paliwowych podczas pracy w stanach niestabilnych*. Warszawa: Wyd. Instytutu Technologii Eksploatacji.
- MP 2021 – Polityka Energetyczna Polski do 2040 (PEP2040). *Monitor Polski*, 10 03 2021, poz. 264.
- Primus i in. 2021 – Primus, A., Chmielniak, T. i Rosik-Dulewska, C. 2021. Concepts of energy use of municipal solid waste. *Archives of Environmental Protection* 47(2), s. 70–80.
- PSW 2020 – Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r. Projekt. [Online] <https://www.teraz-srodowisko.pl/media/pdf/aktualnosci/9801-Projekt-Polskiej-Strategii-Wodorowej-do-roku-2030-z-perspektywa-do-2040-r.pdf> [Dostęp: 24.06.2021].
- Rönsch i in. 2016 – Rönsch, S., Schneider, J., Matthischke, S., Schlüter, M., Götz, M. i in. 2016. Review on methanation – From fundamentals to current projects. *Fuel* 166, s. 276–296, DOI: 10.1016/j.fuel.2015.10.111.
- Sudiro, M. i Bertucco, A. 2010. Synthetic Natural Gas (SNG) from Coal and Biomass: a Survey of Existing Process Technologies, Open Issues and Perspectives. Chapter 5 in *Natural Gas*, book Edited by Primoz Potocnik, ISBN 978-953-307-112-1.
- Staffel i in. 2017 – Staffell, I., Dodds, P., Scamman, D., Velazquez, A., Dowell, N.M., Ward, K., Agnolucci, P., Pappageorgiou, L., Shah, N. i Ekins, P. 2017. *The Role of Hydrogen and Fuel Cells in Future Energy Systems*. H2FC Supergen.
- Staffell i in. 2019 – Staffell, I., Scamman, D., Velazquez, A., Balcombe, P., Dodds, P.E., Ekins, P., Shahd, N. i Warda, K.R. The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. *Energy & Environmental Science* 2, DOI: 10.1039/c8ee01157e.
- Thermann, H. 2019. The Contribution of the Siemens HL-Class Gas Turbine to the Energy Transition. *Conference on Research & Development in Power Engineering*, Warszawa.
- Thunman, H. (red.) 2018. Chalmers University of Technology. GoBiGas demonstration – a vital step for a large-scale transition from fossil fuels to advanced biofuels and electrofuels. [Online] [https://www.chalmers.se/SiteCollectionDocuments/SEE/News/Popularreport GoBiGas results highres.pdf](https://www.chalmers.se/SiteCollectionDocuments/SEE/News/Popularreport%20GoBiGas%20results%20highres.pdf) [Dostęp: 02.03.2021].
- WEC Germany 2020 – INTERNATIONAL HYDROGEN STRATEGIES. A study commissioned by and in cooperation with the World Energy Council – Germany. September 2020. [Online] [https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2020/09/WEC\\_H2\\_Strategies\\_finalreport\\_200922.pdf](https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2020/09/WEC_H2_Strategies_finalreport_200922.pdf) [Dostęp: 02.03.2021].



## Potencjał zastosowania wodoru w polskim systemie energetycznym

Słowa kluczowe: zielony wodór, potencjał produkcji zielonego wodoru w Polsce, technologie wodorowe w energetyce

Streszczenie: Realizacja strategii dekarbonizacji polskiej gospodarki wymaga wprowadzenia do eksploatacji nowych technologii energetycznych, w tym technologii wodorowych. W rozdziale zawarto informacje o potencjalnych możliwościach wykorzystania wodoru w procesach generacji elektryczności i ciepła. Struktura pozyskiwania w Polsce zarówno energii elektrycznej, jak i pierwotnej, istotnie różni się od struktury charakterystycznej dla UE. Istnieje znaczny potencjał jej dywersyfikacji. We wszystkich działach energetyki zastosowanie wodoru może ułatwić uzyskanie celów klimatycznych i ekonomicznych (efektywnościowych). Ostateczne scenariusze technologiczne wytwarzania wodoru będą zależeć od stanu rozwoju OZE i ekonomiczności poszczególnych rozwiązań. Ważne jest pytanie, który scenariusz jest najprawdopodobniejszy w Polsce. Biorąc pod uwagę aktualny potencjał OZE oraz przewidywany ich rozwój do 2040 r., wydaje się, że elektrolityczna produkcja wodoru w Polsce z wykorzystaniem OZE nie będzie zbyt wysoka. Założenie 2 GW mocy elektrolizerów w 2030 r. w Polskiej strategii wodorowej jest bardzo (zbyt) optymistyczne (Niemcy 5 GW, Hiszpania 4 GW). Trudno natomiast przesądzić, jakie będzie upowszechnienie innych technologii wytwarzania, zwłaszcza trudno ocenić udział CCS. W najbardziej optymistycznym scenariuszu sformułowanym dla UE udział wodoru w 2050 r. w końcowym zużyciu energii wynosi 24% (2251 TWh) (Hydrogen... 2019). Przewidywana struktura jego zużycia to: 112 TWh (około 5%) – wytwarzanie elektryczności, bilansowanie systemu (*power generation, buffering*, sektor 1); 675 TWh (30%) – transport (sektor 2); 579 TWh (25,7%) – ogrzewanie i energia dla mieszkalnictwa (*heating, power for buildings*, sektor 3); 237 TWh (10,5%) – energia dla procesów przemysłowych (*industry energy*, sektor 4); 257 TWh (11,4%) – nowe zastosowania przemysłowe (*new industry feedstock*, sektor 5); 391 TWh (17,4%, sektor 6) – istniejące obszary zastosowań przemysłowych (*existing industry feedstock*). Ten procentowy udział w zakresie sektorów 1 i 3 przeniesiony na grunt Polski można uznać za rozsądny. Aczkolwiek bardzo szkodliwa z ekologicznego punktu widzenia struktura zużycia energii w gospodarstwach domowych w Polsce w chwili obecnej, podpowiada zwiększenie udziału wodoru w tym sektorze.

## The potential of using hydrogen in the Polish energy system

Keywords: green hydrogen, potential of hydrogen production in Poland, hydrogen technologies in the energy sector

Abstract: The implementation of the strategy of decarbonising the Polish economy requires the introduction of new energy technologies, including hydrogen technologies. This chapter provides information on the potential possibilities of using hydrogen in electricity and heat generation processes. The structure of obtaining both electricity and primary energy in Poland differs significantly from the structure typical for the EU. There is considerable potential for its diversification. In all sectors of the power industry, the use of hydrogen may facilitate the achievement of climate and economic (efficiency) goals. The final technological scenarios for the production of hydrogen will depend on the state of development of renewable energy sources and the cost-effectiveness of individual solutions. The important question is which scenario is most likely in Poland. Taking into account the current potential of renewable energy sources and their expected development until 2040, it seems that electrolytic hydrogen production in Poland using renewable energy sources will not be too high. The assumption of 2 GW of electrolyser capacity in 2030 in the Polish hydrogen strategy is very (too) optimistic (Germany 5 GW, Spain 4 GW). On the other hand, it is difficult to determine what the dissemination of other generation technologies will be, especially it is difficult to assess the share of CCS. In the most optimistic scenario formulated for the EU, the share of hydrogen in 2050 in final energy consumption is 24% (2.251 TWh) (Hydrogen... 2019). The expected structure of its consumption is: 112 TWh (approx. 5%) – electricity generation, system balancing (*power generation, buffering*, sector 1); 675 TWh (30%) – transport (sector 2); 579 TWh (25.7%) – heating and power for buildings (sector 3); 237 TWh (10.5%) – energy for industrial processes (*industry energy*, sector 4); 257 TWh (11.4%) – new industrial applications (*new industry feedstock*, sector 5); 391 TWh (17.4%, sector 6) – existing areas of industrial applications (*existing industry feedstock*). This percentage share in sectors 1 and 3 transferred to Poland can be considered reasonable. Although the structure of energy consumption in households in Poland, which is very harmful from the ecological point of view, suggests an increase in the share of hydrogen in this sector.