

Zielony wodór z OZE w Polsce

Wykorzystanie energetyki wiatrowej i PV do produkcji zielonego wodoru jako szansa na realizację założeń Polityki Klimatyczno-Energetycznej UE w Polsce

RAPORT | 2021

Zielony wodór

z OZE w Polsce

Wykorzystanie energetyki wiatrowej i PV
do produkcji zielonego wodoru jako szansa na realizację
założeń Polityki Klimatyczno-Energetycznej UE w Polsce

© Copyright by Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych,
Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej
Wszelkie prawa zastrzeżone.
Wrocław, październik 2021 r.
ISBN: 978-83-959718-2-2



Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych

Aleja Wiązowa 14, 53-127 Wrocław

biuro@dise.org.pl
www.dise.org.pl



Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej

ul. Langiewicza 14/4, 70-263 Szczecin

biuro@psew.pl
www.psew.pl

Zielony wodór

z OZE w Polsce

Wykorzystanie energetyki wiatrowej i PV
do produkcji zielonego wodoru jako szansa na realizację
założeń Polityki Klimatyczno-Energetycznej UE w Polsce

AUTORZY RAPORTU

Dominik Brodacki
Janusz Gajowiecki
Rafał Hajduk
prof. dr hab. inż. Piotr Kacejko
Szymon Kowalski
dr Ewa Mataczyńska
kmdr por. dr Rafał Miętkiewicz
Remigiusz Nowakowski
Natalia Plaskiewicz
dr hab. Mariusz Ruszel
dr Marcin Sienkiewicz
dr inż. Sławomir Skwierz
Paweł Turowski
dr Anna Witkowska

RECENZENT

prof. dr hab. inż. Konrad Świrski



WROCLAW
Październik 2021

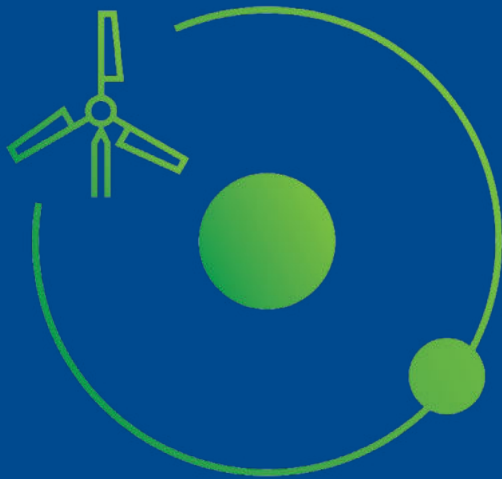
Spis treści

Wstęp	9
Streszczenie	24
1 WPROWADZENIE	26
2 ZIELONY WODÓR – CHARAKTERYSTYKA I UWARUNKOWANIA RYNKOWE	30
2.1 Charakterystyka zielonego wodoru	31
2.2 Przegląd dostępnych i rozwijających się technologii produkcji wodoru wraz z analizą porównawczą emisyjności	32
2.3 Opis rynku zielonego wodoru na świecie oraz w Europie i Polsce	37
2.4 Technologia Power to Gas – podstawowe pojęcia i zależności	41
2.5 Opis wybranych zastosowań przemysłowych wodoru	43
3 OPIS DOKUMENTÓW KSZTAŁTUJĄCYCH ROZWÓJ RYNKU WODORU W UNII EUROPEJSKIEJ I POLSCE	48
3.1 Europejski Zielony Ład	49
3.2 Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu	50
3.3 Dyrektywa w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED II)	51
3.4 Taksonomia Unii Europejskiej	51
3.5 Pakiet <i>Fit for 55</i>	52
3.6 Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030	52
3.7 Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.	53
3.8 Projekt Polskiej Strategii Wodorowej	54
4 ZIELONY WODÓR – UWARUNKOWANIA EKONOMICZNE I BARIERY ROZWOJU	58
4.1 Koszty wytwarzania wodoru	59
4.2 Bariery rozwoju zielonego wodoru	66
4.2.1 Skrócona analiza barier wzdłuż całego łańcucha wartości	71
4.2.2 Możliwe sposoby eliminacji barier	75
5 ENERGETYKA WIATROWA – PRODUKCJA ZIELONEGO WODORU I JEJ WPŁYW NA KRAJOWY SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY	78
5.1 Rola energetyki wiatrowej w polskim miksie energetycznym – perspektywa lat 2030–2040	79
5.2 Magazynowanie energii – warunek konieczny dla zapewnienia bezpieczeństwa elektroenergetycznego w systemach opartych na źródłach odnawialnych	92
5.3 Energetyka wiatrowa i energetyka wodorowa w polskim systemie elektroenergetycznym, perspektywa lat 2030–2040	98
5.4 Inne wybrane problemy i możliwości zastosowania zielonego wodoru w elektroenergetyce	108
5.4.1 Wytwarzanie energii elektrycznej z wykorzystaniem wodoru	108
5.4.2 Zastosowanie wodoru w przesyłach i dystrybucji energii elektrycznej	110

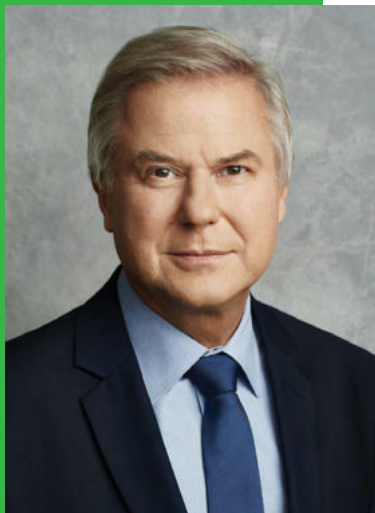
6 ANALIZA EKONOMICZNA PRODUKCJI WODORU Z ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII	114
6.1 Opis rozwiązań technicznych w zakresie wykorzystania zielonego wodoru	115
6.2 Analiza techniczno-ekonomiczna instalacji wytwarzania zielonego wodoru	117
6.2.1 Kluczowe założenia	117
6.2.2 Metodyka	125
6.2.3 Wyniki	126
6.2.4 Determinanty dojścia do opłacalności biznesowej	129
6.3 Opis dostępnych i planowanych środków na rozwój projektów w zakresie zielonego wodoru	130
7 KOŃCOWA PROGNOZA WIELKOŚCI ZAPOTRZEBOWANIA I MOŻLIWOŚCI PODAŻOWYCH POLSKIEJ GOSPODARKI WODOROWEJ	132
7.1 Analiza prognozowanego zapotrzebowania na zielony wodór	133
7.2 Prognoza zapotrzebowania na wodór na lata 2030–2040, z perspektywą 2050 r.	135
7.3 Ocena możliwości podażowych zielonego wodoru w kontekście rozwoju lądowej i morskiej energetyki wiatrowej oraz fotowoltaiki	137
7.3.1 Rok 2030	137
7.3.2 Rok 2040	139
7.3.3 Rok 2050	142
7.3.4 Przewidywany kształt gospodarki wodorowej w Polsce – ujęcie syntetyczne	143
8 PRZEGLĄD WYBRANYCH STRATEGII WDRAŻANIA ZIELONEGO WODORU	144
8.1 Narzędzia polityczne i prawne związane z rozwojem produkcji wodoru i odnawialnych źródeł energii	145
8.2 Strategia wodorowa Unii Europejskiej	145
8.2.1 Unia Europejska – wodór – projektowany system wsparcia – regulacje	146
8.2.2 Wodór odnawialny – prognozowana wielkość produkcji i wsparcie finansowe, odbiorcy końcowi	147
8.3 Strategie wodorowe Republiki Federalnej Niemiec, Japonii i Stanów Zjednoczonych	148
8.3.1 Republika Federalna Niemiec	148
8.3.2 Stany Zjednoczone	150
8.3.3 Japonia	151
9 ZIELONY WODÓR JAKO NARZĘDZIE DEKARBONIZACJI GOSPODARKI – PROBLEMY WYBRANE	152
9.1 Mieszanie wodoru z gazem ziemnym	153
9.2 Transport i dystrybucja mieszanin wodoru	154
9.3 Sektor transportu wodoru oraz węglowodory syntetyczne	155
9.4 Magazynowanie wodoru	156
9.4.1 Węglowodory syntetyczne	157

10 PODSUMOWANIE	158
11 REKOMENDACJE W ZAKRESIE ZMIAN REGULACYJNYCH	162
12 PRZYKŁADOWE PROJEKTY ZWIĄZANE Z PRODUKCJĄ I MAGAZYNOWANIEM WODORU Z OZE	168
12.1 Case study I - Ørsted: W kierunku świata zasilanego wyłącznie odnawialnymi źródłami energii	169
12.1.1 H2RES: wodór paliwem łączącym sieć i transport	170
12.1.2 Oyster: zaprojektowanie elektrolizera do pracy w trudnym środowisku morskim	170
12.1.3 SeaH2Land: największa na świecie elektrownia wodorowa dla przemysłu w Holandii i Belgii	171
12.1.4 DFDS ferry: bezemisyjny statek Kopenhaga-Oslo	172
12.1.5 Green fuels for Denmark	172
12.1.6 Westküste 100: w kierunku bardziej zrównoważonego przemysłu, lotnictwa, budownictwa i ciepłownictwa	172
12.1.7 Ścieżka rozwoju odnawialnego wodoru w Europie	173
12.2 Case study II - PGNiG, Gas Storage Poland: Wykorzystanie magazynów kawernowych – znaczenie dla systemu energetycznego i zakres usług możliwych do świadczenia	174
12.2.1 Transformacja systemu energetycznego a wielkoskalowe magazynowanie energii	174
12.2.2 Magazynowanie energii w podziemnych strukturach geologicznych	175
12.2.3 Kawerny solne najlepszym rozwiązaniem dla wielkoskalowego magazynowania energii	176
12.2.4 Magazynowanie wodoru w Polsce	177
12.2.5 Magazynowanie wodoru – modele biznesowe	178
12.2.6 Projekt H2020 – Wielkoskalowego magazynowania energii w postaci wodoru w kawernach solnych	179
12.2.7 Podsumowanie	180
12.3 Case study III - Transition Technologies: Wsparcie IT dla przemysłu zielonego wodoru w Polsce	181
12.3.1 Wykorzystanie nowoczesnych technologii IT w procesie rozwoju branży zielonego wodoru jako niezbędny element budowania przewag konkurencyjnych	181
12.3.2 Wsparcie procesów technicznych	182
12.3.3 Integracja, akwizycja i walidacja danych procesowych	183
12.3.4 Zarządzanie majątkiem technicznym i wsparcie utrzymania ruchu	183
12.3.5 Przewidywanie oraz wykrywanie stanów niepożądanych infrastruktury	184
12.3.6 Symulacja oraz bieżąca optymalizacja pracy elektrolizera oraz zespołów elektrolizerów	185

12.3.7	Symulacja oraz optymalizacja procesu magazynowania wodoru (również w połączeniu z gazem ziemnym)	185
12.3.8	Symulacja oraz optymalizacja pracy gazowych sieci przesyłowych oraz dystrybucyjnych z rozproszoną produkcją oraz wtłaczaniem wodoru	186
12.3.9	Techniczno-ekonomiczna optymalizacja wykorzystania wyprodukowanego wodoru	186
12.3.10	Wsparcie procesów biznesowych	187
12.3.11	Wsparcie procesów obrotu wodorem	187
12.3.12	Zarządzanie biznesowe usługami przesyłu i magazynowania wodoru	187
12.3.13	Logistyka i dystrybucja wodoru	188
12.3.14	Zarządzanie klastrami energetycznymi oraz rozproszoną generacją wodoru	188
12.3.15	Podsumowanie	189
12.4	Case study IV - Grupa LOTOS: Inicjatywy i projekty wodorowe w Grupie Kapitałowej LOTOS	190
12.4.1	Green H2	190
12.4.2	VETNI	191
12.4.3	IT-BIOGAZ	192
12.4.4	PURE H2	192
12.4.5	HESTOR	193
12.4.6	WOW (Węzeł Odzysku Wodoru)	193
12.5	Case study V - PKN ORLEN: Nisko i zeroemisyjny wodór kluczem do dekarbonizacji Europy Środkowo - Wschodniej	195
13	Spis rysunków	200
14	Spis tabel	203
15	Bibliografia	204
	Autorzy Raportu	213



SŁOWO WSTĘPNE od Prezesa Zarządu Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej prof. Macieja Chorowskiego



W Polskiej Strategii Wodorowej wskazane zostały 3 kluczowe obszary, czyli przemysł, energetyka i transport, 6 konkretnych celów do osiągnięcia oraz 40 zadań, których realizacja pozwoli nam stać się społeczeństwem czerpiącym korzyści z technologii wodorowych. Aby mogło się to stać musimy zadbać o realizację szeregu działań horyzontalnych, w tym m.in. o wypracowanie szerokiego porozumienia na rzecz gospodarki wodorowej z kluczową rolą współpracy administracji centralnej z samorządami i biznesem; tworzenie dobrego klimatu dla tak zwanych kompetencji wodorowych, bez których nie da się także odpowiednio zaplanować prac B+R czy długoterminowych inwestycji.

Wychodząc naprzeciwko kolejnym oczekiwaniom formułowanym m.in. w ramach polityki Europejskiego Zielonego Ładu czy tzw. Fit for 55 musimy też od początku planować, jak nasz pomysł na dekarbonizację i gospodarkę wodorową opierać na **wodorze zielonym**. A to oznacza konieczność definiowania odpowiedzi na szereg kluczowych pytań: jakie są potrzeby polskiego i europejskiego rynku w tym zakresie? Jak zieloną wersję wodoru pozyskiwać na skalę przemysłową, w jakich obszarach elektroenergetyki, gazownictwa, przemysłu czy transportu da się go z pożytkiem i przy racjonalnych nakładach technicznych oraz finansowych wykorzystać. Jakich inwestycji wymaga jego przesył i magazynowanie. Czy wreszcie: jakie parametry ekonomiczne, finansowe musi uwzględniać długoterminowy plan finansowania tego typu strategicznych inwestycji. Na te i wiele innych ważnych pytań odpowiedzi znajdziecie Państwo w niniejszym raporcie.

Zachęcam do lektury i szerokiej dyskusji nad zawartymi w nim rekomendacjami. Wierzę, że konkluzje zainteresują zarówno decydentów jak i świat nauki oraz przemysł, a w dłuższej perspektywie pomogą budować przewagi konkurencyjne na strategicznym, a stale jeszcze otwartym na nowe rozwiązania rynku wodoru.

Maciej Chorowski

*Prezes Zarządu Narodowego Funduszu
Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej*

SŁOWO WSTĘPNE od Prezesa Zarządu Dolnośląskiego Instytutu Studiów Energetycznych Remigiusza Nowakowskiego



Zielona, nowoczesna i konkurencyjna gospodarka w Polsce - czy to możliwe? Myślę, że tak! Ale pod pewnymi warunkami, a przede wszystkim dzięki wykorzystaniu na szeroką skalę „zielonego wodoru” w energetyce, transporcie i przemyśle. Taką tezę postawiliśmy w opracowanym przez multidyscyplinarny zespół autorski raporcie, który oddajemy w Państwa ręce.

Komisja Europejska prezentując Europejski Zielony Ład przedstawiła długoterminową wizję rozwoju Unii Europejskiej do 2050, która dla wszystkich państw członkowskich jest wyzwaniem, ale także szansą na wzrost gospodarczy, rozwój nowych gałęzi przemysłu i co ważne - dokonanie zielonego zwrotu poprzez odejście od energetyki wysokoemisyjnej na rzecz czystej, zielonej i taniej energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych.

Kluczowym elementem transformacji energetycznej jest integracja sektorów (sector coupling), która możliwa będzie tylko dzięki zastosowaniu bezemisyjnych, a najlepiej odnawialnych źródeł energii. Jednym z kluczowych elementów w osiągnięciu tego celu będzie rozwój technologii wytwarzania i zastosowania wodoru w gospodarce.

Wodór może bowiem być wykorzystywany zarówno jako surowiec, paliwo lub nośnik, albo magazyn energii. Komisja Europejska określiła w wydanej w dniu 8 lipca 2020 r. Europejskiej Strategii Wodorowej zarys koniecznych działań, jakie muszą być podjęte w celu umożliwienia rozwoju technologii wodorowej. Jednym z kluczowych założeń jest funkcjonowanie w okresie przejściowym systemu wsparcia dla produkcji wodoru niskoemisyjnego.

W niniejszym raporcie staraliśmy się przedstawić warunki konieczne dla realizacji postulatu „wodoryzacji” polskiej gospodarki. Niewątpliwie kluczowym czynnikiem sukcesu dla tego procesu jest wykorzystanie do produkcji wodoru odnawialnych źródeł energii. W polskich warunkach będzie to oznaczało konieczność szybkiego zwiększenia mocy w elektrowniach wiatrowych na lądzie, budowę morskich farm wiatrowych, a także dalszy rozwój fotowoltaiki. Tylko w ten sposób w perspektywie kolejnych 10-20 lat jesteśmy w stanie zapewnić odpowiednią podaż bezemisyjnego wodoru, który pozwoli skutecznie przeprowadzić proces dekarbonizacji polskiej gospodarki!

Remigiusz Nowakowski

*Prezes Zarządu Dolnośląskiego Instytutu
Studiów Energetycznych*

SŁOWO WSTĘPNE od Prezesa Zarządu Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej Janusza Gajowieckiego



Raport „Zielony wodór z OZE w Polsce” potwierdza nieuchronność rozwoju gospodarki wodorowej jako ważnego elementu dekarbonizacji polskiej energetyki. Aby maksymalnie wykorzystać potencjał podmiotów działających w ramach tego nowopowstającego sektora, potrzebna będzie przemyślana strategia dla gospodarki wodorowej w Polsce, a do tego jasny podział ról i odpowiedzialności. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej jest jednym z sygnatariuszy „Porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce”, które jest pierwszym ważnym krokiem w kierunku rozwoju gospodarki wodorowej w naszym kraju.

Jak wskazuje raport utrzymanie pozycji lidera na tym rynku nie będzie możliwe bez przejścia na zielony wodór na którego unia europejska wykreowała popyt na następne dekady tworząc odpowiednie mechanizmy zachęty i regulacje prawne.

Ważną rzeczą, o której dowiemy się z raportu jest to, że warunkiem nadrzędnym umożliwiającym rozwój gospodarki opartej o zielony wodór jest dostęp do odpowiednich mocy zainstalowanych w OZE. Aby to było możliwe, w 2040 roku generacja OZE powinna wielokrotnie wzrosnąć – tu raport wskazuje o ile konkretnie. Istotne to jest z perspektywy rządu który planując przyszły miks energetyczny powinien uwzględnić rosnące potrzeby gospodarki na zielony wodór i jego kluczową rolę w KSE.

Dla pełnego wykorzystania korzyści płynących z przechodzenia na gospodarkę wodorową niezbędne jest zapewnienie odpowiedniej podaży energii elektrycznej w tym źródłach. Raport jednoznacznie wskazuje w pierwszej kolejności na najtańszą energetykę wiatrową oraz uzupełniające ją źródła fotowoltaiczne jako naturalny wybór dla procesu produkcji zielonego wodoru.

Raport pokazał też, że tempo rozwoju rynku wodoru uzależnione będzie od dostosowania regulacji prawnych i norm rynkowych, które powinny nie tylko umożliwiać względnie łatwe skalowanie technologii wodorowych, ale również przyczynić się do powstania oczekiwanych bodźców do korzystania z rozwiązań wykorzystujących wodór. Takie propozycje ujęte są również w opracowaniu. Dlatego zapraszam do tej ciekawej i niezwykle merytorycznej lektury!

Janusz Gajowiecki

Prezes Zarządu Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej

O PARTNERACH

PARTNERZY STRATEGICZNI



Bank Gospodarstwa Krajowego

Bank Gospodarstwa Krajowego to państwowy bank rozwoju, jedyna taka instytucja w Polsce. BGK wspiera zrównoważony rozwój społeczno-gospodarczy kraju. Jego działania wpływają na powstawanie miejsc pracy, budowę mieszkań, rozwój infrastruktury i poprawę jakości powietrza. Bank dba o przyszłe pokolenia - buduje kapitał społeczny, rozwija przedsiębiorczość i zapewnia odpowiedzialne finansowanie. Jest obecny w każdym regionie Polski, a także a granicą - ma swoje przedstawicielstwa w Brukseli, Londynie, Frankfurtu nad Menem i Amsterdamie. BGK wspiera eksport i ekspansję zagraniczną polskich firm. Jest pomysłodawcą, współzałożycielem i głównym udziałowcem Funduszu Trójmorza, który inwestuje w infrastrukturę transportową, energetyczną i cyfrową w krajach regionu Trójmorza. BGK, poprzez współpracę z biznesem, sektorem publicznym i instytucjami finansowymi, odpowiada na potrzeby gospodarki oraz podejmuje szereg inicjatyw promujących zrównoważony rozwój.



Hynfra

Hynfra prowadzi działalność w obszarze rozwoju infrastruktury zielonego wodoru.

Zespół specjalistów Hynfry posiada kompetencje potrzebne do opracowania i zaprojektowania najbardziej wydajnych i efektywnych kosztowo instalacji wchodzących w skład łańcucha technologii wodorowych znajdujących zastosowanie w dekarbonizowanej gospodarce.

Przeprowadzamy procesy generalnego wykonawstwa realizując projekty "pod klucz".

Wspieramy inwestorów w kwestiach obsługi i utrzymania procesów technologicznych na nowych instalacjach, jak również w zakresie sprzedaży zielonego wodoru oraz tlenu medycznego.

Spółka aktywnie rozwija technologie wykorzystania zielonego wodoru w wysokosprawnej kogeneracji. Wspomagamy rozwój rynku dostarczając naszym partnerom dedykowane dla ich procesów kompleksowe technologie wodorowe, współpracując przy tym z najlepszymi dostawcami z Europy, Azji i USA. Świadczymy również usługi konsultingowe w zakresie studiów wykonalności projektów opartych na zielonym wodorze.



Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej powstał w 1989 roku, w okresie przemian ustrojowych, jako pierwsza tego typu instytucja publiczna na świecie. Zachowując swój wyjątkowy charakter w skali świata, Narodowy Fundusz od ponad 30 lat nieprzerwanie pełni ważną rolę w realizacji polityki ekologicznej państwa. Dzięki stabilnym przychodom, kompetentnym i doświadczonym kadrom

PARTNERZY STRATEGICZNI

oraz wypracowanym formom współpracy z beneficjentami, NFOŚiGW jest głównym ogniwem polskiego systemu finansowania ochrony środowiska i gospodarki wodnej, dysponując największym potencjałem finansowym w tej sferze.

Z udziałem Narodowego Funduszu realizowane są różnorodne inwestycje proekologiczne, zwłaszcza te największe, także najbardziej innowacyjne, często o znaczeniu strategicznym dla kraju.

Dotychczas NFOŚiGW przeznaczył ponad 270 mld zł na ochronę środowiska i gospodarkę wodną, z czego ponad 2/3 stanowiły środki własne, a pozostałą kwotę środki zagraniczne, głównie z Unii Europejskiej. Łącznie podpisano ponad 125 tys. umów z beneficjentami. Wspierając konsekwentnie ekorozwój Polski, Narodowy Fundusz oferuje pożyczki, dotacje oraz inne formy dofinansowania projektów realizowanych m.in. przez samorządy, przedsiębiorstwa, podmioty publiczne, placówki edukacyjne i naukowo-badawcze, organizacje społeczne.

Narodowy Fundusz to Instytucja Wdrażająca dla I i II osi priorytetowej unijnego Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020, którego zasadniczym celem jest wspieranie gospodarki efektywnie i przyjaźnie wykorzystującej zasoby środowiska, na które przeznaczono 4,8 mld euro.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

02-673 Warszawa, ul. Konstruktorska 3A

Tel. (+48-22) 45 90 100

e-mail: fundusz@nfosigw.gov.pl, www.gov.pl/nfosigw



Grupa ORLEN

Grupa ORLEN jest jedną z największych firm w EŚW pod względem przychodów według raportu CEE TOP 500 publikowanego przez Coface.

Zgodnie ze Strategią do 2030 roku, kluczowym celem Koncernu jest bycie regionalnym liderem w zakresie transformacji energetycznej, budowa nowych mocy energetycznych ze źródeł odnawialnych oraz realizacja procesu dekarbonizacji, przy równoczesnym zachowaniu efektywności operacyjnej i siły finansowej w ramach tradycyjnych segmentów działalności.

Grupa ORLEN, konsekwentnie dywersyfikuje swoją działalność w kierunku koncernu multienerygetycznego, czego elementem było przeprowadzenie procesu akwizycji Grupy Energa w 2020 roku, jednego z największych producentów i dostawców energii elektrycznej w Polsce oraz kontynuacja prac w zakresie pozostałych celów akwizycyjnych (PGNiG, Grupa LOTOS).

Podstawowym przedmiotem działalności Grupy ORLEN jest produkcja i dystrybucja energii elektrycznej, przerób ropy naftowej oraz produkcja paliw, towarów petrochemicznych i chemicznych, a także sprzedaż produktów Grupy na rynku detalicznym i hurtowym. Grupa ORLEN prowadzi poszukiwania, rozpoznawanie i wydobywanie węgla kamiennego. Jest też jednym z największych w Polsce dystrybutorów energii elektrycznej. Zarządza ponad 2,8 tys. stacji paliw.

PARTNERZY STRATEGICZNI



Ørsted

W 2021 roku, po raz trzeci z rzędu, firmę Ørsted uznano za najbardziej zrównoważony koncern energetyczny na świecie, w rankingu Corporate Knights, obejmującym 100 globalnych korporacji. Firma znajduje się także CDP Climate Change A List, potwierdzając tym samym swój status światowego lidera w działaniach na rzecz ochrony klimatu.

Wizja Ørsted to świat zasilany wyłącznie zieloną energią. Duński koncern działa na kilkunastu globalnych rynkach, od Europy, przez Azję i Pacyfik, na Ameryce Północnej kończąc. W jej portfolio znajduje się 12 GW mocy odnawialnych, z czego 7,6 GW w 28 morskich farmach wiatrowych. Dzięki wartym 350 mld duńskich koron inwestycjom, z których ok. 80% pójdzie na morską energetykę wiatrową i zielony wodór, w 2030 r. Ørsted będzie posiadał 50 GW mocy z OZE, z czego 30 GW z morskich farm wiatrowych.

Polska jest jednym z kluczowych rynków dla Ørsted, na którym firma działa od 10 lat, zatrudniając dziś ok. 250 osób. Firma Ørsted już znacząco inwestuje w morską energetykę w polskiej części Morza Bałtyckiego rozwijając wspólnie z PGE 2,5 GW mocy z Morskiej Farmy Wiatrowej Baltica w ramach pierwszej fazy rozwoju rynku MEW. Aby jeszcze mocniej wesprzeć niskoemisyjną transformację kraju, Ørsted w drugim etapie rozwoju polskiego rynku MEW tworzy partnerstwo z kolejnym lokalnym podmiotem - ZE PAK, który rozpoczął realizację ambitnej strategii odchodzenia od węgla do 2030 r. i inwestowania w OZE. Więcej o Ørsted przeczytasz na Orsted.com, a o działaniach Ørsted w Polsce - na: orsted.pl



PGNiG

PGNiG SA jest spółką giełdową zajmującą się poszukiwaniami i wydobyciem gazu ziemnego oraz ropy naftowej, importem gazu, a także, poprzez kluczowe spółki, magazynowaniem, sprzedażą, dystrybucją paliw gazowych i płynnych oraz produkcją ciepła i energii elektrycznej.

GK PGNiG pełni kluczową rolę na polskim rynku gazu i jako lider odpowiada za utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego kraju. W tym celu podejmuje niezbędne działania, które mają za zadanie zaspokoić systematycznie rosnące zapotrzebowanie na paliwo gazowe. GK PGNiG zapewnia dywersyfikację dostaw poprzez wydobycie złóż krajowych oraz import ze źródeł zewnętrznych. W Polsce PGNiG jest największym importerem i dostawcą gazu ziemnego. PGNiG rozpoczęło programy badawcze mające na celu rozwój paliw alternatywnych i docelowo włączenie ich do oferty sprzedażowej. Grupa PGNiG chce zaangażować się w wykorzystanie biometanu oraz magazynowanie i dystrybucję wodoru, a także poszerzać kompetencje w obszarze wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w oparciu m.in. o farmy fotowoltaiczne.

PGNiG SA posiada oddziały i przedstawicielstwa w Rosji, Belgii, Pakistanie, na Białorusi i Ukrainie. Jest również jedynym właścicielem spółki PGNiG Upstream Norway AS, która prowadzi działalność w zakresie poszukiwania i eksploatacji złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym i Morzu Norweskim.



TAURON Polska Energia

TAURON Polska Energia jest spółką holdingową w grupie kapitałowej, która zajmuje się wytwarzaniem, dystrybucją i sprzedażą energii. Grupa TAURON jest jednym z najważniejszych podmiotów gospodarczych i największym dystrybutorem energii elektrycznej w Polsce. Od 2019 roku, Grupa realizuje strategię Zielonego Zwrotu nakierowaną na zwiększenie źródeł niskoemisyjnych w miksie wytwórczym, inwestycje w modernizację sieci dystrybucyjnych oraz rozwój ekologicznych produktów i usług dla klientów.

Od 2010 r. akcje TAURONA notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie m.in. w indeksach WIG20 i WIG30. Spółka wchodzi w skład indeksu spółek odpowiedzialnych społecznie – RESPECT Index.

PARTNERZY GŁÓWNI



więcej niż prawo

Kancelaria Domański Zakrzewski Palinka

Kancelaria Domański Zakrzewski Palinka jest największą, niezależną polską kancelarią prawniczą. Tworzy ją zespół ponad 180 ekspertów doradzających w ramach 9 praktyk i 40 specjalizacji. Posiadamy biura w Warszawie, Poznaniu i Wrocławiu. Naszymi klientami są zarówno polskie, jak i zagraniczne przedsiębiorstwa oraz inwestorzy reprezentujący niemal wszystkie gałęzie gospodarki. Doradcy DZP są regularnie nagradzani i rekomendowani w krajowych, jak również w międzynarodowych opiniotwórczych rankingach branżowych. DZP ma rozległą sieć powiązań oraz relacji z kancelariami zagranicznymi i firmami doradczymi działającymi w ponad 90 krajach. W ramach kancelarii DZP działa zespół zapewniający kompleksową obsługę prawną dla podmiotów działających w sektorze energetyki odnawialnej, konwencjonalnej i jądrowej, dla spółek z branży kogeneracyjnej i ciepłowniczej oraz podmiotów działających w sektorze gazowym oraz paliw płynnych, w tym dla wiodących krajowych i międzynarodowych koncernów energetycznych.



EDP Renewables

EDP Renewables (Euronext: EDPR) jest światowym liderem w sektorze energii odnawialnych i czwartym co do wielkości producentem energii ze źródeł odnawialnych na świecie. EDPR dysponuje solidnym procesem rozwoju, najwyższej klasy aktywami oraz zdolnością operacyjną lidera rynkowego. W ciągu ostatnich lat EDPR odnotował wyjątkowy rozwój i dziś jest obecny na 17 rynkach międzynarodowych (Belgia, Brazylia, Kanada, Kolumbia, Francja, Grecja, Włochy, Meksyk, Polska, Portugalia, Rumunia, Hiszpania, Węgry, Chile, Wietnam, Wielka Brytania i Stany Zjednoczone).

Eurowind Energy™

Eurowind Energy

Eurowind Energy A/S to firma z siedzibą w Danii, Hobro. Firma powstała w 2006 roku i rozpoczęła swoją działalność od budowy parku wiatrowego w Danii oraz zakupu kilku projektów gotowych do budowy w Niemczech. Dzisiaj firma stała się jedną z największych deweloperów, właścicieli i operatorów farm wiatrowych i fotowoltaicznych w Danii oraz Europie. Spółka rozwinęła swoją działalność w takich krajach europejskich jak Polska, Rumunia, Szwecja, Francja, Portugalia i wiele innych.

W ostatnim czasie dodała do swojego portfolio Stany Zjednoczone z dużymi parkami słonecznymi, których budowa rozpocznie się w przyszłym roku.

Eurowind Energy A/S w 2021 roku może pochwalić się portfolio składającym się z ponad 650 MW projektów w budowie (obecnie montaż turbin wiatrowych odbywa się między innymi w Polsce, Niemczech, Anglii, Szwecji, Włoszech, Danii) i jako aktywa operacyjne oraz 18GW projektów na etapie rozwoju. Obecnie w Polsce funkcjonuje 8 parków wiatrowych, 15 projektów znajduje się w budowie, a 19 jest na etapie deweloperskim.

PARTNERZY GŁÓWNI



LOTOS

LOTOS to polska grupa kapitałowa, której działalność ma strategiczne znaczenie dla krajowego i europejskiego bezpieczeństwa w sektorze energii oraz polskiej gospodarki. LOTOS wydobywa gaz ziemny i ropę naftową w Polsce, Norwegii oraz na Litwie. Należy do niego, zlokalizowana w Gdańsku, jedna z najnowocześniejszych europejskich rafinerii, gdzie surowiec przerabiany jest głównie na wysokiej jakości paliwa, w tym paliwa premium – LOTOS Dynamic. LOTOS to także sieć ponad 510 stacji paliw, dogodnie zlokalizowanych przy autostradach i drogach ekspresowych, we wszystkich aglomeracjach i wielu miejscowościach na terenie całego kraju. LOTOS, jako sprzedawca detaliczny i hurtowy, zaopatruje w paliwa blisko 1/3 polskiego rynku. Zajmuje też pozycję drugiego przewoźnika kolejowego w kraju. LOTOS to także czołowy producent asfaltów drogowych, olejów silnikowych oraz smarów do samochodów, samolotów, pociągów, statków, a nawet pojazdów techniki wojskowej.



POLENERGIA

Jesteśmy największą polską prywatną grupą energetyczną. Naszą misją jest aktywne wspieranie transformacji polskiego rynku energetycznego poprzez rozwój gospodarki niskoemisyjnej, czystych i odnawialnych źródeł energii, a także dążenie do osiągnięcia w 2050 roku neutralności klimatycznej w Unii Europejskiej.

Nasi klienci to duże, średnie i małe przedsiębiorstwa oraz odbiorcy indywidualni dostrzegający wyzwania przyszłości - w tym konieczność zmiany sposobu korzystania z energii. Dlatego już teraz dostarczamy im energię z przyszłości, czyli ekosystem innowacyjnych rozwiązań oparty całkowicie na czystej i zielonej energii odnawialnej. Jako pierwsza firma w Polsce wprowadziliśmy nowy standard Energia 2051 zgodny z wytycznymi Green Deal, który wyprzedza rynek o 30 lat.

Współpracujemy z wytwórcami OZE. Wspieramy wszystkich klientów merytoryczną wiedzą oraz świadczymy im kompleksowo niezbędne usługi.

Strategicznymi projektami realizowanymi przez Grupę są: budowa farm wiatrowych na Bałtyku o mocy 3000 MW oraz rozwój projektów produkcji zielonego wodoru.

<https://polenergia.pl>

PARTNERZY BRANŻOWI

**DNV**

DNV jest niezależnym ekspertem w zakresie zarządzania ryzykiem i zapewniania bezpieczeństwa, działającym w ponad 100 krajach. Jako wiodący na świecie zespół niezależnych ekspertów energetycznych i doradców technicznych, pomagamy przemysłowi oraz rządowi, w poruszaniu się po wielu złożonych oraz powiązanych ze sobą przemianach branży energetycznej, zachodzących na regionalnie jak i na całym świecie. Zobowiązaliśmy się do realizacji celów Porozumienia Paryskiego i wspieramy naszych klientów w szybszym przejściu na głęboko zdekarbonizowany system energetyczny. Poprzez szeroki zakres świadczonych usług, zapewniamy bezpieczeństwo w całym łańcuchu energetycznym.

Wspieramy eksploatację aktywów i systemów wysokiego ryzyka, w zakresie wiatru, fotowoltaiki, magazynowania energii, wodoru, paliw kopalnych i syntetycznych, gazu, sieci elektro-energetycznych oraz „carbone capture”. Dzięki naszym zaawansowanym rozwiązaniom technicznym oraz doświadczeniu i zrozumieniu przepisów i regulacji, dostarczamy unikalne oceny, opinie, analizy i wiedzę, które pomagają naszym klientom dostarczać/odbierać energię w bezpieczny i zrównoważony sposób.

Nasza głęboka i szeroka wiedza pozwala nam realizować nasz cel, jakim jest ochrona życia, mienia i środowiska. Jesteśmy zaufanym partnerem, który poradzi sobie z największą globalną transformacją naszych czasów - transformacją energetyczną.

**QAIR**

Qair Polska jest niezależnym producentem energii ze źródeł odnawialnych i częścią międzynarodowej grupy Qair aktywnej na polskim rynku od 2015 roku. Qair Polska zatrudnia obecnie blisko 60 specjalistów, posiada portfel aktywów wiatrowych i fotowoltaicznych obejmujący: 215 MW projektów w pełni operacyjnych, 173 MW w fazie realizacji oraz ponad 2.5 GW na wcześniejszym etapie rozwoju. Qair Polska stawia na własne projekty, współpracę z zewnętrznymi firmami, a także nabywa projekty na różnym etapie rozwoju.

KOMENTARZE PARTNERÓW

Bank Gospodarstwa Krajowego



Zielony wodór to przyszłość energetyki, a jego wytwarzanie z OZE przechodzi na naszych oczach z etapu badań i pilotaży do fazy wdrożeniowej. Jest jednym z najmniej emisyjnych i kontrowersyjnych sposobów na magazynowanie energii, dlatego Komisja Europejska w swoich wytycznych dla państw członkowskich wyraźnie wskazuje na potrzebę rozwoju technologii opartych na wykorzystaniu tego pierwiastka na drodze do zeroemisyjności.

Wodór jest dziś odmienny przez wszystkie przypadki, ponieważ jest istotną częścią szerszego zjawiska. Gospodarki rozwiniętych państw stoją w obliczu rewolucyjnych zmian w podejściu do tego, w jaki sposób powinniśmy kształtować otaczającą nas rzeczywistość. To nowy wyścig o jak najlepsze warunki do życia dla wszystkich mieszkańców – ale jednocześnie o lepszą, zrównoważoną przyszłość.

Jako instytucja działająca na rzecz zrównoważonego rozwoju Polski angażujemy się w rozwój idei, dzięki którym znajdziemy się w gronie państw, które najlepiej wykorzystują tę szansę.

Dlatego w BGK powołaliśmy inicjatywę, której celem jest wykorzystanie wyjątkowego momentu, w jakim znajduje się polska gospodarka. To 3W (Woda-Wodór-Węgiel): koncepcja zrównoważonej gospodarki opartej o odpowiedzialne zarządzanie zasobami wody, stosowanie zielonego wodoru w energetyce oraz wykorzystanie innowacyjnych technologii opartych na węglu – takich jak np. nanorurki węglowe.

W inicjatywie 3W tworzymy jak najlepsze warunki do wymiany wiedzy i doświadczeń pomiędzy światem nauki, biznesu i administracji. To nasz kapitał, który posłuży do zbudowania nowoczesnej, innowacyjnej oraz przyjaznej, nie-dalekiej i odleglejszej przyszłości.

Radostaw Kwiecień

Członek Zarządu
Banku Gospodarstwa Krajowego

HYNFRA Green Hydrogen Infrastructure



W dobie przyspieszającego zaostrzania polityki klimatycznej UE, zielony wodór staje się jedyną opcją dla dekarbonizacji wszystkich tych obszarów, których nie uda się zelektryfikować.

Połączenie ogromnej puli dostępnych funduszy, ze zbiegającą się w czasie koniecznością reformowania polskiego systemu elektroenergetycznego pod kątem adaptacji do szybko rosnącego udziału OZE, a także konieczną wymianą generacyjną jednostek wytwórczych (ale także systemu dystrybucji) stanowi o strategicznej szansie zielonego wodoru.

Kierunek zmian i reform jest jasno definiowany przez UE, a obciążenie polskiej energetyki aktywami emisyjnymi stanowi paradoksalnie doskonały punkt wyjścia do dyskutowania dywidendy zapóźnienia. Wyciągając wnioski z rozwoju OZE w innych krajach, produkcja wodoru z nadwyżek mocy może stanowić o likwidacji bariery systemowego rozwoju tej gałęzi energetyki.

Dokonując przeglądu dostępnych technologii produkcji wodoru należy mieć na uwadze nie obecną sytuację cenową, lecz kierunek wskazywany przez Nowy Zielony Ład UE, ponieważ inwestycje przemysłowe mają z założenia resurs kilkudziesięcioletni, a zatem będą podlegały nowym realiom makroekonomicznym, których zapowiedzią jest ostatni wzrost cen uprawnień do emisji EUA.

Wodór, wymaga rozwoju szeregu rozwiązań towarzyszących, takich jak efektywny transport i magazynowanie, jednak jak wynika z dostępnych analiz strategicznych, jest jedyną opcją dającą szansę na docelową, pełną dekarbonizację.

Tomoho Umeda

Prezes Zarządu Hynfra

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej



Narodowy Fundusz
Ochrony Środowiska
i Gospodarki Wodnej

Grupa ORLEN



Wodór jest jednym z kluczowych obszarów zainteresowania NFOŚiGW, bo nie mamy wątpliwości, że w nadchodzących latach znaczenie wodoru wytwarzanego z energii pochodzącej z OZE będzie się sukcesywnie zwiększać. Wykorzystanie energetyki wiatrowej i PV do produkcji wodoru jest dla nas szansą na realizację założeń polityki klimatyczno-energetycznej UE. Aby jednak tę szansę wykorzystać, musimy działać z uwzględnieniem uwarunkowań systemowych i rynkowych, czerpiąc także z przykładów innych państw, które zdecydowały się na podobny krok. To pozwoli nam wybrać najbardziej skuteczną strategię działania – taką, która zapewni, że produkcja wodoru w Polsce będzie uzasadniona zarówno ekologicznie, jak i ekonomicznie. NFOŚiGW ma możliwości i ambicje, by odegrać kluczową rolę w realizacji założeń Polskiej Strategii Wodorowej, m.in. proponując trzy kluczowe programy niezbędne dla rozwoju rozproszonych, już realizowanych na naszym rynku projektów wodorowych. Pierwszy komponent zawarty jest w programie **Nowa Energia**. Nabór w obszarze "Produkcja, transport, magazynowanie i wykorzystanie wodoru" zaowocował wskazaniem do dalszego rozwoju 6 perspektywicznych projektów wodorowych. Drugi to **Zielony Transport Publiczny** przewidujący dofinansowanie zakupu m.in. autobusów z napędem wodorowym i stacji wodorowych. Trzeci to opracowywany właśnie program priorytetowy „**Wodoryzacja Gospodarki**”. W założeniu ma on być narzędziem wspierającym uruchamianie i wdrażanie produkcji technologii wodorowych w Polsce, będzie czynnikiem przełamującym bariery i stabilizującym tego rodzaju pionierskie przedsięwzięcia.

Maciej Chorowski

Prezes zarządu Narodowego Funduszu
Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

PKN ORLEN staje się silnym multienergetycznym koncernem zapewniającym bezpieczeństwo i stabilność energetyczną regionu centralnej Europy. W ogłoszonej strategii PKN ORLEN zadeklarował osiągnięcie neutralności emisyjnej do 2050 roku. To z jednej strony wielkie wyzwanie, a z drugiej szansa na rozwój regionu poprzez inwestycje w nowe nisko i zeroemisyjne technologie. Jednym z ważniejszych kierunków, mogących zmienić gospodarke, przemysł, transport oraz ich wpływ na klimat jest zwrot ku technologiom wodorowym. Wodór od lat uważany jest za paliwo przyszłości. Jednakże to właśnie dzisiaj pojawia się szansa na pełne wykorzystanie wodoru jako dźwigni dekarbonizacji przemysłu. PKN ORLEN konsekwentnie realizuje program wodorowy, na który składają się projekty związane z wdrażaniem technologii wodorowych w transporcie takie jak Clean cities, Prototypowa lokomotywa wodorowa realizowana w ramach porozumienia z PESA, czy duże projekty infrastrukturalne jak flagowy program infrastrukturalny Hydrogen Eagle.

Niniejszy raport przekrojowo przedstawia spektrum wykorzystania technologii wodorowych w procesie dążenia do neutralności emisyjnej i wskazuje kluczowe obszary, w których Polska ma szansę budować przewagę konkurencyjną. Szczególnie bliskimi dla strategii PKN ORLEN tematami są wskazane w raporcie synergie energetyki wiatrowej na morzu z wielkoskalową produkcją wodoru, jak również tematyka związana z rozwojem krajowych technologii wodorowych. Dokument koncentruje się na przybliżeniu kompleksowych wytycznych w zakresie regulacji dotyczących gospodarki wodorowej.

Zachęcam do zapoznania się z raportem, który stanowi ważny krok w budowaniu wiedzy w zakresie wodoru i jego roli w transformacji energetycznej.

Grzegorz Józwiak

Dyrektor, Biuro Wdrażania Paliw Alternatywnych
PKN ORLEN

KOMENTARZE PARTNERÓW

Ørsted



Rozwój komercyjnych technologii produkcji wodoru ze źródeł odnawialnych jest w centrum międzynarodowych, a teraz także polskich wysiłków związanych z powstrzymaniem globalnego wzrostu temperatury poniżej poziomu 1,5°C wobec czasów przedindustrialnych. Przekroczenie tej granicy oznaczałoby, bowiem uruchomienie efektu domina, prowadzącego do ekstremalnych zjawisk pogodowych, które zmuszą miliony ludzi do migracji. Dziś jesteśmy w przeddzień katastrofy klimatycznej - przekroczyliśmy próg 1°C, a emisje gazów cieplarnianych wciąż rosną. Dlatego potrzebny jest wzmożony wysiłek decydentów, naukowców i firm inwestujących w paliwa przyszłości, w tym wodór z OZE.

W Ørsted wierzymy, że dzięki odpowiednim inwestycjom i badaniom zielony wodór, stanie się tanią i powszechnie dostępną alternatywą dla paliw kopalnych, która odegra kluczową rolę w globalnej transformacji.

To przekonanie opieramy na przesłankach naukowych. Już w 2008 r. – w odpowiedzi na głosy klimatologów – odeszliśmy od paliw kopalnych wkraczając na drogę do zero-emisyjności. Nie stałoby się to bez uprzedniego skomercjalizowania przez nas morskiej energetyki wiatrowej, technologii, którą rozwijamy od 1991 r., czyli od postawienia pierwszej na świecie farmy na morzu. Cała działalność i produkcja Ørsted będzie neutralna dla klimatu w 2025 r., a do 2040 roku oczekujemy tego od współpracujących z nami firm. Dlatego wspieramy kluczowych dostawców, a czasem – także konkurentów, aby wspólnie pracować nad rozwojem zielonego wodoru i zdekarbonizować obecnie wysokoemisyjne sektory przemysłu np. produkcję stali czy transport. Temu służą nasze partnerstwa w zakresie rozwoju i komercjalizacji technologii wodorowych z OZE, opisane na str. niniejszego raportu.

Do grona międzynarodowych partnerów Ørsted dołączył właśnie polski producent energii ZE PAK, który tworzy w Polsce innowacyjny łańcuch wartości, od produkcji wodoru z OZE, przez budowę fabryki zasilanych wodorem autobusów, czy rozwoju sieci stacji tankowania pojazdów wodorowych. Z radością łączymy siły i planujemy wspólne działania, w których Ørsted i ZE PAK mogą wesprzeć Polskę na ścieżce do neutralności klimatycznej.

Joanna Wis-Bielewicz

Sustainability and Stakeholders Manager
Ørsted Polska

PGNiG



Polityka energetyczna Unii Europejskiej zakłada znaczący wzrost Odnawialnych Źródeł Energii (OZE). Konsekwencją tego będzie wzrost produkcji wodoru z wykorzystaniem elektrolizerów do wykorzystania jako „zielony” nośnik energii. Stopniowo technologie wodorowe przestaną być rozwiązaniami niszowymi, a staną się znaczącą częścią ekonomicznego krajobrazu Europy, w tym także Polski. Wodór ma być medium, za pomocą którego energię elektryczną będzie można magazynować. To przyczyni się do rozwiązania największej słabości OZE, czyli wahań sezonowych i niestabilności produkcji w stosunku do zapotrzebowania.

Technologie skupiające się wokół wodoru znajdują się w centrum zainteresowań wielu kluczowych graczy na rynku energii elektrycznej i gazu, którzy przygotowują się do transformacji w kierunku niskoemisyjnej gospodarki. Jednocześnie zielony wodór wykorzystywany w przemyśle chemicznym, kogeneracji lub transporcie wymagać będzie odpowiednich technologii dystry-

bucji i magazynowania. W związku z tym wraz ze wzrostem udziału w miesie energetycznym OZE rośnie istotność rozwoju technologii systemowego czyli wielkoskalowego magazynowania energii pozwalającego na skuteczne bilansowanie systemu elektroenergetycznego.

Dla rozwoju nowych technologii szczególnie ważne jest zapewnienie jasnych norm regulacyjnych oraz mechanizmów wsparcia, pozwalających na przełamanie barier związanych z brakiem dojrzałości technologicznej oraz zbudowanie odpowiedniej skali, będącego obecnie na początkowym etapie rozwoju rynku – niski poziom zarówno popytu, jak i podaży. OZE oraz technologie wodorowe mogą stać się filarem transformacji energetycznej Polski i wzmocnić nasze bezpieczeństwo, dlatego tak ważne jest aby wiele kwestii, które wymagają działań i innowacyjnego podejścia odpowiednio zdiagnozować i rozwiązać w praktyce.

Arkadiusz Sekściński

Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju

TAURON
Polska Energia



TAURON pracuje nad technologiami wodorowymi

W 2030 roku TAURON aż w 66% chce opierać swój miks energetyczny na aktywach nisko- i zeroemisyjnych. Oznacza to ogromny potencjał dostępności energii zielonej, która może być wykorzystana na potrzeby produkcji zielonego wodoru.

W Obszarze Badań i Innowacji Grupy TAURON już od szeregu lat prowadzone są projekty pilotażowe w zakresie wytwarzania „zielonego” wodoru i produktów na jego bazie. W roku 2019 zakończono realizację projektu CO₂-SNG, dotyczącego przetwarzania „zielonego” wodoru oraz CO₂ w syntetyczny gaz ziemny (SNG). Projekt CO₂-SNG stanowił z kolei bazę dla aktualnie realizowanego projektu TENNESSEE, w którym wydajna elektroliza pary wodnej oraz wychwyt CO₂ są wspomagane ogniwami paliwowymi.

Wykorzystując doświadczenia Grupy w projektach badawczych, w marcu złożyliśmy do Ministerstwa Rozwoju i Technologii projekt HYDROGEN POLAND. Projekt ten stanowi przejście od etapu pilotażowego do skali demonstracyjnej, obejmując jednocześnie cały łańcuch technologii wodorowych.

Przedstawiciele Grupy TAURON są zaangażowani także w prace Partnerstwa Wodorowego powołanego przy Ministerstwie Klimatu i Środowiska. TAURON jest jednym z sygnatariuszy podpisanego w dniu 14 października Porozumienia Wodorowego.

Grupa TAURON widzi potencjał w rozwoju technologii pozyskiwania zielonego wodoru oraz wykorzystywania produktów powstałych na jego bazie, w tym także dla wodorowego transportu miejskiego. W dalszej perspektywie istotna może być też rola wodoru jako wielkoskalowego magazynu energii, a także coraz szersze wykorzystanie odnawialnego wodoru w przemyśle i energetyce, gdzie może wypierać konwencjonalne paliwa kopalne. Oczekujemy, iż mechanizmy wsparcia zarysowane w polskiej czy europejskiej strategii wodorowej pozwolą na uzasadnione biznesowo inwestycje w tym obszarze.

Jerzy Topolski

Wiceprezes Zarządu ds. Zarządzania Majątkiem
TAURON Polska Energia S.A.

Wykaz skrótów

°C	– stopnie Celsjusza
ALK	– elektrolizer alkaliczny
ARE	– Agencja Rynku Energii S.A. w Warszawie
AtEx	– Atmosphères Explosibles
ATR	– (ang. <i>Autothermal Reforming</i>), Reforming autotermiczny
CaFCP	– California Fuel Cell Partnership
CAPEX	– wydatki inwestycyjne na rozwój produktu (ang. <i>capital expenditures</i>)
CCS	– instalacja wychwytu i składowania CO ₂ (ang. <i>Carbon Capture & Storage</i>)
CCU	– instalacja wychwytu i wykorzystania CO ₂ (ang. <i>Carbon Capture & Utilization</i>)
CHP	– kogeneracja
CO₂	– dwutlenek węgla
DRI	– ang. <i>Direct Reduced Iron</i>
EHB	– European Hydrogen Backbone
ETBE	– Eter tert-butyloowo-etylowy
ETS	– system handlu emisjami (ang. <i>Emissions Trading System</i>)
FCCJ	– Fuel Cell Commercialisation Conference of Japan
FCEV	– samochody z napędem wykorzystującym ogniwa paliwowe (ang. <i>Fuel Cell Electric Vehicles</i>)
FCH JU	– Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking
FCR	– rezerwa utrzymania częstotliwości (ang. <i>Frequency Containment Reserve</i>)
FRR	– rezerwa odbudowy częstotliwości (ang. <i>Frequency Restoring Reserve</i>)
GHG	– gazy cieplarniane (ang. <i>Greenhouse Gases</i>)
GIE	– Gas Infrastructure Europe
GW	– gigawat
HHV	– wartość opałowa (ang. <i>Higher Heating Value</i>)
HRS	– H ₂ Refueling Station
HVAC	– linia przesyłowa wysokiego napięcia prądu przemiennego (ang. <i>High Voltage Alternating Current</i>)
HVDC	– linia przesyłowa wysokiego napięcia prądu stałego (ang. <i>High Voltage Direct Current</i>)
HysUT	– The Research Association of Hydrogen Supply/Utilization Technology
IBRST	– ang. <i>Iron Bath Reactor Smelting Reduction</i>
IEA	– Międzynarodowa Agencja Energii (ang. <i>International Energy Agency</i>)
IPCEI	– ważne projekty będące przedmiotem wspólnego europejskiego zainteresowania (ang. <i>Important Projects of Common European Interest</i>)
IRENA	– Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (ang. <i>International Renewable Energy Agency</i>)
JCM	– Joint Credit Mechanism

JWCD	– jednostka wytwórcza centralnie dysponowana
KE	– Komisja Europejska
KSE	– Krajowy System Elektroenergetyczny
kWh	– kilowatogodzina
LCOE	– uśrednione koszty wytwarzania energii elektrycznej (ang. <i>Levelised Cost of Electricity</i>)
LCOH	– uśrednione koszty wytwarzania wodoru (ang. <i>Levelised Cost of Hydrogen</i>)
LEW	– lądowa energetyka wiatrowa (ang. <i>onshore wind power</i>)
LHV	– ciepło spalania (ang. <i>Lower Heating Value</i>)
LNG	– ciekły gaz ziemny (ang. <i>liquefied natural gas</i>)
MEW	– morska energetyka wiatrowa (ang. <i>offshore wind power</i>)
MMA	– metakrylan metanu
Mt	– milion ton
MTB	– eter metyloowo-tert-butyłowy
MW	– megawat
NEDO	– New Energy and Industrial Technology Development Organization
NFOŚiGW	– Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
nJWCD	– jednostka wytwórcza niedysponowana centralnie
OPEX	– wydatki związane z utrzymaniem produktu (ang. <i>operating expenditures</i>)
OSD	– Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	– Operator Systemu Przesyłowego
OZE	– odnawialne źródła energii
P2G	– Power to Gas
PEM	– elektrolizer z membraną polimerową (ang. <i>polymer electrolyte membrane</i>)
PEP2040	– Polityka energetyczna Polski do 2040 r.
PGNiG	– Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo
PKN Orlen	– Polski Koncern Naftowy Orlen
PSE SA	– Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna
PSW	– Polska Strategia Wodorowa
PV	– fotowoltaika (ang. <i>photovoltaic</i>)
RRF	– Recovery and Resilience Facility
SAF	– Sustainable Aviation Fuel
SOE	– elektrolizer stałotlenkowy
SOEC	– elektroliza stałotlenkowa. (ang. <i>Solid Oxide Electrolysis Cell</i>)
SPEG	– Solena Plasma Enhanced Gasification
TWh	– terawatogodzina
UE	– Unia Europejska
URE	– Urząd Regulacji Energetyki
US	– Usługi Systemowe

STRESZCZENIE

Raport „Zielony wodór z OZE w Polsce” jest pierwszym tak kompleksowym opracowaniem, które całościowo podejmuje tematykę zielonego wodoru. Z jednej strony stanowi przegląd tego co dzieje się w tym obszarze w Polsce, UE i na świecie, a z drugiej strony mierzy się z kwestiami podaży i popytu na to paliwo w perspektywie krótko- i długoterminowej. Raport prezentuje obecny stan rynku wodoru, perspektywy jego rozwoju w przyszłości oraz gałęzie gospodarki, w których paliwo to znajdzie zastosowanie. Z przeprowadzonych analiz wynika, że w ciągu najbliższych kilku dekad wodór, a w szczególności jego zielona odmiana, może stać się podstawą funkcjonowania przemysłu w Polsce i UE. Jednak aby to się mogło wydarzyć konieczne jest usunięcie szeregu barier, które zostały szczegółowo wskazane w raporcie, w tym przede wszystkim tych blokujących obecnie rozwój źródeł odnawialnych, służących do produkcji wodoru.

I to właśnie kwestie związane z możliwością produkcji tego paliwa oraz kształtowania się popytu stanowią ogromną wartość dodaną tego raportu. W dotychczasowej dyskusji publicznej pomijano kwestie związane z możliwościami produkcyjnymi wodoru uznając za oczywiste, że w przyszłości źródeł odnawialnych będzie na tyle dużo, że będą w stanie tę podaż zapewnić. Tymczasem rzeczywistość jest zupełnie inna - raport potwierdza, że jeśli szybko nie zlikwidujemy barier rozwoju OZE, w szczególności elektrowni wiatrowych, to będziemy mieli realne problemy z zapewnieniem takiej ilości wodoru, która pozwoli na zaspokojenie rosnącego zapotrzebowania. O dynamice sektora wodorowego, w tym, w szczególności jego zielonej odmiany, świadczą opisane w raporcie projekty, których ukończenie i realizacja daje realną szansę na zdynamizowanie rozwoju rynku zielonego wodoru w Polsce i UE.

Kluczowe wnioski:

- Roczne zapotrzebowanie na wodór w Polsce w 2040 roku przekroczy 100 TWh.
- Produkcja wodoru w Polsce powinna być realizowana w ramach trzech ścieżek, tj.: wykorzystanie nadwyżek OZE, pracę wydzielonej części generacji OZE w systemie off-grid zintegrowanej z dedykowanymi elektrolizerami oraz produkcję rozproszoną na potrzeby lokalne.
- Do 2040 roku jest realna szansa na zaspokojenie popytu na wodór przez elektrolizery o mocy znamionowej powyżej 20 GW.
- Konieczne jest podjęcie szybkich działań, które pozwolą sprostać wymaganiom związanym z gospodarką wodorową, w szczególności w zakresie możliwości przesyłania wodoru, magazynowania i przyłączenia do sieci.
- Niezbędnym warunkiem umożliwiającym rozwój gospodarki opartej o zielony wodór jest dostęp do odpowiednich mocy zainstalowanych w OZE. Aby to było możliwe w 2040 r. generacja OZE powinna wynosić ponad 60 GW. Zatem planowana transformacja polskiej energetyki powinna uwzględniać rosnące zapotrzebowanie na zielony wodór w gospodarce krajowej oraz jego kluczową rolę w KSE.
- Transformacja energetyczna wymaga wycofywania z KSE konwencjonalnych jednostek węglowych i zaprzestania budowy nowych. KSE w przyszłości musi pracować w oparciu o źródła odnawialne (głównie elektrownie wiatrowe na lądzie i morzu oraz fotowoltaikę) a także systemy magazynowania energii.

- Obecnie tempo i plany rozwoju odnawialnych źródeł nie dają szans na zaspokojenie przyszłej podaży na zielony wodór.
- Konieczna jest likwidacja barier oraz wprowadzenie ułatwień dla budowy odnawialnych źródeł energii, w szczególności energetyki wiatrowej, która będzie podstawą funkcjonowania gospodarki wodorowej.
- Konieczne jest wprowadzenie zmian w zakresie koncesjonowania wytwarzania wodoru, przesyłania siecią gazową oraz jego magazynowaniu, a także wsparcie rozwoju linii bezpośrednich łączących instalacje OZE z odbiorcami posiadającymi elektrolizery, umożliwiające magazynowanie nadwyżek wytworzonej energii elektrycznej, niezależnie od posiadanego przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.
- Konieczne jest wydzielenie części potencjału OZE o największym wskaźniku wykorzystania mocy zainstalowanej (morska energetyka wiatrowa) do bezpośredniej produkcji wodoru, bez uwzględniania potrzeb bilansowych systemu elektroenergetycznego i bez konieczności połączenia z siecią źródeł wytwórczych oraz elektrolizerów (praca off-grid).
- W celu przyspieszenia rozwoju gospodarki wodorowej konieczne jest w pierwszej fazie zapewnienie wsparcia finansowego dla tego typu inwestycji.
- Wyzwania związane z rozwojem rynku wodoru należy rozpatrywać z perspektywy konieczności obniżenia kosztów związanych z produkcją, transportem, dystrybucją i magazynowaniem wodoru, a także kosztów urządzeń, pojazdów i infrastruktury wykorzystującej wodór.
- Tempo rozwoju rynku wodoru w dużej mierze uzależnione będzie od dostosowania regulacji prawnych i norm rynkowych, które powinny nie tylko umożliwiać względnie łatwe skalowanie technologii wodorowych, ale również przyczynić się do powstania oczekiwanych bodźców do korzystania z rozwiązań wykorzystujących wodór.
- Potrzebne będą stabilne ramy prawne w celu ułatwienia inwestycji w całym łańcuchu dostaw wodoru (producenci sprzętu, dostawcy infrastruktury, producenci pojazdów itp.).

Osiągnięcie neutralności klimatycznej Europy, w tym Polski nie będzie możliwe bez wprowadzenia na szeroką skalę technologii wykorzystania wodoru w energetyce, gazownictwie, transporcie oraz przemyśle. Aby jednak wodór spełnił swoje zadanie w procesie dekarbonizacji europejskich gospodarek konieczne jest zapewnienie dostępu do bezemisyjnych technologii jego wytwarzania. W polskich warunkach kluczową rolę w produkcji czystego wodoru powinny odegrać przede wszystkim źródła odnawialne, których praca dzięki właściwościom wodoru pozwalającym na magazynowanie energii będzie w jeszcze lepszy sposób stabilizować Krajowy System Elektroenergetyczny.



01

WPROWADZENIE

Polityka ochrony klimatu Unii Europejskiej wraz z ogłoszeniem w 2019 r. *Europejskiego Zielonego Ładu* (ang. *European Green Deal*) uległa gwałtownemu przyspieszeniu, stając się głównym priorytetem dla Komisji Europejskiej. W jej ramach podjęto już wiele istotnych decyzji i działań, m.in. przyjęto unijną strategię wodorową, a Rada Europejska podjęła decyzję o redukcji o 55% emisji dwutlenku węgla do 2030 r. Natomiast w lipcu 2021 r. zaprezentowano propozycję pakietu aktów prawnych *Fit for 55* mających dostosować unijne prawo do ambitnej polityki w zakresie ochrony klimatu. Wyraźnie widoczne bezkompromisowe podejście KE w osiągnięciu zapowiedzianej w *Europejskim Zielonym Ładzie* neutralności klimatycznej do 2050 r. będzie skutkowało koniecznością przeprowadzenia głębokich zmian technologicznych i organizacyjnych nie tylko w energetyce, ale także w wielu innych sektorach gospodarczych, m.in. takich jak: transport czy budownictwo.

Wokół zielonego wodoru koncentruje się także coraz więcej interesariuszy gospodarczych dostrzegających w tym paliwie znaczący potencjał biznesowy. W lipcu 2020 r. powstał, przy politycznym wsparciu KE, *Europejski Sojusz na rzecz Czystego Wodoru* (ang. *European Clean Hydrogen Alliance*, ECHA). Zrzesza on podmioty przemysłowe reprezentujące cały łańcuch wartości wodoru, władze publiczne, instytucje badawcze, organizacje społeczne. Ma on na celu ambitne wdrożenie technologii wodorowych do 2030 r., łącząc odnawialną i niskoemisyjną produkcję wodoru, popyt w przemyśle, mobilności i innych sektorach oraz przesył i dystrybucję wodoru. Dzięki ECHA, UE chce zbudować swoje globalne przywództwo w tej dziedzinie, aby wspierać unijne zobowiązania do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r.¹

Rosnące ambicje klimatyczne Unii Europejskiej wpływają także na kształt polskiej strategii wobec energetyki. W obowiązującej *Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku* zadeklarowano wzrost udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto do poziomu co najmniej 23% do 2030 r. przy jednoczesnej redukcji udziału węgla do 56% w sektorze energetycznym². W kolejnych dziesięcioleciach odchodzenie od paliwa węglowego ma być kontynuowane aż do wygaszenia ostatniej kopalni w perspektywie do końca 2049 r.³. Ostateczny udział zielonego wodoru w perspektywnym miksie energetycznym Polski nie jest jeszcze przesądzony. Istotnym impulsem dla rozwoju tego sektora w Polsce jest również inicjatywa prowadzona przez Ministerstwo Klimatu. Przedstawiciele administracji rządowej, środowiska przedsiębiorców, nauki oraz jednostek otoczenia biznesu, podpisali 14 października 2021 r. w Warszawie „Porozumienie sektorowe na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce”. Strategicznym celem porozumienia jest maksymalizacja polskiego wkładu („local content”) w łańcuchu realizacji zamówień na potrzeby budowy gospodarki wodorowej. Potwierdza ono, że zielony wodór jako paliwo służące dekarbonizacji, jest już stałym elementem publicznej dyskusji nad przebiegiem transformacji polskiej energetyki i jest uwzględniany w planach strategicznych rządu.

Opracowany pod szyldem Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej i DISE Energy, raport koncentruje się zatem na analizie ważnego dla polskiej gospodarki energetycznej zagadnienia jakim jest możliwość wykorzystania energetyki wiatrowej i fotowoltaiki (PV) w procesie pozyskiwania zielonego wodoru. Problem ten został przedstawiony w kontekście realizacji przez Polskę aktualnej polityki klimatycznej Unii Europejskiej. W raporcie uwzględnia się więc opis najważniejszych dokumentów o charakterze strategicznym kształtujących rozwój rynku zielonego wodoru w UE i Polsce. W związku z powyższym, to właśnie w energetyce wiatrowej, a także w PV, należy upatrywać technologie, które pozwolą na

1 European Clean Hydrogen Alliance, https://ec.europa.eu/growth/industry/policy/european-clean-hydrogen-alliance_en

2 B. Sawicki, *Strategia energetyczna Polski do 2040 roku została oficjalnie opublikowana*, 10.03.2021 r., <https://biznesalert.pl/strategia-energetyczna-opublikowana-pep-2040-odejscie-od-wegla-oze-atom-gaz-energetyka/>

3 <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/historyczne-porozumienie-dla-polskiego-gornictwa>

pozyskanie w przyszłości odpowiednich ilości zielonego wodoru dla polskiej gospodarki. Uwzględnione zostały przy tym aspekty m.in. polityczno-regulacyjny, ekonomiczny oraz technologiczny tego zagadnienia. Za kluczowe uznano przy tym wyjaśnienie następujących kwestii:

- **problem osiągnięcia odpowiednio wysokiego udziału energetyki wiatrowej i PV przy jednoczesnym rozwiązaniu problemu, jakim jest zmienna charakterystyka ich pracy w kontekście przyszłego zużycia energii na potrzeby produkcji zielonego wodoru;**
- **określenie przyszłego popytu na wodór w gospodarce narodowej uwzględniając jego rolę w bilansowaniu KSE oraz potrzeby wynikające z transformacji technologicznej przemysłu;**
- **porównanie uwarunkowań technologicznych i ekonomicznych energetyki wiatrowej i PV w kontekście ich zdolności w zakresie produkcji zielonego wodoru;**
- **wpływ produkcji wodoru z elektrowni wiatrowych oraz PV na funkcjonowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego; problem ten przedstawiono przede wszystkim w kontekście potrzeb w zakresie bilansowania i regulacji KSE w perspektywie do 2040 r.;**
- **wykorzystanie zielonego wodoru jako magazynu energii współpracującego z siecią elektroenergetyczną w celu stabilizacji warunków jej pracy.**

Złożoność zagadnienia, które było przedmiotem analiz w raporcie, wymagało interdyscyplinarnego i przekrojowego podejścia badawczego. Dlatego raport został oparty m.in. na analizie formalnej obejmującej przegląd dokumentów strategicznych UE i Polski, analizie porównawczej odnoszącej się do prezentacji strategii i rozwiązań systemowych wspierających produkcję zielonego wodoru w Niemczech – państwie wiodącym w tej dziedzinie w UE. Sięgnięto także do dorobku nauk ekonomicznych oraz wiedzy z zakresu funkcjonowania systemów elektroenergetycznych.

Przeprowadzona analiza służyć ma także wieloaspektowej ocenie możliwości wykorzystania energetyki wiatrowej i PV do produkcji zielonego wodoru, opartej na zestawieniu atutów i ewentualnych ograniczeń tych technologii. Raport koncentruje się także na identyfikacji głównych barier blokujących rozwój produkcji zielonego wodoru w Polsce. Wątek ten został przeanalizowany przede wszystkim w kontekście aktualnych i przyszłych możliwości wytwórczych energetyki wiatrowej oraz PV. Identyfikacji problemów hamujących uzyskanie odpowiednich dla gospodarki narodowej wolumenów zielonego wodoru służyło znalezienie odpowiedzi na następujące pytania:

- **jaka będzie skala i tempo rozwoju OZE, w tym w szczególności energetyki wiatrowej w Polsce?**
- **jaki jest i będzie potencjał OZE w zakresie produkcji zielonego wodoru w Polsce w kontekście przyszłego krajowego zapotrzebowania na ten surowiec?**
- **jakie problemy infrastrukturalne należy rozwiązać w zakresie magazynowania, transportu i wykorzystania energetycznego zielonego wodoru?**
- **jaki jest potencjał wykorzystania zielonego wodoru do magazynowania energii z OZE i w jakim zakresie wykorzystanie zielonego wodoru może wpłynąć na zwiększenie stabilności elektrowni wiatrowych onshore i offshore?**
- **jaka powinna być skala niezbędnych inwestycji w zakresie produkcji zielonego wodoru?**
- **jakie potrzeby finansowe będą generować inwestycje w produkcję zielonego wodoru?**

Przyjęta w publikacji lista pytań oczywiście nie jest pełna, biorąc pod uwagę złożoność zagadnienia, jakim jest gospodarka wodorowa. Ze względu na przyjęty zakres merytoryczny pominięto m.in. rozpatrywanie kwestii przyszłego modelu rynku zielonego wodoru w Polsce oraz mechanizmu kształtowania się jego ceny. Pominięto także problem bezpieczeństwa przyszłego rynku zielonego wodoru

i ewentualnych zagrożeń. W naszej ocenie powyższe tematy wymagają osobnych pogłębionych studiów i opracowań.

Ważnym elementem przedstawionej analizy jest także identyfikacja i prezentacja przyszłych korzyści dla trudnego procesu dekarbonizacji polskiej gospodarki, uzyskanych po wprowadzeniu do jej obiegu zielonego wodoru. W jej ramach dokonano m.in. porównania różnych technologii wytwarzania wodoru pod względem wielkości emisji związanych z ich stosowaniem. To właśnie redukcja emisji gazów cieplarnianych, dzięki zastosowaniu zielonego wodoru, ma stanowić główne uzasadnienie dla ponoszenia w niedalekiej przyszłości znaczących kosztów i wysiłków na rzecz pokonywania barier technologicznych czy organizacyjnych. Skala tej redukcji będzie zależała natomiast od zakresu wykorzystania czystego wodoru w gospodarce, czyli jego technologicznej i ekonomicznej zdolności do zastępowania obecnie wykorzystywanych emisyjnych surowców i paliw. Z tym zagadnieniem wiąże się ściśle kwestia możliwości wykorzystania istniejącej infrastruktury transportowej (gazociągi), magazynowej (magazyny gazu) czy przemysłowej (rafinerie, zakłady chemiczne) dla zielonego wodoru. Pokonanie barier technicznych i logistycznych będzie oczywiście wymagało stosownych nakładów finansowych. Podjęcie przez polską gospodarkę wysiłku inwestycyjnego, dla wyższego celu, jakim jest ochrona klimatu, powinno zatem spotkać się z odpowiednim wsparciem ze strony UE i państwa polskiego. Z tego względu w raporcie znajduje się także opis dostępnych i planowanych środków przeznaczonych na wsparcie rozwoju projektów dedykowanych zielonemu wodorowi.

Podsumowując, raport wskazuje w pierwszej kolejności na energetykę wiatrową oraz uzupełniające ją źródła PV jako naturalny wybór dla procesu produkcji zielonego wodoru. Jednak z wyborem tym wiązać się będzie konieczność sprawnego uporania się z realnymi wyzwaniem i ograniczeniami w zakresie jego produkcji, dystrybucji i wykorzystania.

02

**ZIELONY WODÓR
– CHARAKTERYSTYKA
I UWARUNKOWANIA RYNKOWE**



2.1 Charakterystyka zielonego wodoru

Wodór jest jednym z najczęściej występujących na świecie pierwiastków. Stanowi on element składowy wody oraz węglowodorów, a biorąc pod uwagę jego korzystne właściwości fizyczne i chemiczne jest on dobrym substytutem dla paliw kopalnych w ramach globalnej transformacji energetycznej⁴. Podczas procesu spalania wodoru powstaje para wodna. Paliwo wodorowe, w porównaniu do paliw konwencjonalnych, cechuje się stosunkowo wysoką wartością energetyczną. Wodór może być wykorzystywany jako surowiec, paliwo, nośnik energii lub także jako jej magazyn⁵.

Istnieje wiele sposobów otrzymywania wodoru. Dokonując klasyfikacji ze względu na metodę otrzymania wprowadza się podział na dwie charakterystyczne grupy:

- wodór produkowany z paliw kopalnych (szary, niebieski, fioletowy) m.in. poprzez reforming (parowy, autotermiczny, częściowe utlenianie) oraz pirolizę węglowodorów, a także poprzez przetwarzanie odpadów;
- wodór produkowany przy wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii (zielony) m.in. poprzez procesy biologiczne (m.in. biofotolizę, ciemną fermentację, fotofermentację) oraz rozkład wody (elektrolizę, termolizę, fotolizę), a także reforming parowy i pirolizę biometanu.

Natomiast biorąc pod uwagę poziom emisji dwutlenku węgla przy produkcji wodoru i dokonując jego klasyfikacji jako produktu końcowego wyróżnia się:

- wodór konwencjonalny (wysokoemisyjny lub szary), produkowany komercyjnie w dużych ilościach, wytwarzany w oparciu o wykorzystanie paliw kopalnych (m.in. reforming parowy gazu ziemnego, zgazowanie pokładów węgla lub separację z gazu koksowniczego);
- wodór niskoemisyjny (niebieski), produkowany przy zastosowaniu potencjału źródeł nieodnawialnych niskoemisyjnych i stosowaniu technologii wychwytywania, składowania/wykorzystywania CO₂ (CCS) lub źródeł odnawialnych z niskim śladem węglowym (m.in. reforming parowy węglowodorów z CCS, zgazowanie węgla z CCS, elektrolizę z wykorzystaniem energii elektrycznej ze źródeł tradycyjnych z CCS);
- wodór odnawialny (zielony), generowany w ramach elektrolizy H₂O, zasilanej energią elektryczną wyprodukowaną za pomocą odnawialnych źródeł energii⁶.

Warto podkreślić, że stosownie do dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii (art. 2(63)) wyróżnia się paliwo odnawialne pochodzenia niebiologicznego (ang. *Renewable fuel of non-biological origin – RFNBO*) i paliwo to obejmuje: wodór odnawialny (ang. *renewable hydrogen*) oraz wodór bazujący na paliwach syntetycznych (ang. *hydrogen based synthetic fuels*).

Inna, dotychczas chętnie stosowana, nomenklatura bazowała na określeniu wodoru kolorem stosownie do źródła jego produkcji:

- wodór „brązowy” – wodór otrzymywany w procesie zgazowania węgla,
- wodór „szary” – wodór otrzymywany w procesie reformingu metanu,

4 *New hydrogen economy – hope or hype?* World Energy Council, 2019, s. 8–27.

5 *Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu*, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Bruksela 8.7.2020 r. COM(2020)301 final.

6 P. Nikolaidis, A. Poullikkas, *A comparative overview of hydrogen production processes*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 2017, s. 599; I. Dincer, *Green methods for hydrogen production*, „International Journal of Hydrogen Energy” 2012, s. 1954–1971; M. Newborough, G. Cooley, *Developments in the global hydrogen market: The spectrum of hydrogen colours*, „Fuel Cells Bulletin” 2020, s. 16–22.

- wodór „niebieski” – wodór otrzymywany w procesie reformingu metanu przy zastosowaniu instalacji CCS lub CCU,
- wodór „zielony” – wodór otrzymywany w procesie elektrolizy wody w elektrolizerze zasilanym energią elektryczną z OZE. Wodór „zielony” dzieli się czasami na wodór otrzymywany z elektrolizera współpracującego z elektrownią wiatrową na lądzie (kolor jasnozielony) i wodór otrzymywany z elektrolizera współpracującego z elektrownią fotowoltaiczną (kolor żółty).

Podkreśla się, że wodór szary, pochodzący ze spalania paliw kopalnych, cechuje się najwyższym wskaźnikiem tzw. śladu węglowego (ang. *carbon footprint*). Wodór niebieski pochodzi również ze spalania gazu ziemnego lub węgla, ale z zastosowaniem technologii wychwytywania dwutlenku węgla (CCS), aby nie dostał się on do atmosfery. Z kolei wodór fioletowy pochodzi z procesu pirolizy metanu uzyskiwanej poprzez wykorzystywanie wysokich temperatur reaktorów jądrowych. Natomiast wodór zielony wytwarzany jest w procesie elektrolizy z odnawialnych źródeł energii i nadawany jest mu globalny priorytet w procesie transformacji energetycznej.

Obecnie, według Międzynarodowej Agencji Energii (*International Energy Agency*, IEA), dominującą rolę w wytwarzaniu wodoru odgrywa gaz ziemny, z którego produkuje się ok. 76% światowej produkcji tego paliwa⁷. Istotną rolę odgrywa również węgiel, z którego światowy wolumen produkowanego wodoru sięga 24% całkowitej produkcji. Energia elektryczna jest obecnie wykorzystywana do produkcji wodoru w śladowym zakresie. Wodór uzyskiwany w sposób niegenerujący dużych emisji CO₂ stanowi zaledwie 0,1% globalnej produkcji⁸. Szacuje się, że w UE mniej niż 4% produkowanego wodoru pochodzi z elektrolizy. W ciągu ostatniej dekady koszty procesu elektrolizy systematycznie maleją i od 2010 do chwili obecnej spadły one o ponad 60%⁹. Przyczynia się to do wzrostu popularności odnawialnego wodoru w skali świata¹⁰. Jednakże większość produkowanego obecnie wodoru powstaje w procesach emisyjnych, opartych o eksploatację paliw kopalnych, co wpływa na generowanie przez niego śladu węglowego¹¹. Upowszechnienie dekarbonizacji poprzez zastosowanie technologii wodorowych, czyniącej z wodoru przyjazne środowisku paliwo odnawialne, przewidywane jest w ciągu kilku najbliższych dekad¹².

2.2 Przegląd dostępnych i rozwijających się technologii produkcji wodoru wraz z analizą porównawczą emisyjności

W 2018 r. światowa produkcja wodoru wyniosła ok. 115 mln ton i doprowadziła do emisji ok. 830 mln ton CO₂. Stanowi to ok. 2,2% globalnych emisji w sektorze energetycznym i odpowiada 2,5-krotności rocznych emisji Wielkiej Brytanii¹³. W zdecydowanej większości wodór jest wykorzystywany w przemyśle chemicznym (np. do produkcji amoniaku), rafineryjnym i metalurgicznym, ale rośnie też jego znaczenie w transporcie i energetyce.

Najpowszechniej stosowaną metodą produkcji wodoru jest reforming parowy metanu (ang. *Steam*

7 *The Future of Hydrogen*, Report prepared by the IEA for the G20, Japan Seizing today's opportunities, s. 38.

8 M. Dorociak, M. Tomecki, *Wodór. Paliwo przyszłości*, 300 Reserach, Warszawa 2019, s. 14.

9 *Path to hydrogen competitiveness: A cost perspective*, 20 January 2020, s. 23.

10 European Commission, *Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits*, 2020, s. 6; International Energy Agency, *The Future of Hydrogen – seizing today's opportunities*, 2019, s. 38–42.

11 *Shaping tomorrow's global hydrogen market*, Baker McKenzie, 2020, s. 6.

12 *Hydrogen's Decarbonization Impact for Industry Near-term challenges and long-term potential*, Rocky Mountain Institute, 2020, s. 1–5.

13 International Energy Agency, *The Future of Hydrogen. Japan Seizing today's opportunities*, Paryż 2019 r., s. 38.

Methan Reforming – SMR), choć na mniejszą skalę komercyjnie wykorzystuje się też jego odmiany, np. półspalanie metanu (ang. *Partial Oxidation* – POX), czy też łączący obie metody reforming autotermiczny (ang. *Autothermal Reforming* – ATR)¹⁴. W technologii SMR wytwarza się ok. 48% wodoru na świecie. Polega ona na wywołaniu w urządzeniach zwanych reformerami, w wysokiej temperaturze (zwykle powyżej 750°C) i przy wysokim ciśnieniu oraz w obecności katalizatora, reakcji pary wodnej i metanu (choć wykorzystywane mogą też być metanol, propan-butan czy gaz ziemny), której produktami są wodór i tlenek węgla. Ubocznym produktem tego procesu jest wysoka emisja CO₂, na co wpływ ma konieczność przeprowadzania go w obecności dużej ilości ciepła, jak i właściwości gazu. Wynosi ona średnio 9–10 ton CO₂ na każdą tonę wytworzonego wodoru (tCO₂/tH₂). Przeliczając ten wskaźnik na energię zgromadzoną w wodorze otrzymuje się 0,3 tony CO₂ na jedną MWh. Dla porównania emisyjność produkcji energii elektrycznej z węgla sięga 0,9 t/MWh.

Ze względu na wysoką opłacalność ekonomiczną produkcji wodoru z gazu, emisję CO₂ próbuje się ograniczać poprzez stosowanie technologii jego wychwytywania, utylizacji i składowania (CCUS). Z danych literaturowych wynika, że przy osiągalnej 90% redukcji emisji ich wielkość w procesie reformingu wynosi 1 tCO₂/tH₂, zaś przy redukcji 56% – ok. 4 tCO₂/tH₂¹⁵ (odpowiednio 0,03 t/MWh oraz 0,12 t/MWh).

Reforming jest najbardziej efektywnym termodynamicznie i ekonomicznie sposobem wytwarzania wodoru – koszt wyprodukowania 1 kg surowca w tej technologii waha się zwykle od 1 do ok. 2,5 USD¹⁶. Zależy to od szeregu czynników technologicznych i ekonomicznych, z których dwa najważniejsze to cena samego gazu ziemnego oraz nakłady inwestycyjne. Ta pierwsza, w zależności od regionu geograficznego, odpowiada za 45–75% ogółu kosztów reformingu parowego. Sprawia to, że niższe są one w krajach posiadających duże zasoby własne gazu, np. w Rosji, USA, czy na Bliskim Wschodzie, a znacznie wyższe w Europie, Japonii, czy w Chinach. Z kolei na wydatki inwestycyjne wpływ ma np. dostępność i możliwość budowy odpowiedniej infrastruktury.

Uśrednione koszty produkcji 1 kg wodoru metodą reformingu parowego wynoszą w USA, w Rosji i na Bliskim Wschodzie ok. 1 USD, podczas gdy w UE jest to 1,7 USD, a w Chinach 1,75 USD. W Polsce koszt ten oscyluje w granicach 7 PLN za 1 kg wodoru (przy cenie gazu 1200 PLN za 1000 m³)¹⁷. Wydatki te są średnio o około połowę wyższe przy zastosowaniu CCUS. W przeliczeniu na energię zawartą w wodorze koszt jego uzyskiwania technologią reformingu parowego wynosi – 210 zł/MWh (przy zastosowaniu CCUS 315 zł/MWh).

W skali świata średni CAPEX mieści się zaś w granicach 500–900 USD/kg H₂ dla układów bez CCUS i 900–1 600 USD dla CCUS¹⁸. W dużym stopniu zależy to jednak m.in. od ceny infrastruktury do wychwytywania i magazynowania CO₂, przez co szacunki te są jedynie orientacyjne.

14 International Energy Agency, *The Future of Hydrogen...*, s. 28.

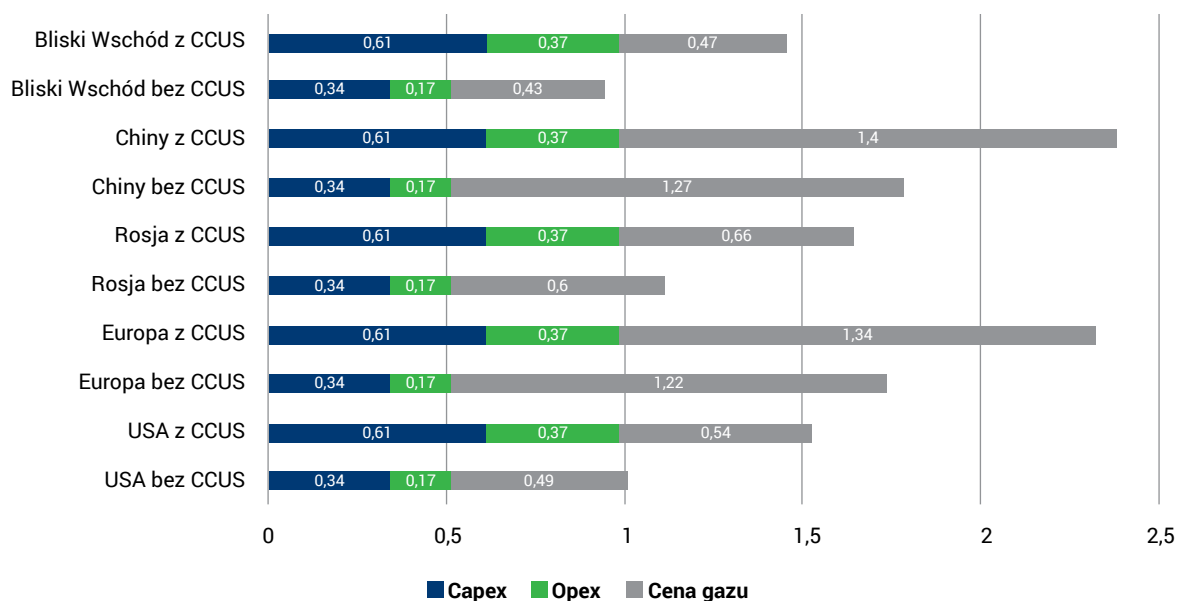
15 T. Chmielniak, *Czy i jakie technologie? Czyli wszystko, co trzeba wiedzieć o nowym globalnym źródle energii*, „Wodór w Energetyce” 2021, 1/65, Warszawa 2021, s. 77.

16 International Energy Agency, *The Future of Hydrogen...*, s. 42.

17 T. Chmielniak, *Czy i jakie technologie...*, s. 76.

18 *Ibidem*.

Rys. 2.1. Uśrednione koszty produkcji 1 kg wodoru metodą reformingu parowego (USD/kg wodoru; dane za 2018 r.)



Źródło: MAE.

Najstarszą i jedną z częściej stosowanych metod produkcji wodoru jest gazyfikacja węgla. Przeprowadza się ją w wysokociśnieniowych reaktorach chemicznych, w których rozdrobiony surowiec jest podgrzewany do temperatury ok. 1000°C i przy wykorzystaniu katalizatora (np. niklu) poddawany działaniu tlenu i zwykle pary wodnej. Efektem tej reakcji jest gaz syntezowy, z którego następnie wydziela się wodór. Na świecie funkcjonuje ponad 130 instalacji gazyfikacyjnych, z czego ponad 80% w Chinach, gdzie wodór wykorzystuje się przede wszystkim w przemyśle chemicznym. Jednocześnie technologia ta praktycznie nie jest stosowana w Europie.

Największą zaletą gazyfikacji jest duża i łatwa dostępność węgla, który stanowi ponad 50% światowych zasobów paliw kopalnych. Zgazowany może być tylko surowiec o odpowiednio wysokiej wartości opałowej (zwykle nie mniejszej niż 21 MJ/kg). Z drugiej strony wykorzystać można w tym celu odpady węglowe, np. flotokoncentraty. Pozwala to produkować wodór z surowców, których stosowanie w innych sektorach (np. w komunalno-bytowym) zostało już w wielu krajach zakazane.

Gazyfikacja węgla emituje najwięcej CO₂ spośród stosowanych metod produkcji wodoru. W jej trakcie dochodzi do emisji nawet 19 tCO₂/tH₂, czyli około dwa razy wyższej niż w przypadku reformingu parowego. Tym samym, koszty tej technologii będą znacząco rosły, głównie za sprawą zaostrzających się wymogów środowiskowych w kluczowych gospodarkach. Oznacza to, że w przyszłości jej konkurencyjność, a nawet dopuszczalność stosowania będzie zależeć od jednoczesnej sekwestracji CO₂, która pozwala na obniżenie emisji związanych z gazyfikacją nawet do 2 tCO₂/tH₂. Wadą tego rozwiązania jest jednak wysoki stopień zanieczyszczenia wodoru m.in. siarką i amoniakiem¹⁹.

W kosztach wytwarzania wodoru z węgla ok. 50% udział ma CAPEX, a 15–20% – cena surowca. Wpływ na nie ma również stosowana technologia gazyfikacji i ewentualne jej przeprowadzenie przy zastosowaniu instalacji wychwytu CO₂ – według IEA to ostatnie podnosi OPEX tego procesu nawet o 130%,

¹⁹ *Ibidem*, s. 50.

podczas gdy CAPEX i koszty paliwa o 5%²⁰. Z dostępnych danych wynika, że z tych powodów w Chinach i USA koszt gazyfikacji wynosi 1,1–1,34 USD/kg H₂ oraz 1,47–1,63 USD/kg H₂ w razie stosowania sekwestracji. Z kolei analizy wykonane w Polsce (gdzie gazyfikacja nie jest komercyjnie stosowana) wykazały, że jest to 5,5–6,5 PLN/kg H₂, co jest wydatkiem zbliżonym do reformingu przeprowadzanego przy cenie gazu wynoszącej 930–1100 PLN/1 000 m³²¹.

Z punktu widzenia wymogów polityki klimatycznej najbardziej perspektywiczną metodą produkcji wodoru jest elektroliza wody. Pozwala ona na zmianę energii elektrycznej na energię chemiczną paliwa wodorowego²². Proces ten następuje w urządzeniach zwanych elektrolizerami, których łączna moc na świecie wynosi ok. 200 MW. Do 2024 r. ich moc w samej UE ma jednak wzrosnąć do 6 GW, a do 2030 r. aż do 40 GW²³. Polska również ma ambitne plany w tym zakresie. Ministerstwo Klimatu i Środowiska szacuje w projekcie strategii wodorowej, że do końca obecnej dekady moc krajowych elektrolizerów osiągnie 2–4 GW. Do roku 2030 ma też powstać pierwsza polska elektrociepłownia zasilana wodorem.

Największą zaletą elektrolizy jest możliwość jej stosowania przy wykorzystaniu energii ze źródeł odnawialnych, np. morskich lub lądowych farm wiatrowych. Dzięki temu, w przeciwieństwie do innych sposobów produkcji wodoru, nie generuje ona niepożądanych produktów ubocznych, przede wszystkim bezpośrednich emisji CO₂. Stosowanie elektrolizerów daje też duże możliwości w zakresie sterowania wielkością produkcji wodoru bez przerywania tego procesu, w zależności od bieżących potrzeb i możliwości magazynowania surowca. Tymczasem w przypadku reformerów jest to możliwe jedynie w ograniczonym zakresie, m.in. ze względu na długi czas ich uruchamiania. Ponadto, pozyskiwany w ten sposób wodór cechuje się bardzo wysoką „czystością” (przekraczającą 99,9%), co po „doczyszczeniu” pozwala na zastosowanie go nie tylko w procesach przemysłowych, ale też w układach napędowych pojazdów wodorowych. W tym celu, w różnych typach elektrolizerów stosuje się specjalne układy doczyszczające – głównie usuwające tlen i osuszające, ale też jednostki PSA (ang. *Pressure Swing Adsorption*), jak i układy membranowe. Znacznie trudniejsze i droższe jest wtłoczenie do ogniw paliwowych wodoru uzyskiwanego metodą reformingu, którego „czystość” wynosi zwykle 95–99%²⁴.

Znanych jest wiele metod wytwarzania wodoru w procesie elektrolizy. Najstarszą i najpowszechniejszą z nich jest elektroliza alkaliczna, w której rolę elektrolitu pełni zwykle wodorotlenek potasu lub sodu. Stosowane w tym celu instalacje charakteryzują się żywotnością podzespołów wynoszącą 50–90 tys. godz., sprawnością na poziomie 65–82% i elastycznością pozwalającą zwiększyć produkcję w ok. 60 sekund. Pod tym ostatnim względem istotnie ustępują one elektrolizerom z polimerową membraną wymiany protonów (ang. *Proton Exchange Membrane* – PEM), w których jest to możliwe nawet w ciągu 2 sekund. Te ostatnie charakteryzują się zbliżoną sprawnością (65–78%), ale też krótszą żywotnością (30–90 tys. godz.). Najmniej dojrzałą technologicznie i nie stosowaną jeszcze komercyjnie technologią jest elektroliza stałotlenkowa (ang. *Solid Oxide Electrolysis Cell* – SOEC). Takie instalacje wymagają temperatury rzędu 800–1000°C (a więc i stałego źródła dużej ilości ciepła) i cechują się niską sprawnością oraz żywotnością podzespołów (ok. 10–30 tys., godz.), choć z drugiej strony ich sprawność wynosi nawet

20 *Ibidem*, s. 51.

21 T. Chmielniak, *Czy i jakie technologie?...*, s. 76.

22 J. Nowicki, *Wstęp do energetyki wodorowej*, Sieci i Instalacje, Poznań 2019, s. 1.

23 R. Tomaszewski, *Ciepło do zmiany. Jak zmodernizować sektor ciepłownictwa systemowego w Polsce*, Polityka Insight, Warszawa 2020, s. 59.

24 Polski Rejestr Statków, *Bezpieczne wykorzystanie wodoru jako paliwa w komercyjnych zastosowaniach przemysłowych*, Gdańsk 2021, s. 14.

85%²⁵. W 2019 r. łączna moc pracujących elektrolizerów alkalicznych wносиła ponad 45 MW, elektrolizerów PEM 38 MW, a elektrolizerów SOEC poniżej 1 MW.

Istotną wadą elektrolizerów alkalicznych i typu PEM jest konieczność stosowania w nich jako katalizatorów metali szlachetnych i półszlachetnych (np. platyny, kobaltu czy niklu), co znacznie podnosi koszty elektrolizy. Odpowiedzią na to mogą być opracowywane obecnie i niestosowane jeszcze komercyjnie elektrolizery z membraną anionowymienną (ang. *Anion Exchange Membrane* – AEM), w których wodór może być produkowany również w warunkach elektrolizy alkalicznej, ale bez stosowania metali szlachetnych.

O skali środowiskowych korzyści związanych ze stosowaniem elektrolizy decyduje sposób zasilania elektrolizerów. Według MAE, przestawienie na nią całej światowej produkcji wodoru wymagałoby zużycia 3600 TWh energii elektrycznej rocznie, co przekracza jej roczną produkcję w UE²⁶. Z tych powodów, w zależności od lokalnych uwarunkowań, stosuje się elektrolizery bezpośrednio przyłączone do instalacji OZE (np. dużej farmy wiatrowej lub PV), jak i do instalacji OZE i sieci elektroenergetycznej (co pozwala na zasilanie go z sieci, gdy produkcja zielonej energii nie występuje), czy też elektrolizery przyłączone do sieci elektroenergetycznej²⁷ w innych miejscach niż punkty przyłączenia instalacji OZE.

Sam fakt zasilania elektrolizera z sieci elektroenergetycznej nie decyduje o wyeliminowaniu emisji CO₂ z procesu produkcji wodoru. Generacja energii elektrycznej bazująca na paliwach kopalnych, powoduje przeniesienie śladu węglowego na produkty elektrolizy. Aktualnie (średnia światowa) szacowany jest on nawet na 0,72 tCO₂/MWh²⁸ otrzymanego wodoru, czyli *de facto* jest dwukrotnie większy, niż w przypadku zastosowania technologii reformingu. Wzrost mocy zainstalowanej OZE spowoduje pojawienie się nadwyżek energii (ponad aktualne zapotrzebowanie odbiorców), a wtedy poziom emisyjności wodoru pochodzącego z elektrolizy będzie znacząco maleć²⁹ – docelowo do wartości zerowych.

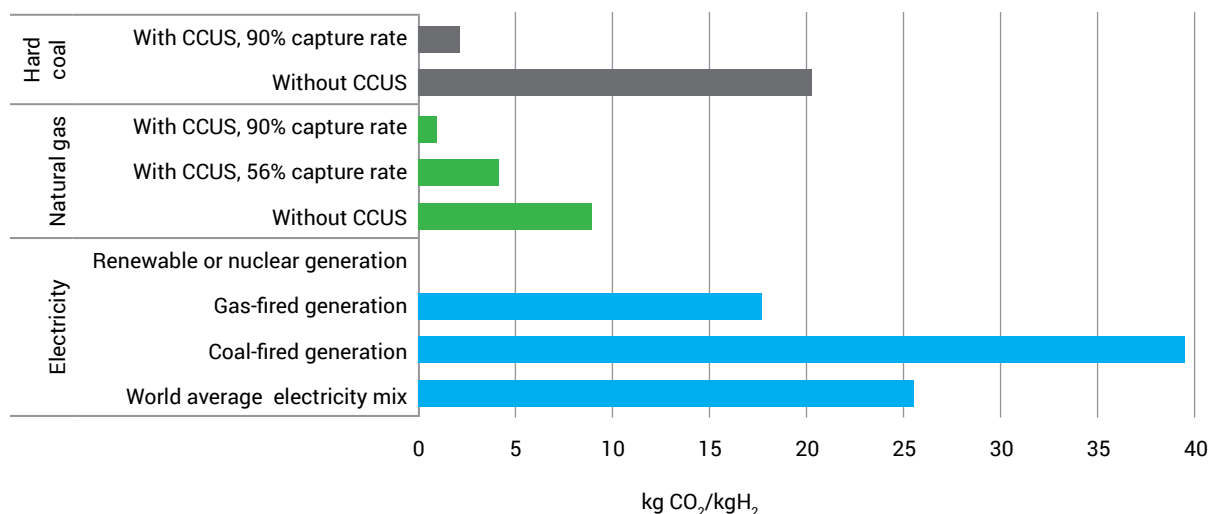
25 T. Adamczewski, M. Jędra, *Zielone gazy. Biometan i wodór w Polsce*, Forum Energii, Warszawa 2021, s. 13.

26 *Ibidem*, s. 43.

27 *Ibidem*, s. 16.

28 *Ibidem*, s. 16–17.

29 A. Chmielewski, J. Kupecki, Ł. Szablowski, J. Zawieska, K. Fijałkowski, K. Bogdziński, *Dostępne i przyszłe formy magazynowania energii*, WWF Polska, Warszawa 2020, s. 83.

Rys. 2.2. Emisyjność poszczególnych sposobów produkcji wodoru (kgCO₂/kgH₂)

Źródło: MAE.

2.3 Opis rynku zielonego wodoru na świecie oraz w Europie i Polsce

Jak nadmieniono we wcześniejszych rozdziałach, na świecie produkuje się najwięcej niebieskiego i szarego wodoru. Roczna produkcja wodoru zużywa 6% światowej konsumpcji gazu ziemnego, natomiast w przypadku węgla jest to 2%. W konsekwencji, światowa produkcja wodoru odpowiada obecnie za 830 milionów ton CO₂/rok³⁰. Głównym uzasadnieniem takiej formy produkcji wodoru jest jego cena, która bez kosztów za emisję dwutlenku węgla wynosi w tym wypadku ok. 1–2 EUR/kg³¹, czyli 30–60 EUR/MWh. Produkcja zielonego wodoru, czyli z wykorzystaniem OZE, jest na chwilę obecną jeszcze znacznie droższym rozwiązaniem (zob. rozdz. 4.1). Jednak jako długoterminowe rozwiązanie wodór zielony jest lepszą opcją ze względu na czynniki środowiskowe. Najbardziej atrakcyjne rynki produkcyjne dla zielonego wodoru to te, na których istnieje również wysoka podaż OZE, czyli niektóre regiony Bliskiego Wschodu, Chiny, USA i Australia. Na tych obszarach zielony wodór może być już dziś produkowany w cenie 3–5 EUR/kg³².

Z energii wiatru wytwarzane jest ok. 5% światowej energii elektrycznej, przy czym większość instalacji znajduje się na lądzie. W porównaniu z wiatrem na lądzie, wiatr na morzu osiąga większe prędkości i jest bardziej stabilny, co czyni go znacznie atrakcyjniejszym do wytwarzania energii elektrycznej. Głównymi wadami tego rozwiązania są jednak wyższe koszty i większe wyzwania techniczne związane z przesyłem energii elektrycznej na ląd, ze względu na trudne warunki morskie, na które narażone są urządzenia. Tradycyjne kable prądu przemiennego mają dużą pojemność powodującą znaczny przepływ mocy biernej, a zatem wykazują większe straty niż linie napowietrzne. Natomiast układy prądu stałego (HVDC) są drogie. Jednak w tym wypadku rozwiązaniem alternatywnym mogłaby być produkcja wodoru

30 *The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities*, Report prepared by the IEA for the G20, Japan, s. 37, https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf

31 *The green hydrogen economy. Predicting the decarbonisation agenda of tomorrow*, PwC, <https://www.pwc.com/gx/en/industries/energy-utilities-resources/future-energy/green-hydrogen-cost.html>

32 *Ibidem*.

na morzu i jego transport na ląd rurociągami, które mają znacznie mniejsze straty (<0,1%) niż w przypadku energii elektrycznej przepływającej przez kable morskie³³. W grę wchodzi także transport wodoru za pomocą specjalnych tankowców. Morskie farmy wiatrowe mają coraz większe możliwości wytwórcze i są budowane w coraz większej odległości od brzegu, a także odnotowują znaczący spadek uśrednionego kosztu energii (ang. *Levelized Cost of Energy*). Ponadto, wraz z rozwojem pływających platform, turbiny wiatrowe mogą być umieszczane na głębszych wodach, dzięki czemu więcej miejsc będzie dostępnych dla wytwarzania energii elektrycznej³⁴.

Biorąc pod uwagę wysoką zależność zielonego wodoru od rozwoju OZE można się spodziewać spadku jego ceny wraz z obniżaniem kosztów produkcji energii odnawialnej dzięki licznym projektom wsparcia oraz postępowi technologicznemu. Niewątpliwym wyzwaniem jest przewidywanie przyszłych trendów, w szczególności w perspektywie dziesięcioleci, dlatego też należy pamiętać, że prognozy dotyczące rozwoju rynku wodoru są obarczone na chwilę obecną dużym marginesem błędu. W przypadku wodoru tempo rozwoju gospodarki wodorowej będzie zależało od cen m.in.: technologii wodorowych, energii elektrycznej z OZE oraz samego wodoru. Oznacza to, że stosownie do tych kosztów, rozwój rynku wodoru, który aktualnie jest fazie *in statu nascendi*, może nastąpić albo błyskawicznie w ciągu najbliższej dekady, albo równie dobrze może odnotować znikomy wzrost i nie wprowadzić żadnej rewolucji w energetyce i przemyśle.

W ostatnich latach zauważa się ogromną dynamikę zainteresowania wodorem w skali globalnej, co przekłada się na liczbę przyjętych strategii, a także planów inwestycyjnych. Analiza dostępnych prognoz wskazuje, że w perspektywie do 2050 r. będzie utrzymywał się trend zwiększający jego znaczenie w skali globalnej. Zgodnie z analizą PwC, popyt na zielony wodór będzie rósł w tempie umiarkowanym, ale stałym do 2030 r. W tym okresie koszty produkcji powinny spaść o ok. 50%, a wodór będzie dominował przede wszystkim dzięki zastosowaniom w obszarach niszowych takich sektorów jak przemysł, transport, energetyka i budownictwo. W dalszym okresie prognozuje się przyspieszenie wzrostu popytu, zwłaszcza od połowy lat 30. XXI w. Ocenia się, że do 2050 r. zapotrzebowanie na wodór może wahać się od 150 do 500 mln ton rocznie (obecnie 70 mln ton), w zależności od globalnych ambicji klimatycznych oraz rozwoju działań sektorowych³⁵. Według raportu BP, w perspektywie do 2050 r. zielony oraz niebieski wodór jako nośnik energii będzie zapewniał blisko 15% całkowitego końcowego zużycia energii³⁶. Analizy, na które powołano się w *Strategii w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu* wskazują, że czysty wodór mógłby zaspokoić nawet 24% światowego zapotrzebowania na energię w perspektywie 2050 r.³⁷. Jednocześnie po 2030 r. nie przewiduje się drastycznego spadku cen produkcji wodoru, które zgodnie z szacunkami PwC powinny kształtować się w przedziale 1–1,5 EUR/kg do 2050 r. w przypadku państw o najlepiej rozwiniętym sektorze OZE, a w przypadku pozostałych – na poziomie 2 EUR/kg³⁸. Oznacza to, że w perspektywie nadchodzących lat należy spodziewać się znaczących inwestycji w elek-

33 G. Calado, R. Castro, *Hydrogen Production from Offshore Wind Parks: Current Situation and Future Perspectives*, „Applied Sciences” 2021, 11, 5561, s. 2, <https://doi.org/10.3390/app11125561>.

34 *Ibidem*.

35 *The green hydrogen economy. Predicting the decarbonisation agenda of tomorrow*, PwC, <https://www.pwc.com/gx/en/industries/energy-utilities-resources/future-energy/green-hydrogen-cost.html>

36 *BP Energy Outlook 2020 edition*, s. 129.

37 *Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu*, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Bruksela 8.07.2020 r. COM(2020)301 final, s. 2.

38 *The green hydrogen economy. Predicting the decarbonisation agenda of tomorrow*, PwC, <https://www.pwc.com/gx/en/industries/energy-utilities-resources/future-energy/green-hydrogen-cost.html>

trolizery w skali globalnej, których skala będzie współodpowiedzialna za tempo upowszechniania tego nośnika energii.

Jednocześnie rozwój zielonego wodoru będzie wymagał w szczególności rozbudowy infrastruktury odnawialnych źródeł energii, w tym nowych mocy elektrowni wiatrowych oraz fotowoltaiki. Biorąc pod uwagę, że wytwarzanie zielonego wodoru w procesie elektrolizy jest procesem energochłonnym, to w perspektywie 2050 r. znaczna część produkowanej energii elektrycznej musiałaby być przeznaczona na produkcję wodoru. Uwzględniając rosnące znaczenie wodoru w gospodarce dochodzi się do wniosku, że ilość produkowanej energii musiałaby się podwoić³⁹. Oprócz konieczności wdrażania inwestycji w nową infrastrukturę dystrybucyjną i zapewnienia dostatecznej ilości energii elektrycznej, główne bariery w rozwoju gospodarki wodorowej obejmują także takie kwestie, jak:

- magazynowanie wodoru i jego przesył na duże odległości,
- wysoki koszt produkcji wodoru,
- wysoki koszt ogniw paliwowych⁴⁰.

Aktualnie koszty produkcji wodoru są 3–4-krotnie większe od tych, jakich docelowo się oczekuje, a przy wykorzystaniu elektrolizerów PEM jest to aż 7-krotna różnica⁴¹. Hamulcem dla gospodarki wodorowej może stać się również obszar instytucjonalno-administracyjny zależnie od tego, jak będą się kształtowały przepisy w zakresie bezpieczeństwa, kodeksy i normy.

Analizując trendy w najważniejszych państwach rozwijających gospodarkę wodorową dostrzega się przesłanki wskazujące na istotny wzrost wykorzystania wodoru w przyszłości. W USA produkcja zielonego wodoru z elektrolizy wynosi obecnie 1%, zaś ponad 95% jest efektem reformingu metanu z parą wodną⁴². W perspektywie 2030 r. amerykańska strategia zakłada zwiększenie skali produkcji wodoru, rozbudowę infrastruktury transportowej umożliwiającej transport i dystrybucję wodoru w postaci gazowej i skroplonej; rozwój krajowych zdolności produkcyjnych w dziedzinie ogniw paliwowych, turbin i innych komponentów; inwestowanie w badania naukowe i edukację przyszłych ekspertów w dziedzinie energetyki wodorowej. Już dzisiaj dostrzega się komercjalizację turbin zdolnych do spalania wodoru i gazu ziemnego. W dłuższej perspektywie po 2030 r. szacuje się, że zastosowanie wodoru w USA będzie wdrażane na szeroką skalę ze względu na międzysektorowe korzyści wynikające z jego wykorzystywania.

Powszechnie wskazuje się, że liderami technologii wodorowych są Japończycy, którzy strategię wodorową opublikowali już w 2017 r. Istotnym elementem japońskiej strategii jest rozbudowa infrastruktury krajowej umożliwiającej tankowanie wodoru i upowszechnienie go jako paliwa dla transportu. W perspektywie do 2030 r. planują oni budowę blisko 900 stacji, a także rozwój floty samochodów FCEV do 800 tys.⁴³. Japończycy promują wykorzystywanie wodoru ze względu na to, że zapewniania on bezpieczeństwa dostaw energii, a przy okazji jest czystym i elastycznym nośnikiem energii. Japonia wspiera projekty mające na celu budowę łańcuchów dostaw z zagranicy w celu produkcji wodoru ze źródeł odnawialnych lub z paliw kopalnych wraz z wychwytywaniem i składowaniem CO₂⁴⁴. Ponadto, japońska

39 *BP Energy Outlook 2020 edition*, s. 105; *Green Hydrogen, The next transformational driver of the Utilities industry*, The Goldman Sachs Group, 2020, s. 4.

40 Więcej na temat barier w rozdz. 4.2.

41 *R.K. Dixon, Global Status & Trends of The Hydrogen Economy*, https://www.un.org/esa/sustdev/sdissues/energy/op/hydrogen_seminar/presentations/05_dixon_iea.pdf

42 *Fuel Cell & Hydrogen Energy Association, US Hydrogen Industry Roadmap, 2020*, s. 7. *U.S. Department of Energy, Hydrogen Strategy – Enabling a Low-Carbon Economy 2020*, s. 5.

43 *Clean hydrogen Monitor 2020, Hydrogen Europe*, s. 81.

44 *Hydrogen and fuel cells in Japan, EU-Japan Centre for Industrial Cooperation*, 2019, s. 122.

strategia podkreśla dążenie do rozwoju komercjalizacji łańcucha dostaw skroplonego wodoru⁴⁵.

Z perspektywy Unii Europejskiej produkcja wodoru wpisuje się w strategiczne cele polityki klimatyczno-energetycznej. Obecnie roczna produkcja wodoru w UE wynosi ok. 10 milionów ton, przy użyciu metod wysokoemisyjnych. Gdyby ten sposób wytwarzania wodoru zastąpić w całości elektrolizą, potrzebne byłoby aż 450 TWh energii elektrycznej, która dzisiaj stanowi ok. 10% obecnej produkcji w UE⁴⁶. Dlatego unijna strategia wodorowa zakłada znaczne zwiększenie mocy elektrolizerów do 2030 r. W perspektywie długoterminowej, sięgającej 2050 r., wodór ma osiągnąć poziom 13–14% udziału w miksie energetycznym UE, co ma przyczynić się do stworzenia blisko 1 mln nowych miejsc pracy w gospodarce. Większość państw unijnych upatruje zastosowanie wodoru przede wszystkim w transporcie. Najbardziej ambitne założenia w zakresie rozbudowy mocy elektrolizerów do 2030 r. zakłada Francja (6,5 GW), Niemcy i Włochy (5 GW).

Zgodnie ze *Strategią wodorową na rzecz Europy neutralnej klimatycznie*⁴⁷ UE planuje stworzenie gospodarki wodorowej w oparciu o pełny łańcuch wartości. Chodzi zatem nie tylko o rozwój obszaru produkcji wodoru i infrastruktury przesyłowej tego surowca, ale także o kreowanie popytu rynkowego, który stanowi koło napędowe dla zwiększania podaży. Pociąga to za sobą konieczność obniżenia kosztów technologii produkcji i dystrybucji. Biorąc pod uwagę, że UE stawia na wodór powstający w oparciu o źródła czyste i bezemisyjne, oczekuje się także dalszego wzrostu konkurencyjności rynkowej OZE wobec paliw kopalnych⁴⁸. Równie istotne jest przy tym zabezpieczenie surowców, które są niezbędne dla OZE – w szczególności tych znajdujących się na unijnym wykazie surowców krytycznych⁴⁹.

Stosownie do wyżej wymienionych planów i założeń, państwa takie jak USA, Japonia oraz obszar UE wychodzą z inicjatywami wsparcia dla wodoru. USA planują przeznaczyć na ten cel ok. 1,7 mld USD w ciągu 5 lat, Japonia ok. 300 mln USD rocznie, a UE ok. 200–300 mln EUR rocznie na technologie wodorowe⁵⁰.

W przypadku Polski istnieje potencjał naukowo-badawczy w obszarze technologii wodorowych. Roczna produkcja wodoru w Polsce wynosi około 1 mln ton, przy czym w całości opiera się ona na paliwach kopalnych⁵¹. Jednak prace nad budową pełnego łańcucha wartości, obejmującego sektor produkcji, magazynowania i konwersji, dystrybucji oraz zastosowań wodoru (tj. pobudzenie popytu) się dopiero rozpoczynają. Jak podkreślono w projekcie przygotowywanej aktualnie *Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.*, Polska stoi przed koniecznością przygotowania kompleksowego programu badawczego, wsparcia grup badawczych aktywnie działających w tematyce wodorowej oraz pobudzenia zainteresowania najlepszych ośrodków naukowo-badawczych i produkcyjnych tematyką

45 Japan. *The H2 Handbook*, K&L 2020, s. 5.

46 G. Calado, R. Castro, *Hydrogen Production from Offshore Wind Parks: Current Situation and Future Perspectives*, „Applied Sciences”, 2021, 11, 5561, s. 11, <https://doi.org/10.3390/app11125561>

47 Communication From The Commission To The European Parliament, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, Brussels, 8.7.2020 COM(2020) 301 final, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf

48 *Ibidem*, s. 9–10.

49 *Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU A Foresight Study*, Luxemburg 2020, s. 25–26, https://rmis.jrc.ec.europa.eu/uploads/CRMs_for_Strategic_Technologies_and_Sectors_in_the_EU_2020.pdf

50 R.K. Dixon, *Global Status & Trends of The Hydrogen Economy*, https://www.un.org/esa/sustdev/sdissues/energy/op/hydrogen_seminar/presentations/05_dixon_ia.pdf

51 *Polska strategia wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r. – Projekt*, s. 18–21, <https://bip.mos.gov.pl/strategie-plany-programy/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030-z-perspektywa-do-2040-r/>

z zakresu technologii wodorowych⁵². W związku z tymi celami, w projekcie *Polskiej Strategii Wodorowej...* zakłada się, że do 2025 r. inwestycje pochłoną ok. 2 mld PLN (ok. 440 mln EUR). Przewidziane w tym okresie wydatki będą obejmować technologie wodorowe w sektorach energetycznym, transportu i produkcji. Z kolei do 2030 r. inwestycje związane z samymi elektrolizerami mają osiągnąć ok. 9 mld PLN (ok. 2 mld EUR), zależnie od wybranej technologii: alkaliczne/PEM/SOE. Natomiast w przypadku transportu wodorowego, koszty w tym okresie są szacowane na ok. 5,6 mld PLN (ok. 1,2 mld EUR)⁵³. Przygotowanie do podpisania w październiku 2021 r. porozumienia wielu instytucji i przedsiębiorstw (z inicjatywy Ministerstwa Klimatu i Środowiska) świadczy o dużej determinacji władz do włączenia Polski do globalnego trendu rozwoju gospodarki wodorowej.

2.4 Technologia Power to Gas – podstawowe pojęcia i zależności

Technologię Power to Gas (P2G) najprościej można scharakteryzować jako konwersję energii elektrycznej na gaz, który w kolejnych etapach może podlegać⁵⁴:

- magazynowaniu w celu późniejszego wykorzystania,
- dalszej dystrybucji,
- wykorzystaniu końcowemu poprzez dalsze jego przetwarzanie bądź zużycie.

Bezpośrednie zastosowanie wyprodukowanego wodoru bez jego dalszej konwersji nosi nazwę systemu jednostopniowego. W przypadku konwersji wodoru w kolejnych etapach, technologia P2G jest znana pod nazwą systemu dwustopniowego. Ponadto istnieją również jednostopniowe systemy P2G do bezpośredniej produkcji metanu⁵⁵. W przypadku energii elektrycznej pochodzącej z turbin wiatrowych użytej do produkcji gazu spotyka się również termin „windgas”⁵⁶.

52 *Ibidem*.

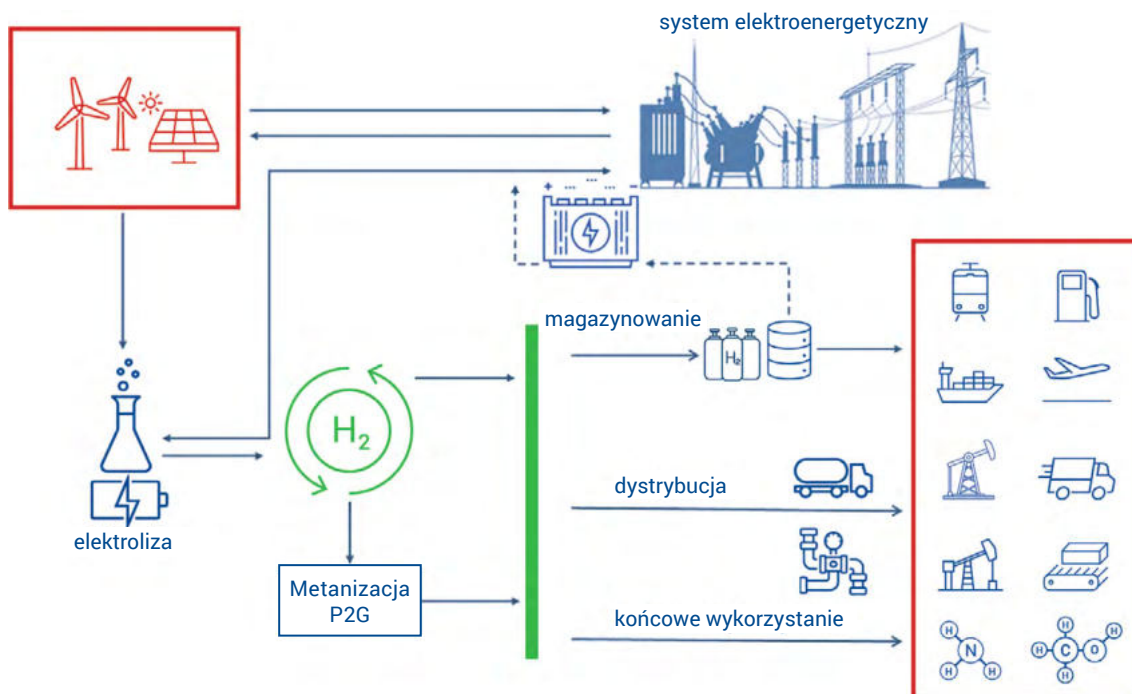
53 *Ibidem*, s. 42–43.

54 W. Liu, F. Wen, Y. Xue, *Power-to-gas technology in energy systems: current status and prospects of potential operation strategies*, „J. Mod. Power Syst. Clean Energy”, kwiecień 2017, s. 27. DOI: 10.1007/s40565-017-0285-0; https://www.researchgate.net/publication/316439688_Power-to-gas_technology_in_energy_systems_current_status_and_prospects_of_potential_operation_strategies/fulltext/58fe3ac0aca2725bd71d1a42/Power-to-gas-technology-in-energy-systems-current-status-and-prospects-of-potential-operation-strategies.pdf

55 Technologia odwracalnych ogniwi ze stałym tlenkiem (ReSOC).

56 J. Popczyk, P. Kucharczyk, *Zintegrowane wiatrowo-gazowe technologie energetyczne*, Prace Naukowe Politechniki Śląskiej „Elektryka”, z. 1, 2007, s. 27–38.

Rys. 2.3. Uproszczony schemat gospodarki wodorowej z uwzględnieniem technologii Power to Gas (P2G), przy założeniu produkcji wodoru ze źródeł OZE



Źródło: opracowanie własne na podstawie: A. Maroufmashat, M. Fowler, *Transition of Future Energy System Infrastructure; through Power-to-Gas Pathways*, Energies, 26 July 2017, s. 3–8.

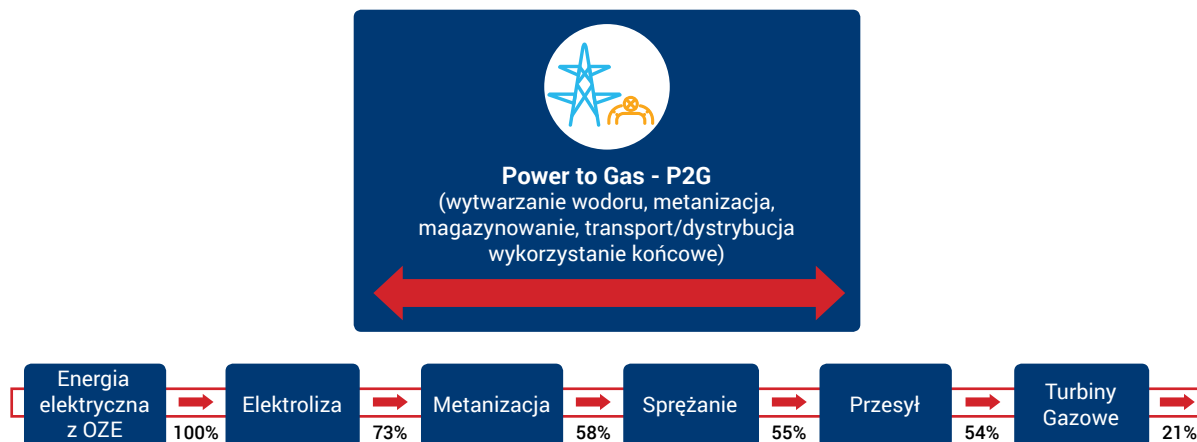
Pierwszym etapem procesu jest wytworzenie odnawialnego wodoru poprzez elektrolizę z wody i energii pochodzącej ze źródeł energii odnawialnej. Wodór ten może być wykorzystany bezpośrednio, domieszkowany do innych gazów lub poddany drugiemu etapowi, np. w reakcji z dwutlenkiem węgla w celu wytworzenia metanu. Metan jest kluczowym składnikiem gazu ziemnego i może być używany bezpośrednio we wszystkich dzisiejszych standardowych zastosowaniach gazowych. CO_2 wykorzystywany w procesie metanizacji jest wychwytywany z powietrza, biomasy lub biogazu, aby zapewnić zamknięty obieg węgla.

Do przeprowadzenia procesu elektrolizy, metanizacji i magazynowania wymagane są duże ilości energii. Efektywność elektrolizy w zależności od poziomu temperatury (niska/wysoka) szacuje się na 67–81% w projekcji do roku 2050 odpowiednio 80–90%⁵⁷. Dodatkowo proces metanizacji to efektywność na poziomie około 58%⁵⁸.

57 *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels*, AGORA Energiewende, Berlin, 19 September 2018, s. 61–64, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf

58 T. Chmielniak, S. Lepszy, P. Mońka, *Energetyka wodorowa – podstawowe problemy*, „Polityka Energetyczna” 2017, t. 20, z. 3, s. 55–56.

Rys. 2.4. Poziomy efektywności w łańcuchu przemian dla technologii P2G



Źródło: opracowanie własne na podstawie: T. Chmielniak, S. Lepszy, P. Mońka, *Energetyka wodorowa – podstawowe problemy*, „Polityka Energetyczna” 2017, t. 20, z. 3, s. 55–56.

Wybór sposobu i formy magazynowania wodoru w celu późniejszego wykorzystania zależy od celu jego przyszłego wykorzystania, tj. czy będzie podlegał transportowaniu i na jakie odległości oraz w jakich ilościach, czy też będzie wykorzystany na miejscu magazynowania chociażby przy świadczeniu usług systemowych dla operatora elektroenergetycznego, lub w procesach przemysłowych.

2.5 Opis wybranych zastosowań przemysłowych wodoru

Poniżej omówiono najważniejsze technologie przemysłowe, w których wodór jest stosowany obecnie i te, w których zastosowanie zielonego wodoru będzie opłacalne w przyszłości.

Jak już stwierdzono, w roku 2019 Polska zajmowała trzecie miejsce w Europie pod względem produkcji wodoru, tj. ok. 1 mln ton rocznie⁵⁹ (34 TWh). Produkcja ta w całości przeznaczana była na pokrycie krajowych potrzeb, wśród których dominują potrzeby przemysłu. Wielkość ta jest wielkością, która potencjalnie mogłaby być zastąpiona odnawialnym wodorem. O możliwościach tego zastąpienia oprócz istnienia wystarczającego potencjału energii z OZE, decydują przede wszystkim możliwości i elastyczność dostosowania procesów produkcyjnych w poszczególnych gałęziach przemysłu, jak również związane z tym koszty. Ponadto równie istotne są strategie przyjęte przez największych „graczy” na rynku produkcji wodoru. W związku z powyższym można założyć, że konieczność przejścia na zeroemisyjną gospodarkę w roku 2050 będzie dla przemysłu wykorzystującego wodór w procesie swoich technologii związane z koniecznością dokonania zmian modeli funkcjonowania uwzględniających:

- zamianę wykorzystywanego wodoru o innym kolorze na zielony wodór – duży potencjał do produkcji wodoru z turbin wiatrowych i z PV. W tym przypadku przemysł może dokonać dodatkowych

59 *Polska Strategia Wodorowa do roku 2030, z perspektywą do 2040* – projekt, s. 20; Podczas elektrolizy wody wiązanie chemiczne między wodorem i tlenem zostaje przerwane w roztworze, tworząc gazowy wodór i tlen. Zakładając, że do wyprodukowania 1kg wodoru potrzeba 50 kWh energii elektrycznej, do wyprodukowania 1 mln ton wodoru będzie potrzebna 50TWh energii elektrycznej. Dla porównania, zgodnie z danymi prezentowanymi przez PSE S.A. roczna produkcja energii elektrycznej w Polsce w roku 2020 wyniosła 152 TWh, w tym produkcja z OZE to około 16,4 TWh (10,75%). Więcej na ten temat w rozdziale: EENERGETYKA WIATROWA – PRODUKCJA ZIELONEGO WODORU I JEJ WPŁYW NA KRAJOWY SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY.

inwestycji w kierunku rozwoju instalacji do produkcji wodoru bądź wyjście na rynek z ofertą zakupu. Rynkowa oferta zakupu będzie możliwością dla producentów wodoru na zwiększenie swoich udziałów w uwolnionej części rynku;

- zmianę procesów przemysłowych, w których nie jest wykorzystywany wodór na procesy oparte na wodorze – dostosowanie procesów i instalacji do pozyskiwania zielonego wodoru, lub zmiany organizacyjne w kierunku zakupu zielonego wodoru z rynku. Zmiany organizacyjne będą oznaczały zwiększenie zapotrzebowania na wodór z rynku.

Poniżej pokrótce przedstawiono obecne i przewidywane wykorzystanie wodoru w wybranych gałęziach przemysłu.

Obecne i prognozowane zapotrzebowanie na wodór w wybranych gałęziach przemysłu

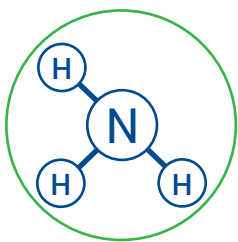


Przemysł rafineryjny jest jednym z wiodących przemysłów wykorzystujących wodór w procesie produkcji. Wykorzystanie w UE w 2019 r. wodoru ukształtowało się na poziomie 3,7 mln ton/rok, co daje 45% pokrycia całego zapotrzebowania na wodór⁶⁰. Prognozowane zapotrzebowanie na wodór w Polsce w tym obszarze szacuje się na 2,2 TWh (około 65,5 tys. ton). Niemniej jednak ze względu na prognozy postępującej elektryfikacji transportu trudno jest przewidzieć znaczenie przemysłu rafineryjnego w roku 2050⁶¹.

Największymi producentami wodoru na cele związane z przemysłem rafineryjnym są grupa Lotos i Orlen.

60 *Clean Hydrogen Monitor 2020*, Hydrogen Europe, s. 14, <https://www.hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/04/Clean-Hydrogen-Monitor-2020.pdf>

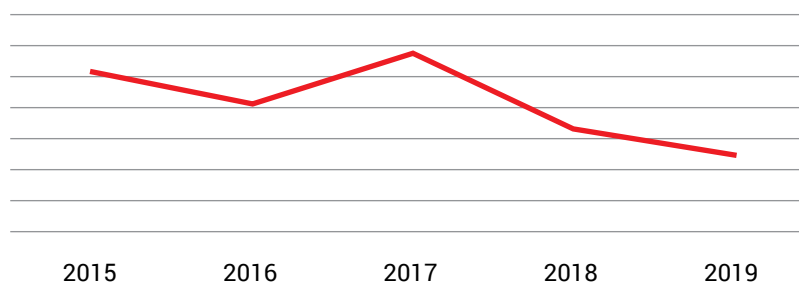
61 T. Adamczewski, M. Jędra, *Zielone gazy...*, s. 18



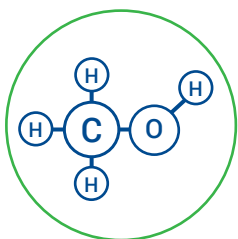
Produkcja amoniaku w krajach UE w roku 2018 odpowiadała za 34% całkowitego zapotrzebowania na wodór tj. 2,8 mln ton⁶².

Grupa Azoty jest największym w Polsce i znaczącym w regionie Europy Środkowo-Wschodniej producentem amoniaku. Strategia zakupowa w tym obszarze bazuje głównie na optymalizacji dostaw wewnątrz Grupy, stąd bez zmiany strategii bądź odpowiednich bodźców ze strony regulacji, ta część rynku zastosowań wodoru nie zostanie szybko uwolniona. Niemniej jednak ze względu na fakt, oraz zgodnie z danymi z 2018 r. w Polsce wyprodukowano 2,5 mln ton amoniaku⁶³ poprzez przetworzenie 22,5 TWh gazu ziemnego na 15,2 TWh (około 452 tys. ton) wodoru, co oznacza, że w przyszłości ta ilość wodoru będzie produkowana z energii elektrycznej pochodzącej z OZE. Niemniej jednak, zgodnie z danym statystycznymi, produkcja amoniaku utrzymuje kierunek spadkowy. Poniżej przedstawiono wykres produkcji amoniaku (w tonach) w Polsce w latach 2015–2019, na podstawie danych GUS.

Amoniak tNH₃ (produkcja)



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS.



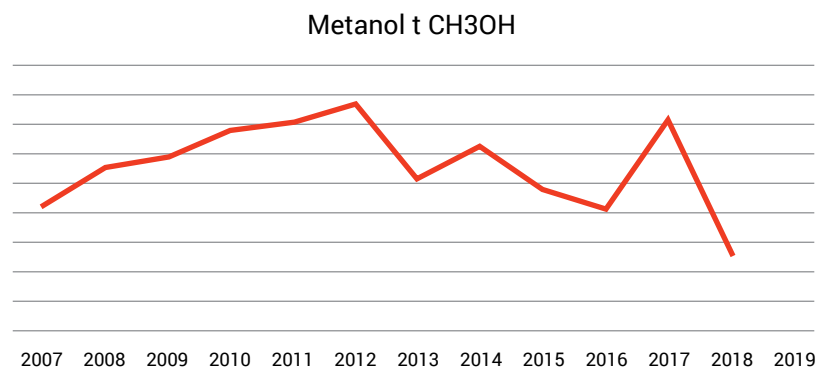
Metanol wykorzystywany jest do produkcji biopaliw oraz innych surowców chemicznych. Metanol jest jednym z najważniejszych surowców chemicznych. Służy do produkcji formaldehydu (30% światowego zużycia metanolu), kwasu octowego (10%), chlorometanu (3–4%), metakrylanu metylu (MMA) (2,5%) i metyloamin (2%). Popyt na formaldehyd napędzany jest głównie przez przemysł budowlany, gdzie związek ten wykorzystuje się do produkcji kleju stosowanego do wyrobu płyt budowlanych. Oprócz zastosowań czysto chemicznych, coraz ważniejsza jest rola metanolu jako dodatku lub surowca do wytwarzania komponentów paliw⁶⁴. Metanol jako dodatek do benzyn może być stosowany w postaci czystej (12% jego światowej produkcji) lub w postaci eteru metylo-tert-butyloвого (MTBE; 12% produkcji metanolu), obecnie zastępowanego przez eter etylotertbutylowy (ETBE). Metanol może być stosowany w różnych proporcjach, wraz z konwencjonalnymi

62 Hydrogen Europe...

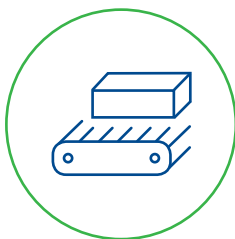
63 *Produkcja wyrobów przemysłowych w latach 2015–2019*, GUS 2020.

64 M. Krupa, M. Moskalewicz, A.P. Sikora, A. Szurlej, *Perspektywiczne zapotrzebowanie na metanol jako paliwo okrętowe*, „Przemysł Chemiczny” 2015, t. 94, nr 12, s. 2059–2066.

produktami naftowymi. Zwiększenie udziału procentowego metanolu w benzynie powoduje jednak konieczność modyfikacji pojazdów silnikowych jak i sposobów dystrybucji paliwa. W silnikach diesla nie jest możliwe bezpośrednie stosowanie metanolu, ponieważ liczba cetanowa metanolu jest zbyt niska i metanol nie ulega zapłonowi⁶⁵. Niemniej jednak tego obszaru zastosowań metanolu ze względu na elektryfikację transportu nie należy rozpatrywać w kategoriach wzrostowych. Ponadto produkcja metanolu w Polsce w 2018 r. była na najniższym poziomie w okresie 2007–2018. Niestety, brak jest danych dla roku 2019. Poniżej przedstawiono wykres produkcji metanolu (w tonach) w Polsce w latach 2007–2019 na podstawie danych GUS.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS.



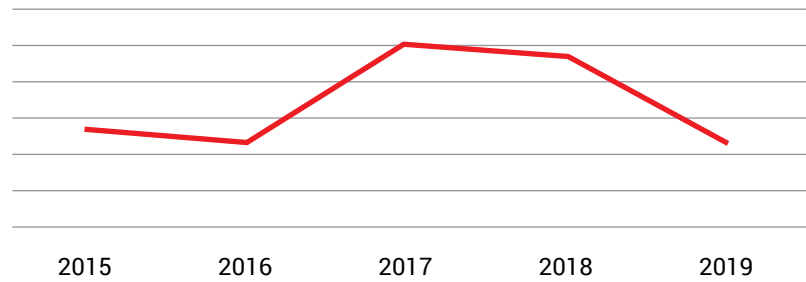
Produkcja stali w Polsce w roku 2019 wyniosła 9,1 mln ton. Opierała się na technologii „wielkiego pieca” (4,8 mln ton) oraz produkcji z wykorzystaniem pieców elektrycznych (4,3 mln ton)⁶⁶. Przy założeniu stałego poziomu produkcji (choć w porównaniu z latami 2017 i 2018 notuje się spadek), w celu dekarbonizacji tej części przemysłu, technologię „wielkiego pieca” będzie można zastąpić rozwiązaniami takimi jak DRI (*Direct Reduced Iron*) oraz IBRSR (*Iron Bath Reactor Smelting Reduction*). Oznacza to, że dla 4,8 mln ton produkcji, konieczna będzie zmiana procesu poprzez zastosowanie technologii niskoemisyjnych paliw gazowych (wodór i biometan). Trudno jest ocenić, jaki stosunek wodoru, a jaki biometanu będzie wykorzystany w procesie produkcji, stąd trudno jest ocenić przyszłe zapotrzebowanie na wodór w tym sektorze. Zgodnie z analizami prowadzonymi na podstawie danych z roku 2018, zapotrzebowanie w 2050 r. na wodór przy produkcji stali będzie wynosiło 3 TWh⁶⁷. Poniżej przedstawiono wykres produkcji stali surowej (w tonach) w Polsce w latach 2015–2019 na podstawie danych GUS.

65 S. Dobras, L. Więclaw-Solny, T. Chwoła, A. Krótki, A. Wilk, A. Tatarczuk, *Odnawialny metanol jako paliwo oraz substrat w przemyśle chemicznym*, Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, 2017, nr 98, s. 27–38.

66 Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, *National Inventory Report 2021*, 2021.

67 T. Adamowicz, M. Jętko, *Zielone gazy. Biometan i wodór w Polsce...*, s. 11.

Stal surowa t (produkcja)



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS.

W zależności od przyjętej przyszłej strategii produkcji wodoru na wybrane cele (pomijając rodzaj i moc elektrolizerów) należy podjąć decyzję o schemacie funkcjonowania elektrolizera w połączeniu z jednostką wytwórczą energii elektrycznej. Uzyskany wodór w zależności od potrzeb będzie można przekształcić w inne formy chemiczne. Przy czym, każde dodatkowe przekształcenie będzie się wiązało z kolejnymi stratami, co w konsekwencji może okazać się nieopłacalne ekonomicznie, a z pewnością mało efektywne. Stąd, w obszarach gospodarki, gdzie można zastosować bezpośrednio energię elektryczną z OZE, będzie to bardziej efektywne ekonomicznie niż dostosowywanie istniejących urządzeń elektrycznych do potrzeb wykorzystania wodoru. Niemniej jednak, wodór będzie miał istotne znaczenie w tych miejscach gospodarki, w których nie będzie można przeprowadzić elektryfikacji.



03

**OPIS DOKUMENTÓW
KSZTAŁTUJĄCYCH ROZWÓJ
RYNKU WODORU W UNII
EUROPEJSKIEJ I POLSCE**

W czasie powstawania niniejszego raportu strategia państwa polskiego wobec wodoru nie została jeszcze przyjęta w oficjalnym dokumencie rządowym. Poniżej przeanalizowane zostały aktualnie obowiązujące dokumenty strategiczne UE i najważniejsze akty prawa UE, aktualna polityka energetyczna Polski oraz poddany do publicznej konsultacji projekt *Polskiej Strategii Wodorowej do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.*

3.1 Europejski Zielony Ład

Rozwój rynku wodoru w najbliższych latach będzie następował przede wszystkim w konsekwencji wdrażania aktualnej polityki klimatycznej Unii Europejskiej. Została ona wyrażona w ogłoszonym przez Komisję Europejską dokumencie *Europejski Zielony Ład* (ang. *European Green Deal*). To fundamentalny dokument o strategicznym znaczeniu, który wytycza kierunki zmian regulacyjnych i polityk branżowych UE, a w konsekwencji poszczególnych państw członkowskich. Powszechnie już znanym celem UE wyrażonym „Europejskim Zielonym Ładzie” jest osiągnięcie przez całą wspólnotę neutralności klimatycznej do 2050 r. Innymi słowy chodzi o zlikwidowanie emisji gazów cieplarnianych generowanych przez gospodarki i społeczeństwa unijne w przeciągu najbliższych 30 lat. W przypadku szeroko rozumianej energetyki, osiągnięcie tego celu ma nastąpić dzięki „przejściu na czystą energię”, co w praktyce oznaczać ma dominację odnawialnych źródeł energii (OZE). To właśnie ten segment gospodarki energetycznej ma być w ramach transformacji energetycznej stale rozwijany i stać się głównym wytwórcą energii elektrycznej we wszystkich państwach członkowskich Unii Europejskiej. Oczywiście zmiany technologiczne prowadzące do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych mają dotyczyć także innych sektorów gospodarczych. W tej dalekosiężnej i ambitnej wizji jakościowej zmiany modelu gospodarczego w skali całej UE nie ma rozbudowanej części poświęconej gospodarce wodorowej. Jednak wskazane kierunki zmian dla poszczególnych sektorów gospodarczych oraz generalny paradygmat, na którym mają być one oparte, określają dogodne dla rozwoju gospodarki ramy strategiczne. Obejmują one przede wszystkim:

- dekarbonizację sektora gazowego, poprzez wprowadzanie gazów niskoemisyjnych,
- ograniczenie zużycie surowców w przemyśle (w ramach gospodarki w obiegu zamkniętym),
- wsparcie dla czystych technologii dla przemysłu w tym technologii czystego wodoru i magazynowania energii,
- ograniczenie emisyjności transportu (lotniczego, drogowego, kolejowego i wodnego) m.in. poprzez wprowadzenie „alternatywnych, zrównoważonych paliw transportowych”.

Można także przyjąć, że upowszechnieniu zielonego wodoru sprzyjać będzie zapowiedziana w *Europejskim Zielonym Ładzie* także polityka zmierzająca do rozpoczęcia reform podatków obciążających paliwa kopalne. Beneficjentami strategii klimatycznej UE będą natomiast ośrodki badawcze pracujące nad nowymi, przełomowymi technologiami, które pozwolą osiągnąć cel strategiczny, jakim jest neutralność klimatyczna.

3.2 Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu

Ogłoszona komunikatem Komisji Europejskiej w 2020 r. „Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu” – ang. *Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe* (dalej Strategia), oparta została na generalnym założeniu, że wodór ma „wiele potencjalnych zastosowań w sektorach przemysłu, transportu, energii i budownictwa”. W przypadku energetyki zielony wodór, w Strategii określany jako „odnawialny”, może zostać wykorzystany jako paliwo, nośnik energii, a także jako magazyn energii⁶⁸. Jednocześnie Strategia wskazuje na ścisły związek, jaki będzie zachodził między rozwojem OZE zwiększającym udział czystej energii elektrycznej a upowszechnianiem czystego wodoru w gospodarce. KE w ramach omawianego dokumentu stwierdza jednoznacznie, że „wykorzystywanie czystego wodoru na dużą skalę i w szybkim tempie ma kluczowe znaczenie dla osiągnięcia przez UE bardziej ambitnego celu w zakresie klimatu, jakim jest racjonalna pod względem kosztów redukcja emisji gazów cieplarnianych do 2030 r. o co najmniej 50–55%”⁶⁹.

Strategia wskazuje na bardzo konkretne cele w zakresie rozwoju gospodarki wodorowej, które mają zostać osiągnięte w określonym horyzoncie czasowym:

- zainstalowanie elektrolizerów zasilanych energią ze źródeł odnawialnych o mocy co najmniej 6 GW do 2024 r,
- następnie zainstalowanie elektrolizerów zasilanych energią ze źródeł odnawialnych o mocy co najmniej 40 GW do 2030 r.,
- osiągnięcie dojrzałości przez technologie „odnawialnego wodoru” i ich szerokie zastosowanie w sektorach wysokoemisyjnych – w latach 2030–2050.

Strategia UE zakłada więc etapowe dochodzenie pełnego rozwinięcia produkcji i upowszechnienia zielonego wodoru. W okresie przejściowym KE dopuszcza wykorzystanie wodoru produkowanego przy wykorzystaniu m.in. paliw kopalnych w połączeniu z technologią wychwytywania i magazynowania dwutlenku węgla – CCS. Stopniowo, dzięki zwiększeniu skali produkcji, wodór odnawialny stanie się cenowo konkurencyjny wobec innych rodzajów wodoru produkowanego obecnie przy wykorzystaniu technologii emisyjnych. Po roku 2050 w gospodarce państw UE wykorzystywany ma być już jedynie zielony – zero-emisyjny wodór. Osiągnięcie wyrażonych w Strategii wodorowej UE celów wymagać będzie oczywiście poniesienia odpowiednich nakładów inwestycyjnych. Koszty związane z kompleksowym rozwojem zielonego wodoru oszacowane zostały w przedziale między 180 a 470 mld EUR do 2050 roku.

W czasie powstawania niniejszego raportu strategia państwa polskiego wobec wodoru nie została jeszcze przyjęta w oficjalnym dokumencie rządowym. Podstawowe ramy dla takiej strategii oraz generalne wytyczne co do kierunków wyznaczają już opisane wyżej dokumenty unijne. Podstaw można także szukać w obowiązujących strategiach i politykach odnoszących się do rozwoju społeczno-gospodarczego i energetyki. Takie bezpośrednie odniesienia odnajdujemy w poddanym do publicznej konsultacji projekcie *Polskiej Strategii Wodorowej do 2030 r. z perspektywą do 2040 roku*.

68 Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów *Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu*, Bruksela, dnia 8.07.2020 r., s. 1.

69 *Ibidem*, s. 3.

3.3 Dyrektywa w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED II)

Wspieranie rozwoju odnawialnych źródeł energii stanowi priorytet dla polityki energetycznej UE, będąc zarazem środkiem prowadzącym do osiągnięcia celów polityki klimatycznej. Wejście w życie Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dyrektywa RED II), wyznaczyło przede wszystkim nowy wyższy cel dotyczący udziału OZE w łącznej produkcji energii w 2030 r, który określono na minimum 32% udziału energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii brutto w UE (art. 3). Dyrektywa nałożyła na państwa członkowskie obowiązek określenia swoich prognozowanych wkładów w osiągnięciu nowych celów energetycznych UE. Przepisy zawarte w dyrektywie RED II wprowadzają przede wszystkim systemy wsparcia dla OZE (art. 4) także wiele udogodnień dla producentów czystej energii, a w szczególności dla prosumentów (art. 21). Otwiera ona także kolejne sektory takie jak transport i ciepłownictwo (klimatyzacja) na czyste paliwa⁷⁰.

3.4 Taksonomia Unii Europejskiej

Jednolita klasyfikacja działań na rzecz zrównoważonego rozwoju, tzw. taksonomia, została wprowadzona na mocy Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje oraz zmiany rozporządzenia (UE) 2019/2088. Rozporządzenie to służy ustanowieniu jasnych kryteriów kwalifikacji i ma tworzyć mechanizm ukierunkowujący przepływ kapitałów publicznych i prywatnych w kierunku zrównoważonych inwestycji, które służyć mają osiągnięciu przez UE neutralności klimatycznej do 2050 roku. Jest ona skierowana do podmiotów gospodarczych zamierzających przeprowadzić zrównoważone inwestycje oraz instytucji finansowych, które w oparciu o jasne kryteria będą mogły oferować dedykowane takim inwestycjom produkty. Inwestycje, zakwalifikowane jako zrównoważone, będą musiały spełnić następujące wymagania:

- zapewnić znaczący wkład w realizację co najmniej jednego z sześciu celów środowiskowych: łagodzenie skutków zmian klimatu, dostosowanie do zmian klimatu, zrównoważone wykorzystywanie oraz ochrona zasobów wodnych i morskich, przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym, zapobieganie zanieczyszczeniu i jego kontrola, ochrona oraz odbudowa bioróżnorodności i ekosystemów;
- nie wywoływać znaczących szkód dla żadnego z powyższych celów środowiskowych;
- przestrzegać technicznych kryteriów oceny;
- zapewniać minimum gwarancji dotyczących zabezpieczenia społecznego i zarządzania.

Rozporządzenie zawiera m.in. kwalifikację działalności gospodarczych, które wnoszą wkład w łagodzenie zmian klimatu poprzez „stabilizację stężeń gazów cieplarnianych w atmosferze” (art. 10). Jedną z nich jest: „tworzenie infrastruktury energetycznej niezbędnej do umożliwienia dekarbonizacji systemów energetycznych”⁷¹. Analizowana dyrektywa tworzy więc korzystne warunki regulacyjne dla uruchamiania nowych inwestycji w OZE i technologie czystego wodoru.

70 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=PL>

71 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje oraz zmiany rozporządzenia (UE) 2019/2088, art. 10, p. (g), <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32020R0852&from=EN>

3.5 Pakiet *Fit for 55*

Fit for 55 to pakiet legislacyjny opublikowany przez Komisję Europejską w dniu 14 lipca 2021 r., zawierający 13 propozycji legislacyjnych wprowadzających zmiany m.in. w:

- handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS),
- rozporządzeniu o LULUCF (ang. *Land Use, Land Use Change and Forestry*),
- rozporządzeniu w sprawie wspólnego wysiłku redukcyjnego (ESR),
- dyrektywie w sprawie energii odnawialnej (w miejsce RED II ma wejść RED III),
- dyrektywie o efektywności energetycznej (EED),
- dyrektywie w sprawie infrastruktury paliw alternatywnych (AFID),
- rozporządzeniu określającym normy emisji CO₂ dla samochodów osobowych i dostawczych,
- dyrektywie w sprawie opodatkowania energii.

Przeprowadzone nowelizacje mają być bardzo głębokie i dotyczyć właściwie wszystkich sektorów gospodarczych. W obszarze energetyki propozycja legislacyjna KE ma m.in. przyspieszyć postęp technologiczny, zmniejszyć uzależnienie od importu kopalnych surowców energetycznych, zwiększyć oszczędności energii finalnej.

Jednocześnie proponowane są nowe regulacje zmierzające do ekologizacji paliw wykorzystywanych w transporcie lotniczym, drogowym oraz transporcie morskim realizowanym europejskiej przestrzeni morskiej. Cele w tym zakresie mają zostać osiągnięte m.in. poprzez włączenie transportu morskiego do systemu ETS, dodatkowego opodatkowania „brudnego” paliwa dla statków morskich, podnoszenia wymogów dotyczących obniżania emisyjności stosowanych paliw w transporcie morskim i lotniczym. Przewidziano także nowe limity emisji dwutlenku węgla dla nowych aut wchodzących na rynek – według KE ich emisyjność do 2030 r. ma się obniżyć o 55%, a do 2050 r. – o 100%. Planowane jest także wprowadzenie zmniejszenia podaży uprawnień do emisji oraz wprowadzenie podatku węglowego na granicach zewnętrznych UE.

Reasumując przedstawione przez KU propozycje legislacyjne w pakiecie *Fit for 55*, które będą podlegać jeszcze procesowi negocjacji i nadania ostatecznego kształtu. Finalnie zmierzają one do eliminacji paliw kopalnych z gospodarek państw członkowskich. Jednocześnie proponowane regulacje mają stwarzać szerokie możliwości dla rozwoju OZE oraz produkcji i powszechnego zastosowania zielonego wodoru w gospodarkach europejskich.

3.6 Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030

Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 (dalej: KPEiK) przyjęty w 2019 r. wskazuje wodór jako jedno z alternatywnych paliw umożliwiających powstanie efektywnego energetycznie i nisko-emisyjnego transportu. Osiągnięcie tego celu ma służyć udzieleniu wsparcia dla innowacyjnych rozwiązań dla całego łańcucha infrastrukturalnego służącego szerokiemu zastosowaniu wodoru w gospodarce (także w sektorze energetycznym). W dokumencie zapowiedziano przy tym uruchomienie projektu *Program Rozwoju Technologii Wodorowych*, który ma określić potencjał przyszłej produkcji, zastosowania oraz rozwoju technologii wodorowych w Polsce⁷². W KPEiK założono, że ze względu na swoje właściwości wodór może stać się nowym, dynamicznie rozwijającym się segmentem gospodarki narodowej.

⁷² *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030*, s. 64.

Istnieją bowiem „nowe, potencjalne możliwości wykorzystania wodoru w: energetyce, transporcie, sieci przesyłowej gazu ziemnego. Wykorzystanie wodoru staje się istotnym kierunkiem badawczo-rozwojowym, dlatego planowane są działania wspierające obszary gospodarki wodorowej oraz działalności badawczo-rozwojowych”⁷³.

3.7 Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.

Rozwinięcie nakreślonych w SOR⁷⁴ kierunków zmian oraz celów strategicznych wobec szeroko rozumianej energetyki nastąpiło w przyjętej 2 lutego 2021 r. uchwałą Rady Ministrów *Polityce Energetycznej Polski do 2040 r.* (dalej PEP2040). Dokument ten uwzględnia także cele ogłoszonego przez Komisję Europejską w 2019 r. Europejskiego Zielonego Ładu. Osiągnięcie przez Polskę celu w postaci neutralności klimatycznej do 2050 r. wymagać będzie przeprowadzenia transformacji energetycznej, która ma doprowadzić do zeroemisyjnego systemu energetycznego m.in. poprzez rozwój energetyki wiatrowej jako wiodącej spośród zielonych technologii. Zakładając przyszły rozwój produkcji zielonego wodoru istotna staje się informacja dotycząca planowanej skali, jaką ma osiągnąć sektor OZE w Polsce: Generalny cel, jaki postawiono w PEP2040 wobec OZE jest następujący:

Wzrost udziału OZE we wszystkich sektorach i technologiach.

W 2030 r. udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto wyniesie co najmniej 23%

– nie mniej niż 32% w elektroenergetyce (głównie energetyka wiatrowa i PV)

– 28% w ciepłownictwie (wzrost 1,1 p.p. r/r)

– 14% w transporcie (z dużym wkładem elektromobilności).

W ramach rozwoju OZE energetyka wiatrowa na morzu ma do 2030 r. osiągnąć moc zainstalowaną na poziomie ok. 5,9 GW w 2030 r., a w 2040 r. ta wartość ma się zwiększyć do ok. 11 GW. Natomiast w przypadku fotowoltaiki wzrost mocy zainstalowanych ma osiągnąć ok. 5–7 GW w 2030 r. i ok. 10–16 GW w 2040 roku⁷⁵. Dla przyszłości zielonego wodoru ważne jest także założenie, że w ramach procesu transformacji energetycznej mają powstać „nowe gałęzie przemysłu współuczestniczące w przekształcaniach sektora energii” oraz „rozwój transportu niskoemisyjnego, w szczególności dążenie do zeroemisyjnej komunikacji publicznej do 2030 r. w miastach pow. 100 tys. mieszkańców”⁷⁶.

Opisana w PEP2040 polska wersja transformacji energetycznej określa także przyszłą rolę wodoru. W przyszłości ma on stanowić:

- alternatywne wobec ropy naftowej paliwo dla transportu,
- narzędzie do dekarbonizacji przemysłu,
- wsparcie dla wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii (technologia magazynowania energii Power-to-X),
- wsparcie dla dekarbonizacji sektora gazowego (zastosowanie mieszaniny gazu ziemnego i wodoru)⁷⁷.

73 *Ibidem*, s. 65.

74 *Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)*, 2017, s. 322.

75 *Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.*, s. 7.

76 *Ibidem*, s. 6.

77 *Ibidem*, s. 7.

W związku z powyższym oczekuje się rozwoju technologii wodorowych i całego rynku wodoru. Proces ten ma być wspierany przez „sukcesywne prace regulacyjne oraz dostosowanie systemów wsparcia dla działań inwestycyjnych, badawczo-rozwojowych oraz budowy krajowego zaplecza technologicznego”. Konieczne jest zatem wykorzystanie sprzyjających warunków dla rozwoju oraz finansowania technologii wodorowych tworzonych w ramach polityki UE (Europejski Zielony Ład, reforma europejskiego rynku gazu)⁷⁸. W transporcie i dystrybucji wyprodukowanych wolumenów wodoru będzie wykorzystana m.in. istniejąca infrastruktura gazownicza. Założono, że do roku 2030 polska sieć gazownicza osiągnie zdolność do transportu mieszaniny zawierającej ok 10% gazów innych niż kopalniany gaz ziemny (biometan, zielony wodór)⁷⁹.

3.8 Projekt Polskiej Strategii Wodorowej

Analizowany materiał to zaktualizowana wersja projektu *Polskiej Strategii Wodorowej do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.* (dalej projekt PSW), opublikowany i przekazany do publicznych konsultacji przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska (dalej MKiŚ) 21 czerwca 2021 r.⁸⁰. Na wstępie wskazuje się, że krajowa produkcja wodoru na poziomie przekraczającym 1 mln ton plasuje Polskę na trzecim miejscu w Europie. Jednak, jak już stwierdzono w pierwszej części niniejszego raportu, nie jest to wodór wytwarzany przy wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii, a zatem nie może być uwzględniany w procesie transformacji energetycznej prowadzącej do neutralności klimatycznej. Celem generalnym zawartym w projekcie PSW jest więc „stworzenie polskiej gałęzi gospodarki wodorowej oraz jej rozwój na rzecz osiągnięcia neutralności klimatycznej i utrzymania konkurencyjności polskiej gospodarki”⁸¹. Jest to strategiczne wyzwanie dla władz i gospodarki narodowej wymagające kompleksowego podejścia uwzględniającego cały łańcuch wartości i rozwiązania całego spektrum problemów. Określono trzy priorytetowe obszary przyszłego wykorzystania zielonego wodoru w Polsce:

- energetyka;
- transport;
- przemysł.

We wszystkich przypadkach efektem zastosowania zielonego wodoru ma być minimalizacja wykorzystania paliw kopalnych i tym samym zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych do atmosfery. Wdrożenie zielonego wodoru ma się natomiast odbywać w oparciu o koncepcję łączenia sektorów⁸².

W projekcie PSW zdefiniowano sześć koniecznych do osiągnięcia celów:

Cel 1 – wdrożenie technologii wodorowych w energetyce

Osiągnięcie tego celu jest ściśle powiązane z rozwojem OZE i zwiększeniem ich udziału w miksie energetycznym Polski. Zależność tych źródeł od warunków pogodowych wymaga zapewnienia skutecznych rozwiązań w zakresie ich bilansowania. Oceniono, że w polskich warunkach przyrodniczo-geogra-

78 *Ibidem*, s. 9–10.

79 *Ibidem*, s. 38.

80 <https://www.gov.pl/web/klimat/rozpoczely-sie-konsultacje-publiczne-projektu-polskiej-strategii-wodorowej>

81 Zaktualizowana wersja projektu *Polskiej Strategii Wodorowej do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.*, Warszawa, 21.06.2021 r., s. 3.

82 *Ibidem*, s. 10.

ficznych, ekonomicznie najkorzystniejszym wariantem produkcji zielonego wodoru będzie oparcie jej o energię elektryczną pozyskiwaną z morskich farm wiatrowych.

Cel 2 – wykorzystanie wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie

Zielony wodór w świetle założeń PSW ma także stać się powszechnie stosowanym paliwem w transporcie, które ograniczy jego emisyjność. Powyższy cel ma zostać osiągnięty przede wszystkim w transporcie miejskim, ciężkim transporcie drogowym długodystansowym, kolejowym, wodnym

Przewidywane upowszechnienie wodoru w transporcie pociągnie za sobą konieczność budowy odpowiedniej infrastruktury umożliwiającej przechowywanie i tankowanie np. statków morskich, samolotów czy autobusów. W projekcie PSW prognozuje się m.in., że w perspektywie 5 lat popyt na wodór generowany przez autobusy wyniesie ponad 1700 ton rocznie i będzie wymagał obsługi przez ponad 30 stacje tankowania⁸³.

Cel 3 – wsparcie dekarbonizacji przemysłu

Przemysł ciężki, do którego zaliczono produkcję: paliw, minerałów niemetalicznych stali, środków chemicznych wymaga dekarbonizacji. W ocenie PSW przemysł „posiada wysokie szanse do bycia największym odbiorcą niskoemisyjnego wodoru ze względu na brak alternatywnych opcji dekarbonizacji”⁸⁴. Sposobem na zapewnienie odpowiednich ilości zielonego wodoru dla przemysłu mają być doliny wodorowe, czyli znajdujące się w pobliżu odbiorców przemysłowych miejsca, w których nastąpi koncentracja działalności związanej z gospodarką wodorową. W dolinie wodorowej ma się skupiać produkcja czystej energii zasilającej elektrolizery, które wyprodukowany zielony wodór będą przekazywać znajdującym się w pobliżu odbiorą przemysłowym. Zastosowanie takiego modelu organizacji gospodarki wodorowej umożliwić ma zintegrowanie sektorów przemysłowych, pozyskanie partnerów biznesowych oraz zoptymalizować procesy i koszty.

Cel 4 – produkcja wodoru w nowych instalacjach

W projekcie PSW przewiduje się stworzenie odpowiednich warunków do powstania infrastruktury produkującej wodór ze źródeł nisko- i zeroemisyjnych. Deklaruje się przy tym jednoznacznie, że wsparciem rządowym objęte będą jedynie inwestycje wodorowe oparte na źródłach odnawialnych i wykorzystujące technologie bezemisyjne. W projekcie PSW uznano, że najbardziej korzystnymi formami wytwarzania wodoru są projekty realizowane w ramach klastrów energii oraz w lokalizacjach położonych jak najbliżej miejsc zgłaszających popyt na wodór (lokalnych rynków zbytu).

Cel 5 – sprawna i bezpieczna dystrybucja wodoru

Zbudowanie systemu infrastrukturalnego dla transportu wodoru jest podstawowym warunkiem powstania gospodarki wodorowej. Przewiduje się, że w pierwszym okresie jej funkcjonowania wykorzy-

83 *Ibidem*, s. 14.

84 *Ibidem*, s. 15.

stany zostanie transport kołowy i kolejowy (cysterny). Przyjęto także, że do wielkoskalowego transportu wodoru posłużyć ma w przyszłości istniejąca infrastruktura (przesyłowa i dystrybucyjna) dla gazu ziemnego pod warunkiem odpowiedniego jej przygotowania. Nie wyklucza się także budowy dedykowanych tylko wodorowi rurociągów. Infrastruktura ta będzie się jednak rozwijała w oparciu o „model klastrowy”, w ramach którego nastąpi połączenie ośrodków produkcji z centrami popytu⁸⁵.

Realizacja celu związanego z dystrybucją wodoru obejmuje także zagadnienie jego magazynowania. Przewiduje się wykorzystanie całego spektrum opcji technicznych w zakresie magazynowania wodoru od naziemnych magazynów po podziemne składowanie w postaci: wyeksploatowanych pól naftowych i gazowych, warstwy wodonośnych, kawern skalnych, czy opuszczonych kopalń⁸⁶.

Cel 6 – stworzenie stabilnego otoczenia regulacyjnego

Przyszła gospodarka wodorowa powinna funkcjonować w ramach właściwych norm prawnych i przepisów normalizacyjnych dojących formalne podstawy dla funkcjonowania przyszłego rynku. W projekcie PSW założono, że w okresie między III kw. 2021 r. a końcem 2023 r. podjęte zostaną działania legislacyjne w zakresie:

- stworzenia ram regulacyjnych funkcjonowania wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie,
- opracowania wodorowego pakietu legislacyjnego, tworzącego podstawy funkcjonowania rynku,
- opracowania przepisów określających szczegóły funkcjonowania rynku (kolejny pakiet), implementujących prawo UE w tym zakresie oraz wdrażających system zachęt do produkcji niskoemisyjnego wodoru.

Projekt PSW nie odnosi się natomiast do kwestii przyszłego modelu rynku zielonego wodoru i jego dokładnej struktury. Nie znajdziemy zatem w projekcie tym np. jednoznacznej deklaracji oparcia przyszłego rynku zielonego wodoru na zliberalizowanym modelu rynku gazu. Do rozstrzygnięcia pozostaje więc m.in. kwestia mechanizmu kształtowania ceny zielonego wodoru – czy będzie ona oparta o mechanizm rynkowy np. na giełdzie, czy będzie to cena kształtowana w ramach ścisłych ram regulacyjnych nadzorowanych przez regulatora rynku.

W projekcie PSW przewidziano łącznie 40 działań na rzecz realizacji wyznaczonych celów, które mają wykorzystać polskie zasoby i potencjały technologiczny, naukowy i badawczy w zakresie nowoczesnych technologii wodorowych i powstania polskiej gałęzi gospodarki wodorowej. Projekt wytyczając kierunki, w których powinna rozwijać się gospodarka wodorowa przedstawia jednocześnie podstawowe przeszkody technologiczne oraz biznesowe mogące hamować ten rozwój.

Projekt PSW zakłada, że m.in. dzięki zastosowaniu mechanizmów wsparcia popyt na zielony wodór będzie rósł. Przewiduje się przy tym, że coraz większe upowszechnienie wodoru, także w skali globalnej, spowoduje spadek jego ceny i wzrost jego atrakcyjności rynkowej. W konsekwencji może to spowodować dalszy wzrost zapotrzebowania i zrodzić potrzeby w zakresie rozbudowy mocy produkcyjnych. W takim scenariuszu rozwoju gospodarki wodorowej, sięgającym do roku 2040, projekt PSW przewiduje oparcie produkcji o elektrownie jądrowe i podłączone do nich elektrolizery⁸⁷.

85 *Ibidem*, s. 19.

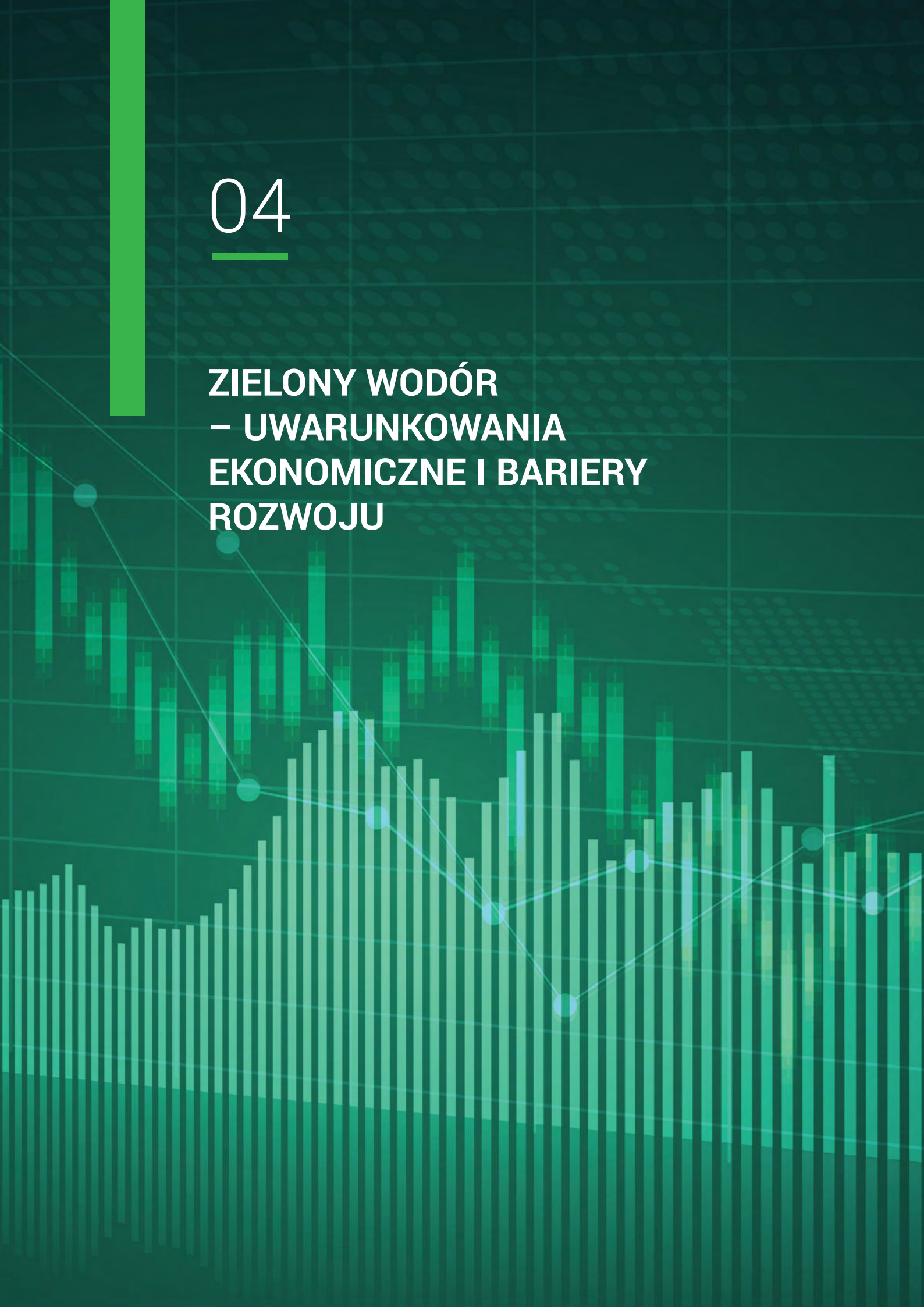
86 *Ibidem*.

87 *Ibidem*, s. 21.





04



**ZIELONY WODÓR
– UWARUNKOWANIA
EKONOMICZNE I BARIERY
ROZWOJU**

4.1 Koszty wytwarzania wodoru

Koszty wytwarzania wodoru zależą od wielu czynników, w tym przede wszystkim od metody wytwarzania oraz stosowanego paliwa/nośnika energii, jak to opisano w rozdz. 2.2.

Obecnie koszty wytwarzania wodoru zielonego są co najmniej dwukrotnie wyższe od kosztów wytwarzania wodoru w procesie reformingu parowego węglowodorów. W przyszłości ma to się jednak zmienić za sprawą spadku kosztów elektrolizerów oraz jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej z OZE. Na kolejnych rysunkach zaprezentowano koszty wytwarzania wodoru dla poszczególnych opcji technologicznych, opracowane na podstawie najnowszych danych prezentowanych przez uznane ośrodki badawcze⁸⁸.

Do porównań kosztów produkcji wodoru zastosowano uśredniony koszt produkcji wodoru LCOH (ang. *Levelised Cost of Hydrogen*) – wskaźnik analogiczny do wskaźnika używanego w porównywaniu kosztów produkcji energii elektrycznej z różnych źródeł, LCOE – (ang. *Levelised Cost of Energy*).

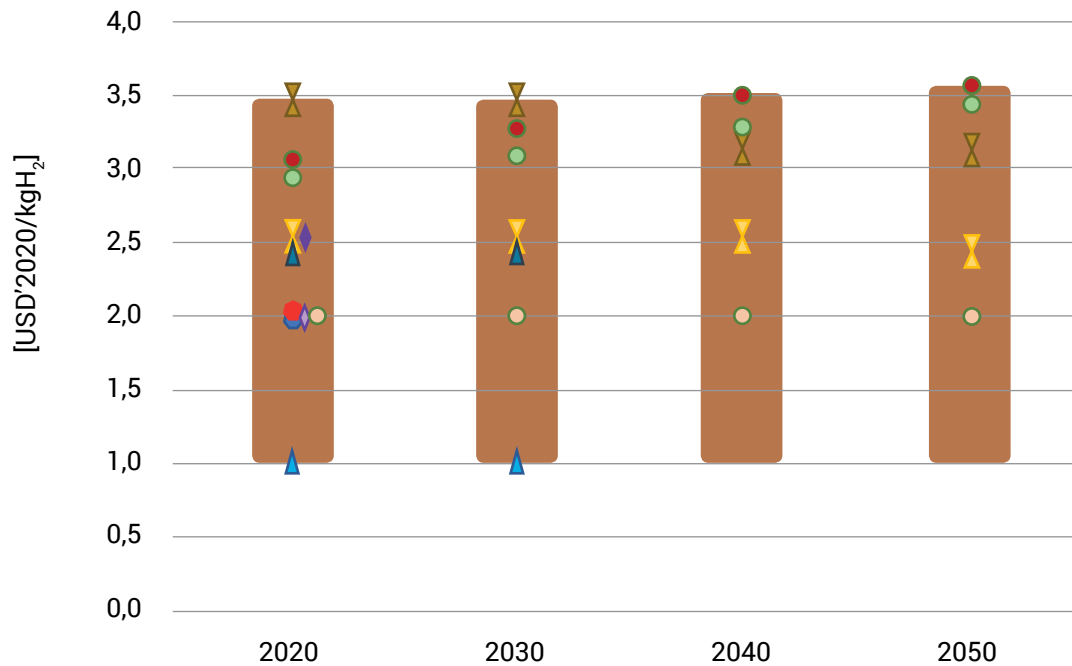
Koszty produkcji wodoru, podobnie jak w przypadku kosztów produkcji energii elektrycznej, zależą od szeregu czynników, takich jak:

- koszty inwestycyjne (CAPEX),
- koszty operacyjne (OPEX),
- typ instalacji i sprawność,
- czas życia instalacji,
- wskaźniki wykorzystania mocy zainstalowanej (CF, ang. *capacity factor*),
- koszty energii elektrycznej, a w przypadku procesu reformingu parowego – koszty surowca i koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂.

Wyniki analizy pokazują, że koszty produkcji wodoru konwencjonalnymi metodami wynoszą obecnie od ok. 1,0 do 3,5 USD'2020/kgH₂ (w warunkach polskich od 1,8 do 3,1 USD'2020/kgH₂, w zależności od zastosowanego surowca) i przewiduje się, że koszt ten nie będzie ulegał znaczącym zmianom w przyszłości. Rosnące koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ mogą spowodować nawet ich wzrost. Z kolei koszty wytwarzania wodoru zielonego ulegną znaczącemu obniżeniu w ciągu najbliższej dekady, co spowoduje, że staną się one konkurencyjne w porównaniu z wodorem otrzymywanym w drodze reformingu. Obecnie koszty wodoru zielonego kształtują się w przedziale 2,0–7,5 USD'2020/kgH₂ (mediana na poziomie 4,1 USD'2020/kgH₂), a już w 2030 r. spadną do poziomu 0,8–4,2 USD'2020/kgH₂ (mediana na poziomie 2,2 USD'2020/kgH₂). W kolejnych okresach przewiduje się dalszy ich spadek. W 2050 r. koszt zielonego wodoru ma wynosić 0,8–3,5 USD'2020/kgH₂ (mediana na poziomie 1,7 USD'2020/kgH₂), przy czym zakłada się, że nieco tańszą opcją będą elektrolizery zintegrowane z elektrowniami PV.

88 Wymienione pod każdym z wykresów przedstawiających koszty pozyskania wodoru danego rodzaju.

Rys. 4.1. Koszty wytwarzania wodoru brązowego



USD'2020/kgH₂

Źródło:	2020	2030	2040	2050
● IRENA_1_low	1,9	b.d.	b.d.	b.d.
● IRENA_1_avg	2,1	b.d.	b.d.	b.d.
◆ IEA_min	2,0	b.d.	b.d.	b.d.
◆ IEA_max	2,6	b.d.	b.d.	b.d.
⚡ BNEF_1_min	2,6	2,6	2,5	2,3
⚡ BNEF_1_max	3,4	3,4	3,2	3,1
▲ Kearney_min	1,0	1,0	b.d.	b.d.
▲ Kearney_max	2,3	2,3	b.d.	b.d.
● ARE_base	2,9	3,1	3,3	3,4
● ARE_min	2,0	2,0	2,0	2,0
● ARE_max	3,1	3,3	3,5	3,6

Źródło:

IRENA_1 - „Hydrogen: A Renewable Energy Perspective”. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi, 2019.

IRENA_2 - „Green Hydrogen Cost Reduction”. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi, 2020.

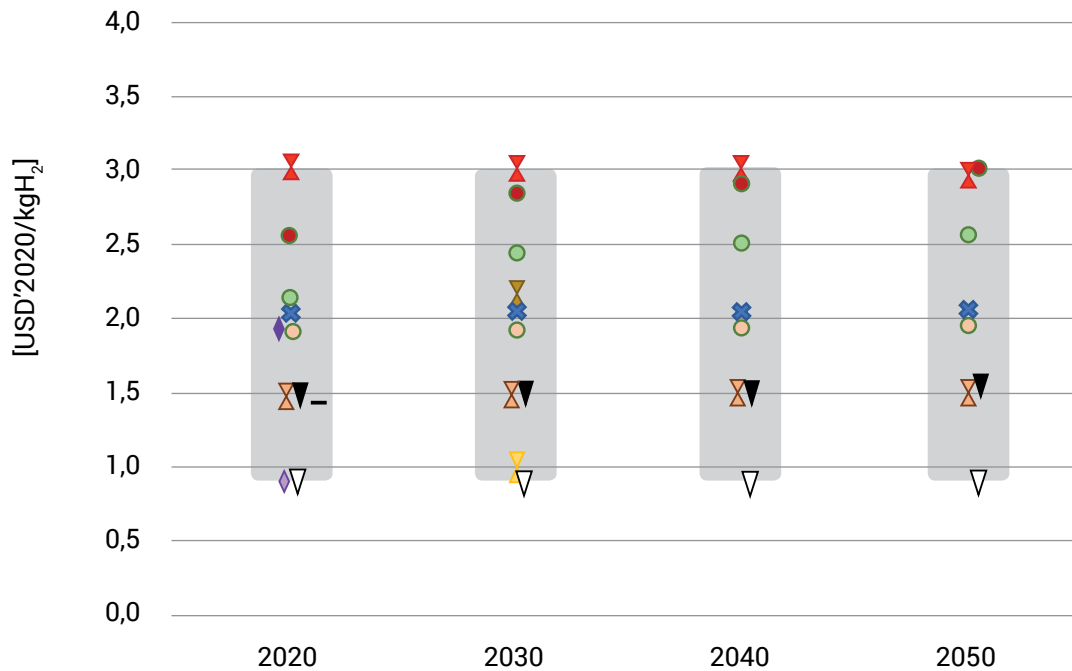
IEA - „Energy Technology Perspectives 2020”. International Energy Agency, Paris, 2020.

BNEF_1 - „Green Hydrogen to Outcompete Blue Everywhere by 2030”. BloombergNEF, 2021.

Kearney - „Hydrogen applications and business models. Going blue and green?” Energy transition Institute, 2020.

ARE - Agencja Rynku Energii SA w Warszawie, opracowanie własne. Warszawa, 2021.

Rys. 4.2. Koszty wytwarzania wodoru szarego



USD'2020/kgH₂

Źródło:	2020	2030	2040	2050	
—	Platts EU	1,4	b.d.	b.d.	b.d.
▲	BNEF_1_min	b.d.	1,0	b.d.	b.d.
▲	BNEF_1_max	b.d.	2,2	b.d.	b.d.
◆	IEA_min	0,9	b.d.	b.d.	b.d.
◆	IEA_max	1,8	b.d.	b.d.	b.d.
▲	BNEF_2_min	1,5	1,5	1,5	1,5
▲	BNEF_2_max	3,0	3,0	3,0	2,9
▽	Hydrogen Council_min	0,9	0,9	0,9	0,9
▽	Hydrogen Council_max	1,5	1,5	1,5	1,6
✕	Fraunhofer	2,1	2,1	2,1	2,1
●	ARE_base	2,2	2,4	2,5	2,6
●	ARE_min	1,8	1,8	1,8	1,8
●	ARE_max	2,6	2,8	2,9	3,0

Źródło:

Platts EU - „Platts Hydrogen Assessments”. S&P Global Platts, 2021.

BNEF_1 - „Green Hydrogen to Outcompete Blue Everywhere by 2030”. BloombergNEF, 2021.

IEA - „Energy Technology Perspectives 2020”. International Energy Agency, Paris 2020.

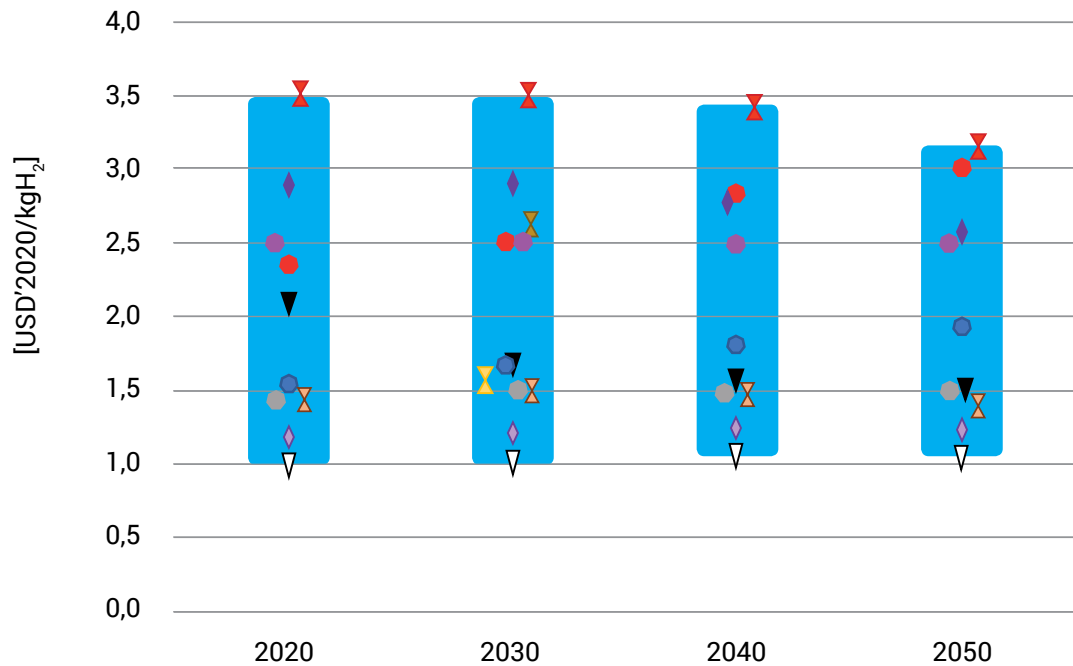
BNEF_2 - „Hydrogen Economy Outlook, Key messages”. BloombergNEF, 2020.

Hydrogen Council - „Hydrogen Insights. A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness”. Hydrogen Council, McKinsey & Company, 2021.

Fraunhofer - „Hydrogen technologies for a CO₂-neutral chemical industry – a plant-specific bottom-up assessment of pathways to decarbonize the German chemical industry”. Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI. Germany, 2020.

ARE - Agencja Rynku Energii SA w Warszawie, opracowanie własne. Warszawa, 2021.

Rys. 4.3. Koszty wytwarzania wodoru niebieskiego



USD'2020/kgH₂

Źródło:	2020	2030	2040	2050
BNEF_1_min	b.d.	1,6	b.d.	b.d.
BNEF_1_max	b.d.	2,7	b.d.	b.d.
IRENA_1_low	1,6	1,7	1,8	1,9
IRENA_1_avg	2,3	2,5	2,8	3,0
IEA_min	1,2	1,2	1,2	1,2
IEA_max	2,8	2,8	2,7	2,6
Hydrogen Council_min	1,0	1,0	1,1	1,1
Hydrogen Council_max	2,2	1,7	1,6	1,5
IRENA_2_min	1,3	1,4	1,4	1,5
IRENA_2_max	2,5	2,5	2,5	2,6
BNEF_2_min	1,3	1,5	1,4	1,3
BNEF_2_max	3,5	3,5	3,4	3,2

Źródło:

BNEF_1 - „Green Hydrogen to Outcompete Blue Everywhere by 2030”. BloombergNEF, May 2021.

IRENA_1 - „Hydrogen: A Renewable Energy Perspective”. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi, 2019.

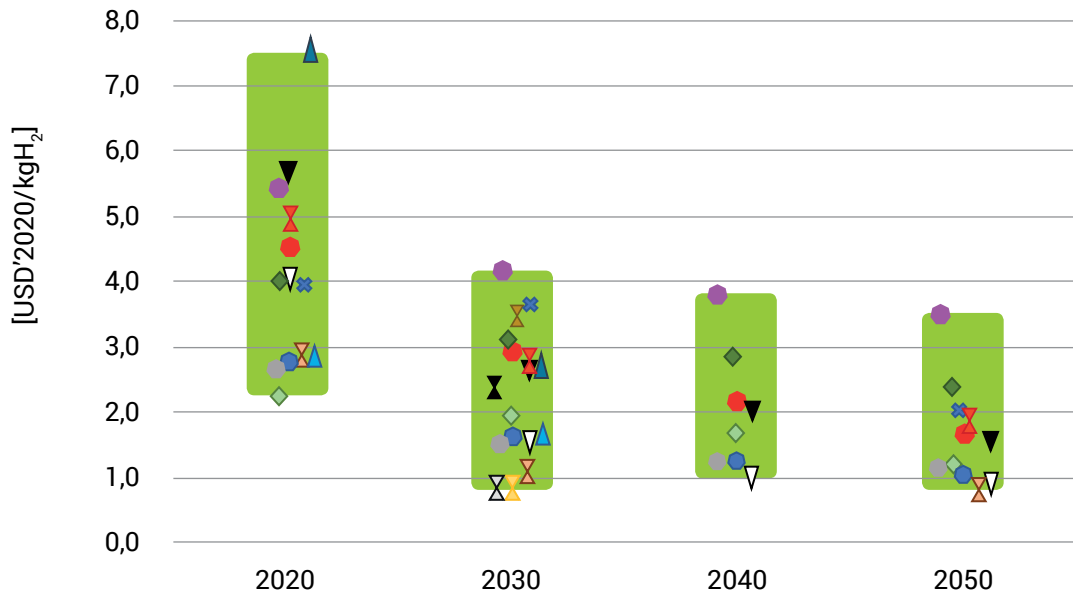
IEA - „Energy Technology Perspectives 2020”. International Energy Agency, Paris 2020.

Hydrogen Council - „Hydrogen Insights. A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness”. Hydrogen Council, McKinsey & Company, 2021.

IRENA_2 - „Green Hydrogen Cost Reduction”. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi, 2020.

BNEF_2 - „Hydrogen Economy Outlook, Key messages”. BloombergNEF, 2020.

Rys. 4.4. Koszty wytwarzania wodoru zielonego (elektrolizer + elektrownia wiatrowa)



USD'2020/kgH₂

Źródło:	2020	2030	2040	2050
BNEF_1_min	b.d.	0,8	b.d.	b.d.
BNEF_1_max	b.d.	3,4	b.d.	b.d.
IRENA_1_low	2,7	1,6	1,2	1,0
IRENA_1_avg	4,5	2,9	2,2	1,6
BNEF_2_min	2,6	1,2	b.d.	0,8
BNEF_2_max	4,9	2,7	b.d.	1,8
BNEF_3_min	b.d.	0,8	b.d.	b.d.
BNEF_3_max	b.d.	2,3	b.d.	b.d.
Hydrogen Council_min	4,1	1,5	1,0	0,9
Hydrogen Council_max	5,7	2,6	2,1	1,5
EWL_min	2,3	1,9	1,6	1,2
EWL_max	4,1	3,2	2,8	2,4
IRENA_2_min	2,4	1,5	1,2	1,1
IRENA_2_max	5,4	4,2	3,8	3,5
Fraunhofer	3,9	3,7	b.d.	2,0
Kearney_min	2,6	1,6	b.d.	b.d.
Kearney_max	7,5	2,6	b.d.	b.d.

Źródło:

BNEF_1 - „Green Hydrogen to Outcompete Blue Everywhere by 2030”. BloombergNEF, May 2021.

IRENA_1 - „Hydrogen: A Renewable Energy Perspective”. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi, 2019.

BNEF_2 - „Hydrogen Economy Outlook, Key messages”. BloombergNEF, 2020.

BNEF_3 - „1H 2021 Hydrogen Levelized Cost Update”. BloombergNEF.

Hydrogen Council - „Hydrogen Insights. A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness”. Hydrogen Council, McKinsey & Company, 2021.

EWI - „Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon”. Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), 2020.

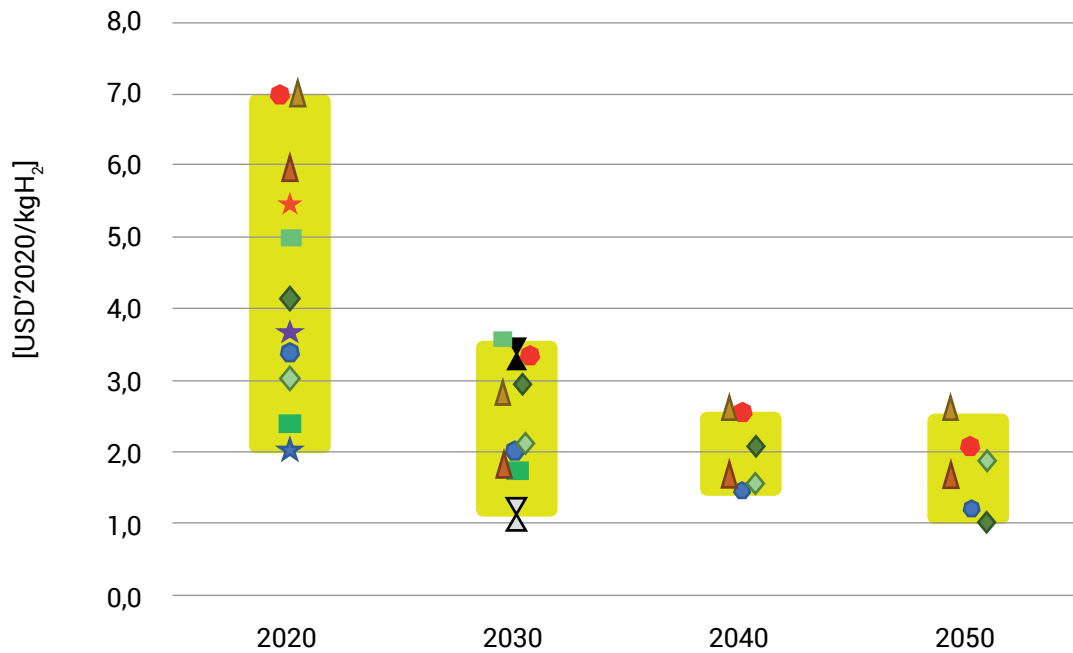
IRENA_2 - „Green Hydrogen Cost Reduction”. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi, 2020.

Fraunhofer - „Hydrogen technologies for a CO₂-neutral chemical industry – a plant-specific bottom-up assessment of pathways to decarbonize the German chemical industry”. Fraunhofer, Germany 2020.

Kearney - „Hydrogen applications and business models. Going blue and green?” Energy transition Institute, 2020.



Rys. 4.5. Koszty wytwarzania wodoru zielonego (elektrolizer + instalacja PV)



USD'2020/kgH₂

Źródło:	2020	2030	2040	2050	
⊗	BNEF_3_min	b.d.	1,1	b.d.	b.d.
⊠	BNEF_3_max	b.d.	3,3	b.d.	b.d.
●	IRENA_1_low	3,3	2,0	1,5	1,2
●	IRENA_1_avg	7,0	3,3	2,7	2,1
◇	EWI_min	3,0	2,1	1,6	1,0
◇	EWI_max	4,1	2,9	2,2	1,9
■	Gallardo_min	2,3	1,7	b.d.	b.d.
■	Gallardo_max	5,0	3,5	b.d.	b.d.
★	Yates_min	2,0	b.d.	b.d.	b.d.
★	Yates_avg	3,6	b.d.	b.d.	b.d.
★	Yates_avg	5,5	b.d.	b.d.	b.d.
▲	Wildfire_min	5,8	1,7	1,7	1,7
▲	Wildfire_max	7,0	2,6	2,6	2,6

Źródło:

BNEF3 - „1H 2021 Hydrogen Levelized Cost Update”. BloombergNEF.

IRENA_1 - „Hydrogen: A Renewable Energy Perspective”. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi, 2019.

EWI - „Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon”. Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), 2020.

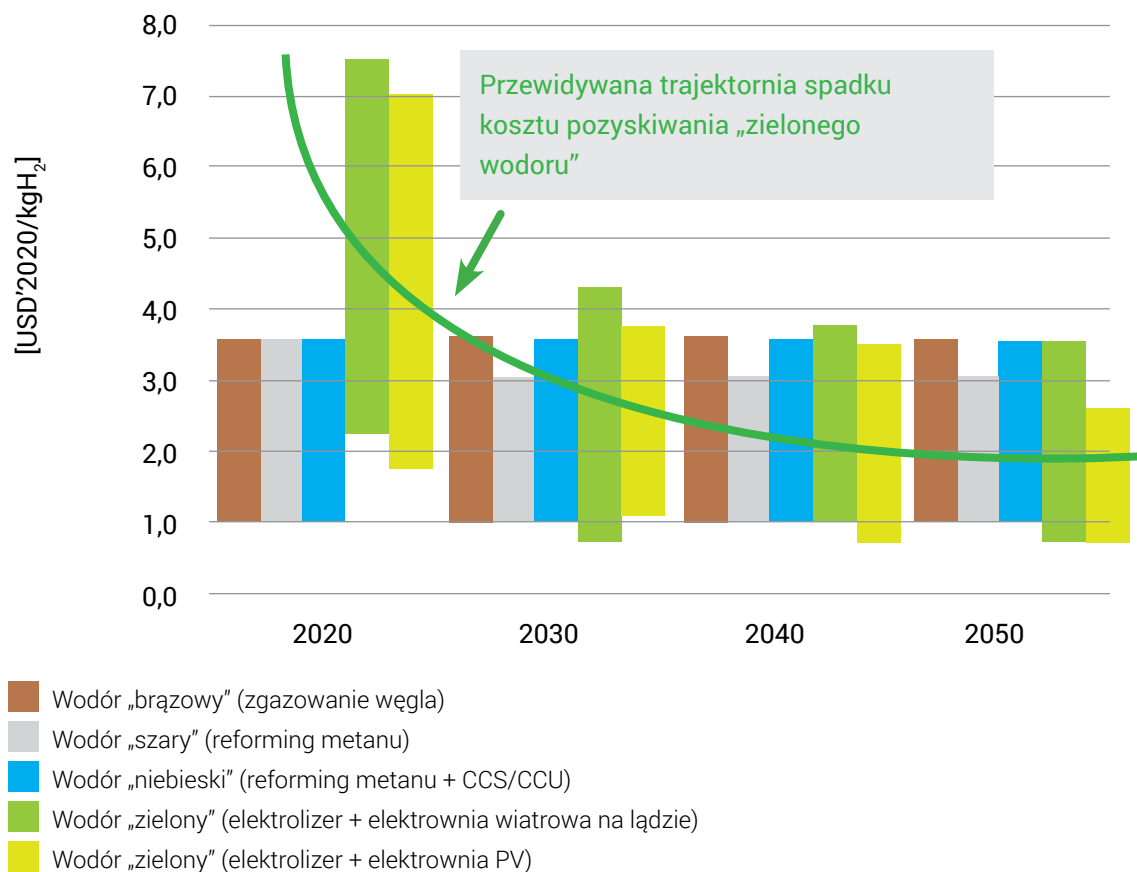
Gallardo - Felipe Ignacio Gallardo, Andrea Monforti Ferrario, Mario Lamagna, Enrico Bocci, Davide Astiaso Garcia, Tomas E. Baeza-Jeria. „Techno-Economic Analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and the case of exportation from Atacama Desert to Japan”. International Journal of Hydrogen Energy, 2020.

Yates - Jonathon Yates, Rahman Daiyan, Robert Patterson, Renate Egan, Rose Amal, Anita Ho-Baille and Nathan L. Chang. „Techno-economic Analysis of Hydrogen Electrolysis from Off-Grid Stand-Alone Photovoltaics Incorporating Uncertainty Analysis”. Cell Reports Physical Science, Volume 1, Issue 10, 21 October 2020

Wildfire - Perkins Greg. „What is the Levelized Cost of Clean Hydrogen Production?” Wildfire Energy, Austria 2019.

Na Rys. 4.6 zaprezentowano porównanie kosztów wytwarzania wodoru w różnych technologiach. Wynika z niego, że już w okolicach 2030 r. produkcja zielonego wodoru stanie się konkurencyjna w stosunku do konwencjonalnych metod produkcji wodoru, bazujących na paliwach kopalnych.

Rys. 4.6. Porównanie kosztów pozyskania wodoru



Źródło: opracowanie własne.

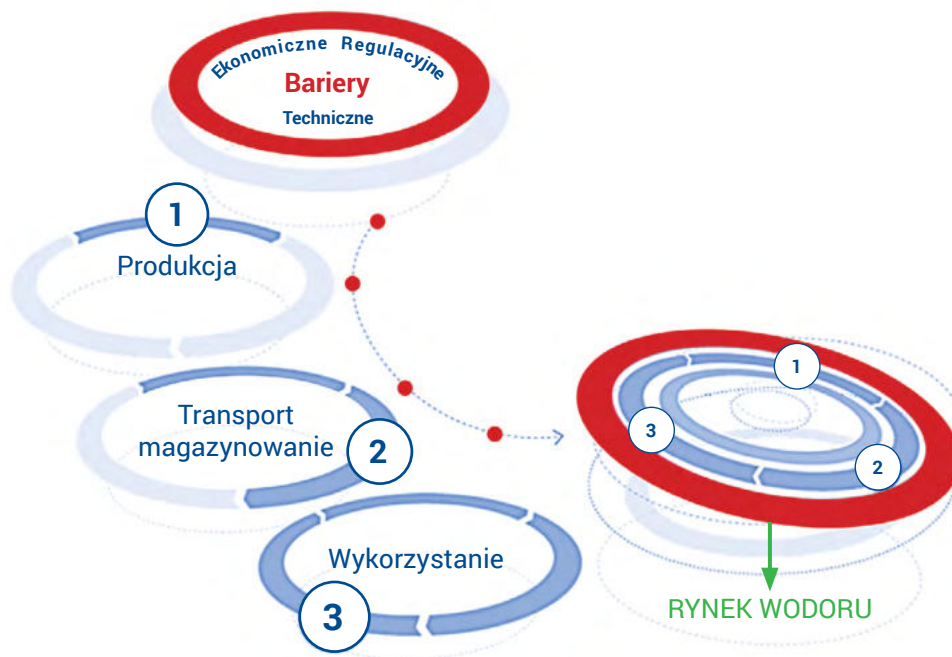
Osiągnięcie tak znaczącego spadku kosztów produkcji zielonego wodoru możliwe jest dzięki przewidywanej redukcji kosztów elektrolizerów (rozwój technologii i zwiększenie skali produkcji tych urządzeń) oraz dalszemu spadkowi kosztów wytwarzania energii elektrycznej z OZE. Determinanty dojścia do tego celu zostały szczegółowo opisane w dalszej części Raportu. Kluczowe dla tej technologii będzie najbliższe dziesięć lat, w których przewiduje się przeznaczenie ogromnych środków finansowych na badania i rozwój. Największe koncerny energetyczne rozpoczęły co najmniej kilka lat temu prace nad udoskonalaniem technologii i wyścig, którego celem jest ich komercjalizacja.

4.2 Bariery rozwoju zielonego wodoru

Mówiąc o barierach występujących w produkcji zielonego wodoru należy spojrzeć na problem w nieco szerszym kontekście niż jedynie jego wytwarzanie. Istotne znaczenie ma bowiem każdy z elementów łańcucha gospodarki wodorowej. O możliwości efektywnej produkcji wodoru można mówić jedynie w kontekście istnienia rynku zbytu na ten produkt. Zatem niezależnie od tego czy produkcja będzie kosztowna, czy też nie, jeżeli nie będzie zapotrzebowania na wytworzony produkt, wówczas produkcja

nie będzie miała sensu. Dodatkowo, jeżeli nie będzie zbytu rynkowego na wytwarzany produkt, a co za tym idzie konkurencji, wówczas tempo rozwoju technologii zarówno do produkcji wodoru, jego magazynowania, transportu oraz końcowego wykorzystania będzie zbyt wolne, aby osiągnąć zakładaną dojrzałość do 2030 roku.

Rys. 4.7. Układ elementów wpływających na rozwój rynku wodoru



Źródło: opracowanie własne.

Podstawowe wyzwania związane z rozwojem rynku odnawialnego wodoru należy widzieć z perspektywy konieczności obniżenia kosztów związanych z produkcją, transportem (również przesył i dystrybucja) oraz magazynowaniem, a także kosztów urządzeń, pojazdów i infrastruktury wykorzystującej wodór. Tempo rozwoju rynku wodoru w dużej mierze uzależnione będzie od dostosowania regulacji i norm rynkowych, które powinny nie tylko umożliwić względnie łatwe skalowanie technologii wodorowych, ale również przyczynić się do powstania oczekiwanych bodźców do korzystania z rozwiązań wykorzystujących wodór. Każdy z problemów związanych z rozwojem technologii wodorowych stanowi również szansę dla podmiotów zainteresowanych działalnością na tym rynku. Rozwiązanie kluczowych problemów technologicznych i pozatechnologicznych może okazać się ważną osią budowy przewag konkurencyjnych⁸⁹. Poniżej zidentyfikowano bariery dla poszczególnych elementów łańcucha wodorowego, rozumianego jako produkcja, transport i magazynowanie oraz docelowe zastosowanie (E-ekonomiczne, T-techniczne, R-regulacyjne):

89 Światowy łańcuch dostaw i wartości gospodarki wodorowej, Raport przygotowany dla Urzędu Marszałkowskiego Województwa Wielkopolskiego w ramach dofinansowania z regionalnego funduszu europejskiego, s. 61 (dostęp: 30.07.2021 r.). <https://h2wielkopolska.pl/wp-content/uploads/2021/03/Swiatowy-lancuch-dostaw-i-wartosci-gospodarki-wodorowej-wersja-finalna-1.pdf>

Produkcja odnawialnego wodoru:

- wysokie koszty instalacji oraz zastosowania technologii do produkcji wodoru (E),
- duże straty energii w procesie produkcji wodoru, konieczność poszukiwania rozwiązań technologicznych umożliwiających zmniejszenie strat, bardziej efektywne zarządzanie energią⁹⁰ (T/E),
- niedojrzałe rozwiązania wykorzystujące elektrolizery o dużej mocy, co w przypadku produkcji wodoru z energii pochodzącej ze źródeł wiatrowych, a w szczególności morskich farm może stanowić barierę rozwoju rynku wodoru (T),
- brak zasad i warunków przyłączania oraz współpracy elektrolizera z siecią elektroenergetyczną, szczególnie w przypadku elektrolizerów o dużej mocy⁹¹ (R),
- brak regulacji dedykowanych dla pojęcia technologii Power to Gas⁹² wraz jej poszczególnymi elementami (R),
- ograniczony/słabo rozwinięty rynek zbytu dla wyprodukowanego wodoru (R/T),
- ograniczone możliwości zdefiniowania modeli biznesowych, zaprojektowanych w taki sposób, aby tworzyć wartość poprzez wykorzystywanie szans biznesowych zapewniających zyski (R/E),
- brak utrwalonej wizji przyszłego rynku wodoru oraz jego funkcji i miejsca w całej gospodarce kraju, umożliwiającej stworzenie stabilnych regulacji dla jego produkcji i gwarancji przyszłego zbytu (R),
- występowanie nieprzewidywalnych regulacji utrudniających właściwe zaprognozowanie zmian cen energii elektrycznej oraz prędkość i skalę rozwoju poszczególnych źródeł OZE⁹³ (R),
- brak regulacji w zakresie certyfikacji potwierdzającej produkcję zielonego wodoru⁹⁴ (R),
- brak kompleksowego prawa wodorowego⁹⁵ regulującego produkcję odnawialnego wodoru (R),
- nieoptymalne możliwości wykorzystania morskiej wody do produkcji wodoru z farm zlokalizowanych na morzu bądź w bezpośrednim jego dostępie (T).

90 T. Chmielniak, S. Lepszy, P. Mońka, *Energetyka wodorowa – podstawowe problemy*, „Polityka Energetyczna” 2017, t. 20, z. 3, s. 55–66.

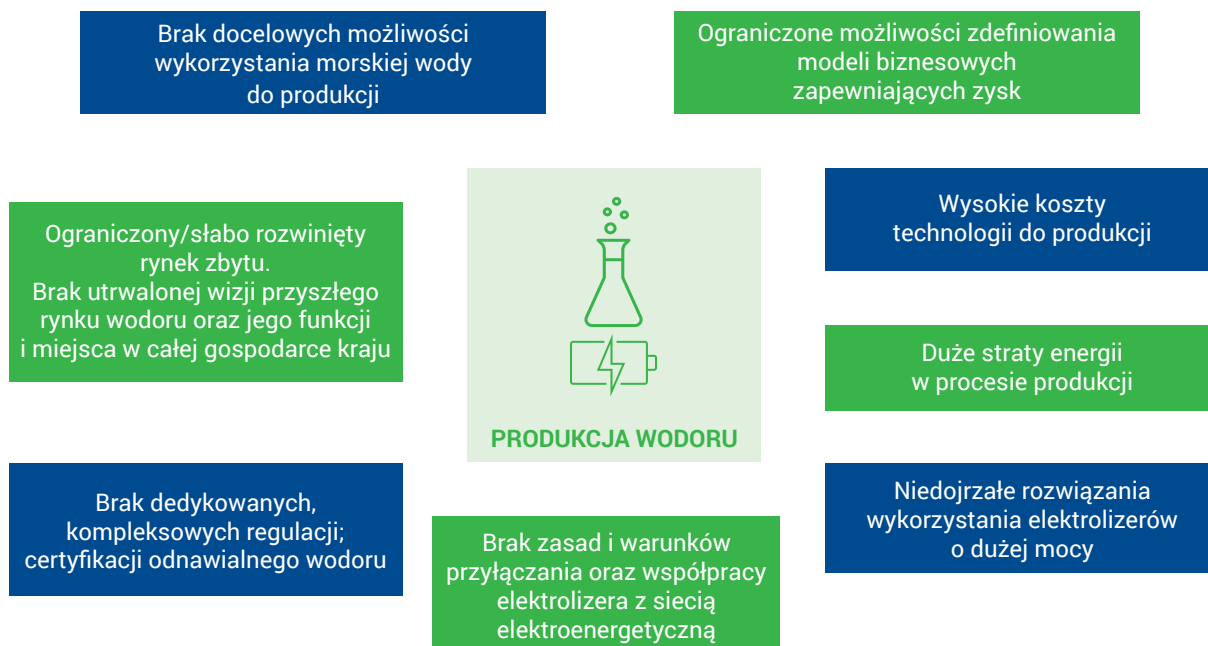
91 W tym miejscu warto również wskazać na liczne problemy w przyłączaniu farm wiatrowych do sieci elektroenergetycznej, wynikające z braku możliwości (w wybranych miejscach sieci) przyjęcia przez sieć dodatkowej mocy wprowadzonej do systemu bez nakładów na rozbudowę infrastruktury energetycznej. Bywają też przypadki całkowitej odmowy przyłączenia z braku odpowiedniej infrastruktury elektroenergetycznej.

92 Produkcja wodoru z energii elektrycznej.

93 Przykład ustawy odległościowej, zamrożenie cen energii, zmiany rozliczeń prosumentów, przedłużanie okresu wykorzystania węgla.

94 Rząd Australii rozpoczął w czerwcu 2021 r. konsultacje dokumentu dotyczącego certyfikacji pochodzenia wodoru. Na podstawie tego dokumentu będą tworzone regulacje w tym zakresie, umożliwiające promowanie zielonego wodoru, <https://consult.industry.gov.au/climate-change/hydrogen-guarantee-of-origin-scheme-discussion/>

95 Na wzór ustawy o odnawialnych źródłach energii elektrycznej czy ustawy o rynku mocy.

Rys. 4.8. Bariery w obszarze produkcji odnawialnego wodoru

Źródło: opracowanie własne.

Transport / magazynowanie wodoru:

- brak dedykowanych sieci do przesyłu i dystrybucji wodoru. Rozwój takich sieci będzie wiązał się z wysokimi kosztami ich budowy i utrzymania (T, E),
- słabo rozwinięta technologia związana z możliwościami domieszkowania wodoru do gazu celem jego przesyłu/dystrybucji gazowymi sieciami przesyłowymi/ dystrybucyjnymi (T),
- niewystarczająca liczba analiz długoterminowego wpływu wodoru na elementy infrastruktury sieciowej istniejących sieci gazowych w Polsce do transportu domieszkowanego gazu (T),
- konieczność zoptymalizowania technologii transportu wodoru z wykorzystaniem różnego typu nośników chemicznych i biologicznych, tak aby zmniejszyć straty powstałe w wyniku dostosowania do transportu i magazynowania (T, E),
- brak regulacji drogowych oraz regulacji związanych z lokalizacją infrastruktury dystrybucyjnej wodoru umożliwiających obniżenie ryzyka inwestycyjnego (R),
- wysokie koszty instalacji do magazynowania wodoru (E),
- wszystkie technologie magazynowania wodoru wymagają zapewnienia (w zależności od przyjętej formy) specjalnych, określonych warunków do jego przetworzenia, co może powodować problemy z magazynowaniem na dużą skalę⁹⁶ (T),
- konieczne jest prowadzenie prac nad umożliwieniem zwiększenia pojemności magazynów przy jednoczesnym obniżeniu ich wagi i objętości, szczególnie w przypadku ich transportu (T),
- wysokie straty w procesie zamiany wodoru na energię podlegającą magazynowaniu (T),
- niska sprawność odzyskiwanej energii ze zmagazynowanego wodoru (T).

96 T. Chmielniak, S. Lepszy, P. Mońka, *Energetyka wodorowa – podstawowe problemy...*, s. 55–66.

Rys. 4.9. Bariery w obszarze transportu i magazynowania wodoru



Źródło: opracowanie własne.

Docelowe obszary zastosowania:

- brak rynku zielonego wodoru, ekologicznej stali, ekologicznego paliwa żeglugowego i zasadniczo nie ma wyceny niższych emisji gazów cieplarnianych, jakie może zapewnić odnawialny wodór. Konieczne jest państwowe wsparcie umożliwiające zainicjowanie rozwoju rynku dla odnawialnego wodoru (R),
- wysokie koszty związane z dostosowaniem istniejących urządzeń oraz ich produkcji do możliwości zastosowania wodoru. Konieczne wsparcie finansowe w pierwszym etapie rozwoju rynku⁹⁷ (E),
- brak zintegrowanych łańcuchów wartości i dostaw wodoru wykorzystujących zasoby regionalne i lokalne. Konieczne bodźce do rozwoju inicjatyw lokalnych (R/E),
- brak standardowych wytycznych oraz warunków dla integracji, testowania i walidacji zintegrowanych systemów wodorowych dostosowanych do specyfiki każdego z kluczowych obszarów zastosowania (R),
- brak infrastruktury tankowania pojazdów na wodór oraz założeń i kierunków jej rozwoju również w połączeniu z istniejącymi uwarunkowaniami dla pojazdów napędzanych innym paliwem (T, R),
- wysokie koszty związane z produkcją pojazdów wodorowych (E),

⁹⁷ Np. zastąpienie istniejących kotłów węglowych w ciepłownictwie kotłami „gotowe na wodór”, czyli kondensacyjnymi kotłami grzewczymi gazowymi, które przystosowane są do spalania mieszanki metan + wodór bądź czystego wodoru. Wodór i gaz ziemny mają różne własności w zakresie spalania. Wodór ma wyższą prędkość i temperaturę spalania. Zatem w porównaniu do kotła na gazy węglowe, kocioł na wodór ma inne podzespoły. Zupełnie różni się także system sterowania i kontroli palnika. Firmy grzewcze pracują nad takim rozwiązaniem, które dziś może być kotłem na gaz ziemny lub gaz ziemny z domieszką wodoru, a w przyszłości będzie łatwe do przebrojenia na kocioł w pełni wodorowy.

- brak standardów oraz norm dla domowych urządzeń, które mogłyby wykorzystywać wodór jako źródło energii (R),
- słabo rozwinięty rynek produkcji urządzeń docelowych do wykorzystania wodoru (R),
- brak kierunków i egzekwowalnego harmonogramu przejścia na zielony wodór w tych gałęziach przemysłu, w których wodór jest już dzisiaj wykorzystywany w procesach produkcyjnych (R),
- brak szeroko dostępnej bazy edukacyjnej specjalizującej się w tematyce produkcji, transportu i zastosowań zielonego wodoru (R).

Rys. 4.10. Bariery w obszarze docelowych zastosowań



Źródło: opracowanie własne.

Warto również wskazać, że w odniesieniu do wielu zidentyfikowanych powyżej barier związanych z wdrażaniem technologii wodorowych w gospodarce konieczne jest większe zaangażowanie Państwa w finansowanie projektów B+R. Takie zaangażowanie pozwoliłoby na szybszą identyfikację rozwiązań, pozwalających zlikwidować istniejące dzisiaj bariery lub chociaż zmniejszyć ich wpływ, aby przyspieszyć rozwój gospodarki wodorowej.

4.2.1 Skrócona analiza barier wzdłuż całego łańcucha wartości

W przypadku produkcji zielonego wodoru z energii pochodzącej ze źródeł OZE **pierwszy poziom barier należy widzieć z perspektywy kosztów koniecznych do poniesienia, aby rozpocząć produkcję energii elektrycznej.** Niemniej jednak, rozpatrując model biznesowy, którego głównym założeniem jest produkcja wodoru z OZE, do kosztu instalacji OZE należy również dodać koszt instalacji, uruchomienia oraz eksploatacji elektrolizera. O ile można założyć, że będzie istniała wystarczająca nadwyżka energii

elektrycznej pochodzące z OZE do produkcji zielonego wodoru, to bez odpowiedniego rynku zbytu na wyprodukowany wodór, działalność w takim modelu nie znajdzie uzasadnienia biznesowego. Ponadto, zakładając, że wyprodukowany wodór można składować w celu późniejszego sprzedania/wykorzystania (w różnej formie), kolejnym kosztem całego przedsięwzięcia będzie uruchomienie instalacji do magazynowania wodoru bądź nawiązania współpracy z podmiotami świadczącymi takie usługi.

Technologie produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych są często konfrontowane z wyżej wymienionymi barierami na wczesnych etapach ich rozwoju. Bariery te mogą zostać w dużej mierze zniwelowane poprzez prowadzenie właściwej polityki, tworząc sprzyjające środowisko dla produkcji odnawialnego wodoru, jego transportu i handlu.

Obecne zachęty i polityki rządu dotyczące elektrolizerów oraz infrastruktury niezbędnej do ich wykorzystania są ograniczone, o ile w ogóle się pojawiają. Jednak wiedza ekspercka promująca energię odnawialną w energetyce i ciepłownictwie, a także regulacje w sektorze przemysłowym mogą dostarczyć odpowiedzi jak skonstruować strategię i politykę wodorową, która umożliwi zmniejszenie kosztów elektrolizerów. Może nastąpić to chociażby przez położenie nacisku i wsparcia na projekty innowacyjne w celu usprawnienia działania elektrolizerów, w kierunku zwiększenie ich mocy z dzisiejszego poziomu megawatów do poziomu multi-gigawatów (GW). Do zmniejszenia kosztów w całym łańcuchu dostaw przyczyni się także masowa produkcja elektrolizerów wraz z ich standaryzacją oraz zwiększeniem poziomu efektywności ich działania. Wytwarzana możliwie najniższym kosztem energia elektryczna jest niezbędnym warunkiem konkurencyjności produkcji zielonego wodoru, muszą jednak obniżyć się znacznie koszty nie tylko instalacji urządzeń do produkcji zielonego wodoru, ale również i instalacji jego magazynowania⁹⁸ oraz transportu.

Jeżeli znajdzie się rynek zbytu na zmagazynowany wodór, kolejnym krokiem będzie konieczność zapewnienia transportu wodoru do miejsca docelowego.

Jedną z opcji dostarczenia wodoru do miejsc jego docelowego wykorzystania może być domieszkowanie z gazem ziemnym i transport istniejącymi gazociągami. Tutaj jednak o ile mniejszy wpływ mają same warunki ekonomiczne, to jednak duże znaczenie zaczyna odgrywać technologia, czyli możliwy poziom domieszkowania wodoru, który w Europie waha się pomiędzy 0,2% a 10%, a w perspektywie 10 najbliższych lat do 20%⁹⁹. Pojawia się pytanie o konieczność modernizacji istniejących gazociągów w celu umożliwienia transportu gazu z domieszkowanym wodorem lub budowę nowych instalacji przeznaczonych do transportu czystego wodoru. Niezbędne są więc dalsze inwestycje w infrastrukturę niezależnie od wybranej formy transportu. Przy czym, mówiąc o infrastrukturze należy brać pod uwagę

98 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158/125, 14.6.2019, art. 2, 59) „magazynowanie energii” oznacza odroczenie, w systemie energetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej w stosunku do momentu jej wytworzenia lub przekształcenie jej w inną postać energii, umożliwiającą jej magazynowanie, magazynowanie takiej energii, a następnie ponowne przekształcenie takiej energii w energię elektryczną lub wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii. Definicja ta wyraźnie obejmuje wodór wytwarzany przez elektrolizę, jego magazynowanie i ponowną konwersję na energię elektryczną, ale ma również na celu uwzględnienie zasady *sector coupling* i umożliwienie innych zastosowań końcowych wodoru wytwarzanego przez elektrolizę.

99 Strategia wodorowa Holandii, <https://www.government.nl/binaries/government/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen/Hydrogen-Strategy-TheNetherlands.pdf>

nie tylko same gazociągi, ale również osprzęt oraz systemy do monitorowania bezpieczeństwa całej infrastruktury¹⁰⁰.

Zgodnie z *Projektem Polskiej Strategii Wodorowej* do roku 2025 istniejąca infrastruktura gazowa powinna zostać zbadana pod kątem możliwości zatłaczania wodoru i przesyłu mieszanin wodoru z gazem. Natomiast w perspektywie roku 2030 przewiduje się, że nastąpi dostosowanie wybranych odcinków sieci gazowej do przesyłu/dystrybucji wodoru domieszkowanego do gazu¹⁰¹. W tym kontekście istotne będzie uregulowanie warunków technicznych, które powinny spełniać istniejące rurociągi (w tym dokonanie badań specjalistycznych) w celu potwierdzenia ich gotowości do transportu wodoru domieszkowanego do gazu. Właściwości fizykochemiczne wodoru sprawiają¹⁰², że jego przesył sieciami gazowymi jest trudniejszy, szczególnie przy braku szczegółowych analiz długoterminowego wpływu wodoru na elementy infrastruktury sieciowej (ma to również zastosowanie do gazu domieszkowanego), stąd niezwykle istotne wydaje się położenie dużego nacisku na prowadzenie badań w tym zakresie¹⁰³.

Oczywiście nie bez znaczenia są zakres, rodzaj oraz możliwości urządzeń końcowych, które miałyby pracować na domieszkowanym gazie (wszystko zależy od specyfikacji urządzeń). Jedne urządzenia nie będą wymagały wymiany czy zmian dostosowawczych, inne, niestety, będą musiały zostać wymienione na nowe. To po raz kolejny prowadzi do powstawania kosztów, tym razem po stronie docelowych odbiorców.

Zasadne jest wzięcie również pod uwagę budowy dedykowanych gazociągów dla transportu wodoru. W tym przypadku należy liczyć się z dużymi kosztami takich inwestycji, związanymi przede wszystkim z koniecznością zastosowania odpowiednich materiałów, które umożliwią transport czystego wodoru, ale również istotna będzie tutaj cała infrastruktura zabezpieczeniowa, monitorująca stan takiego rurociągu, aby zapewnić jego bezpieczeństwo. Ponadto, co już zostało wcześniej podkreślone, konieczne są badania, których efektem końcowym będzie stworzenie takich uwarunkowań dla nowej infrastruktury, które pozwolą na jej długotrwałe i bezpieczne użytkowanie.

Spełnienie wielu norm bezpieczeństwa wydaje się również niezwykle istotne, na co uwagę zwróciła Australia. W lipcu 2020 r. rząd federalny Australii, za pośrednictwem Komitetu ds. Technologii Wodoru, przyjął osiem międzynarodowych norm dotyczących wodoru, które mają ułatwić jego bezpieczne użytkowanie, transport i handel. Normy obejmują między innymi¹⁰⁴:

100 a) Zawartość wodoru w mieszaninie gazu ziemnego do 36% nie wpływa na zmianę jakości parametrów energetycznych gazu. b) maksymalna ilość wodoru, jaką można zatłoczyć do gazu ziemnego wysokometanowego, aby powstała mieszaninę można było bezpiecznie spalać w domowych i komercyjnych urządzeniach gazowych bez konieczności dokonywania jakichkolwiek zmian w ich konstrukcji, to 23%. Natomiast aby powstała mieszaninę bezpiecznie i efektywnie spalać, dodatek wodoru nie powinien przekraczać 15%. c) mieszanina gazu ziemnego z 15% dodatkiem wodoru nie ma negatywnego wpływu na reduktory średniego ciśnienia. J. Jaworski, E. Kukulska-Zajac, P. Kułaga, *Wybrane zagadnienia dotyczące wpływu dodatku wodoru do gazu ziemnego na elementy systemu gazowniczego*, „Nafta-Gaz” 2019, nr 10, s. 625–632. DOI: 10.18668/NG.2019.10.04.

101 *Polska strategia wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r. – projekt*, s. 35, <https://bip.mos.gov.pl/strategie-plany-programy/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030-z-perspektywa-do-2040-r/>

102 M. Maj, A. Szpor, *Kierunki rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce*, Polski Instytut Ekonomiczny, Working Paper” 2019, nr 7, ISBN 978-83-66306-61-5, Warszawa, grudzień 2019, s. 10.

103 Na te problemy zwróca uwagę ACER (*the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators*), określając wytyczne, które należy brać pod uwagę przy projektowaniu regulacji prawnych dotyczących sieci wodorowych. ACER, *When and How to Regulate Hydrogen Networks?*, „European Green Deal” Regulatory White Paper series (paper #1) relevant to the European Commission’s Hydrogen and Energy System Integration Strategies 9 February 2021, https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Position_Papers/Position%20papers/ACER_CEER_WhitePaper_on_the_regulation_of_hydrogen_networks_2020-02-09_FINAL.pdf

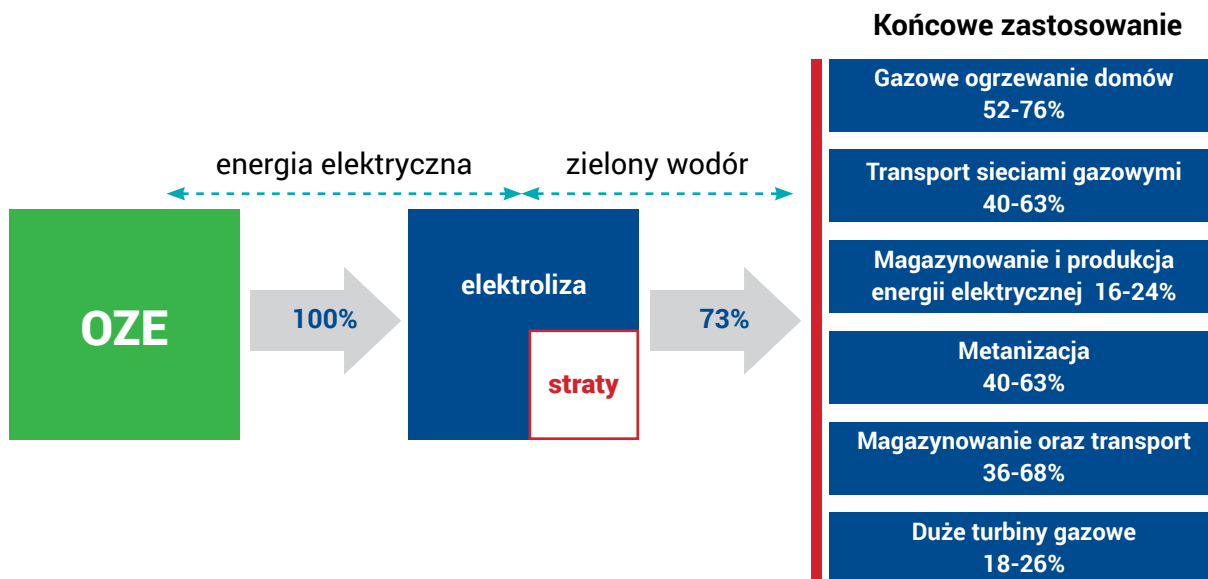
104 *Hydrogen standards release summary*. Standards Australia, July 2020.

- bezpieczeństwo i wydajność generatorów wodoru, w tym systemów do produkcji wodoru w drodze elektrolizy wody,
- projekty i cechy bezpieczeństwa systemów oczyszczania wodoru w celu spełnienia norm jakości,
- projektowanie, budowa i testowanie przenośnych zbiorników wodoru,
- projektowanie, produkcja i testowanie zbiorników do pojazdów napędzanych wodorem,
- bezpieczeństwo i testowanie zaworów wysokociśnieniowych stosowanych na stacjach tankowania pojazdów napędzanych wodorem.

Powyższe normy można widzieć również z perspektywy dążenia do przewyższania technicznych barier dla rozwoju wodoru.

Kolejnym istotnym elementem klasyfikowanym jako bariera rozwoju wodoru jest sprawność, czyli efektywność wzdłuż całego łańcucha wodorowego od jego produkcji do zastosowania. Z punktu widzenia założeń dla wspierania efektywności energetycznej (jeden z czterech filarów koncepcji integracji sektora energii zaprezentowanej przez Unię Europejską¹⁰⁵) oraz promowania rozwiązań, które jej służą, straty energii elektrycznej wyprodukowanej z OZE przeznaczonej do zastosowań gospodarki wodorowej będą tak duże wzdłuż całego łańcucha wodorowego, że w zależności od wybranego sposobu kalkulacji poziomu efektywności energetycznej mogą nie przynieść spodziewanych efektów jej poprawy. Sprawność układów jest zatem jedną z podstawowych barier technologicznych, występująca w każdym ogniwie wodorowego łańcucha wartości¹⁰⁶.

Rys. 4.11. Wybrane poziomy efektywności w wodorowym łańcuchu wartości



Źródło: opracowanie własne na podstawie: A. Maroufmashat, M. Fowler, *Transition of Future Energy System Infrastructure; through Power-to-Gas Pathways*, Energies, 26 July 2017.

105 Komisja Europejska, *Impuls dla gospodarki neutralnej dla klimatu: strategia UE dotycząca integracji systemu energetycznego*, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Gospodarczego i Komitetu Regionów, Bruksela, dnia 8.07.2020 r. COM(2020) 299 final.

106 Rozpatrywany jest tu schemat, w którym za początkowy etap uznaje się posiadanie energii elektrycznej do produkcji wodoru. Nie rozpatruje się strat w procesie produkcji energii, które w przypadku produkcji z wiatru są na poziomie zerowym (dla porównania efektywność produkcji energii elektrycznej w elektrowniach węglowych jest na poziomie 33–46%). Warto również dodać, że straty przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej sieciami elektroenergetycznymi to 6,54% w roku 2020 według Raportu PTPiREE za rok 2020, http://raport.ptpiree.pl/raporty/2021/raport_ptpiree_2021.pdf

Z energii elektrycznej podczas procesu elektrolizy, w zależności od przyjętego łańcucha przetwarzania wyprodukowanego wodoru można otrzymać około 73% efektywności. Jeżeli otrzymany wodór przeznaczymy do procesu produkcji metanu wówczas uzyskamy efektywność na poziomie około 63%. Na tym etapie procesu jako produkt uboczny powstaje ciepło, które, niestety, nie znajduje zastosowania w innych procesach. W końcowym etapie ponowne pozyskanie energii elektrycznej to poziom około 16–24% efektywności w stosunku do energii zastosowanej na wejściu łańcucha. W zależności od potrzeb oraz różnorodności kolejnych etapów przetwarzania wyprodukowanego wodoru poziomy końcowej efektywności są różne, od 16% do 83%. Im więcej elementów znajduje się w łańcuchu na drodze do końcowego wykorzystania, tym efektywność jest mniejsza, gdyż każdy kolejny proces zamiany generuje dodatkowe straty właściwe dla danego procesu¹⁰⁷.

Z powyższego wynika jasna konkluzja, że tam, gdzie jest możliwość wykorzystania energii elektrycznej z OZE bezpośrednio do jej końcowego zużycia, będzie to najbardziej efektywne i optymalne pod względem ekonomicznym. Stąd też powszechne przekonanie, że do produkcji wodoru powinny być wykorzystywana energia elektryczna, której podaż przewyższa aktualne zapotrzebowanie (stąd określenie – energia z nadwyżek). Jak wykazano w dalszej części opracowania, nie będzie jednak ona wystarczająca jeśli nastąpi oczekiwany rozwój gospodarki wodorowej.

4.2.2 Możliwe sposoby eliminacji barier

Największym bodźcem do rozwoju rynku zielonego wodoru jest istnienie opłacalnych możliwości biznesowych. Stąd za podstawową barierę w rozwoju odnawialnego wodoru należy uznać wysokie koszty w każdym ogniwie łańcucha gospodarki wodorowej.

Rys. 4.12. Główne bariery rozwoju odnawialnego wodoru



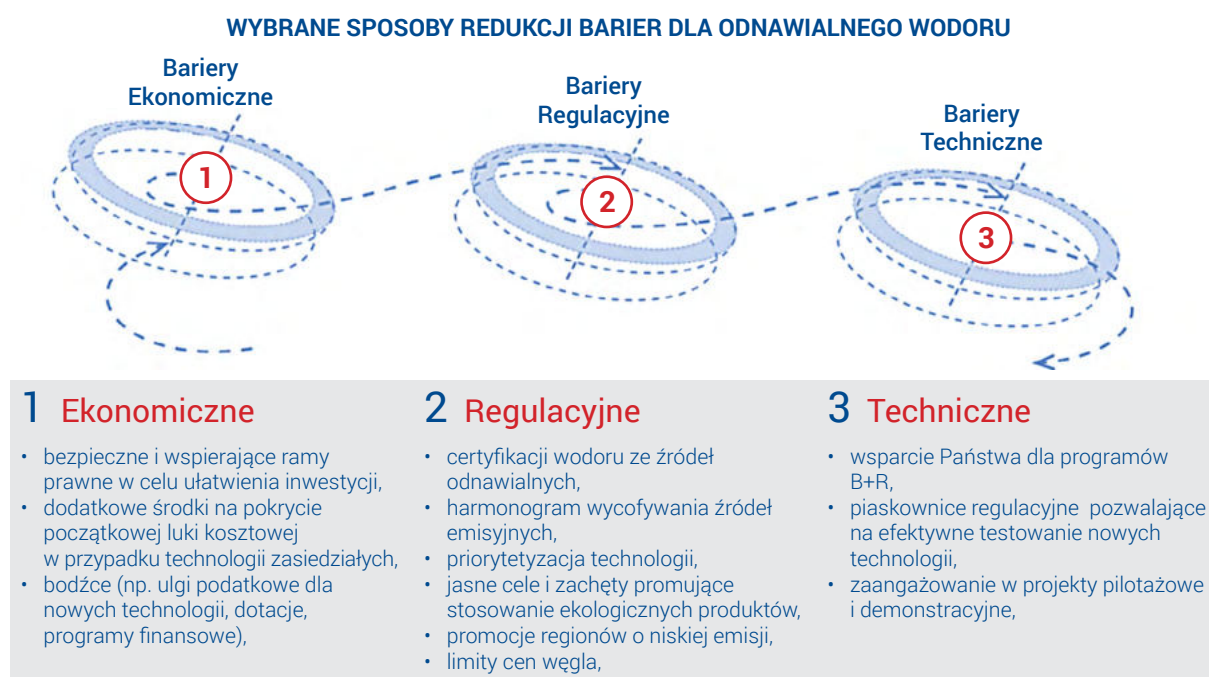
Źródło: opracowanie własne.

107 The Oxford Institute for Energy Studies, *Power-to-Gas: Linking Electricity and Gas in a Decarbonising World?*, October 2018, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/10/Power-to-Gas-Linking-Electricity-and-Gas-in-a-Decarbonising-World-Insight-39.pdf>

Problemy kosztowe występujące na etapie produkcji opartej na elektrolizie, z którymi boryka się zielony wodór, należy widzieć jako najistotniejsze. Bez stabilizacji tych kosztów na poziomie umożliwiającym konkurowanie technologii wodorowych z innymi technologiami, gospodarka wodorowa nie będzie mogła się szybko i efektywnie rozwijać. W tym celu, aby ułatwić i przyspieszyć powstanie konkurencyjnego i sprawnie działającego rynku wodoru w Polsce, konieczne jest po pierwsze wsparcie finansowe umożliwiające jego rozwój, a następnie stworzenie regulacji, które przyczynią się do eliminacji pozostałych barier oraz zachęcą do stopniowego zwiększania wykorzystania OZE dla potrzeb elektrolizy, umożliwiając szersze zastosowanie wodoru jako źródła energii, czy alternatywnej formy paliwa. Potrzebne będą bezpieczne i wspierające ramy prawne (polityczne) w celu ułatwienia, w dużej mierze prywatnych, inwestycji w całym łańcuchu dostaw wodoru (producenci sprzętu, dostawcy infrastruktury, producenci pojazdów itp.).

Żeby jednak te inwestycje miały sens muszą istnieć cele i zachęty promujące stosowanie ekologicznych produktów, ich brak bowiem hamuje wiele możliwych dalszych zastosowań zielonego wodoru. A to z kolei ogranicza zapotrzebowanie na zielony wodór. Natomiast w perspektywie krótkoterminowej wymagane będą również dodatkowe środki w celu pokrycia początkowej luki kosztowej w przypadku technologii zasiedziałych, aby mogły zostać zastąpione nowymi opartymi na wodrze. Tego rodzaju bodźce (np. ulgi podatkowe dla nowych technologii, czy dotacje ograniczające koszty CAPEX), przy określonym harmonogramie stopniowego wycofywania, połączone z określeniem priorytetowych technologii będzie istotnym elementem wpływającym na rozwój rynku wodoru¹⁰⁸. Innym sposobem zachęcenia do maksymalizacji wykorzystania zdolności produkcyjnych wodoru ze źródeł odnawialnych może być promowanie certyfikacji wodoru ze źródeł odnawialnych. Certyfikacja poprzez zapewnienie możliwości śledzenia zużycia energii na cele wspierające dekarbonizację podkreśli systemową wartość dodaną elektrolizerów.

Rys. 4.13. Wybrane sposoby redukcji barier dla odnawialnego wodoru



Źródło: opracowanie własne.

108 T. Burandt, B. Xiong, K. Löffler and P.-Y. Oei, *Decarbonizing China's energy system – modeling the transformation of the electricity, transportation, heat, and industrial sectors*. Appl. Energy 255:113820, 2019.

Kolejną istotną barierą jest brak dedykowanej infrastruktury wodorowej (np. do transportu, magazynowania, tankowania), której rozwój powinien być wspierany jednocześnie ze wsparciem dla produkcji wodoru. Transport wodoru wymaga zamiany jego stanu skupienia – skraplania, co jest energochłonne, natomiast alternatywa konwersji wodoru do innych nośników, takich jak amoniak czy metanol ograniczona jest ze względu na znaczne straty wydajności. W przeciwieństwie do wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, wodór nie posiada istniejącej infrastruktury dystrybucyjnej ani podstawowego rynku, który skutecznie łączyłby podaż i popyt ustanawiając ceny konkurencyjne rynkowo. Ponadto łańcuch dostaw (w tym produkcja) jest również na wczesnym etapie rozwoju w porównaniu z chociażby pojazdami zasilanymi energią elektryczną, które już nabierają popularności i znaczenia na rynku¹⁰⁹. Choć możliwość zastosowania wodoru w gospodarce stanowi wielką szansę na głęboką dekarbonizację, czynniki powyższe bardzo utrudniają jego implementację.

Zapotrzebowanie na wodór i wydatki na infrastrukturę w wielu sektorach można stymulować za pomocą neutralnych technologicznie narzędzi skierowanych do użytkowników końcowych. Mogą to być bodźce obejmujące limity cen węgla, regulacje dotyczące zanieczyszczenia (regiony o niskiej emisji, normy lub cele emisji), regulacje dotyczące zawartości energii odnawialnej lub ceny węgla dla poszczególnych sektorów¹¹⁰. Wydaje się, że na wzór ustawy o elektromobilności powinny zostać sformułowane jasne założenia w zakresie liczby stacji ładowania samochodów napędzanych wodorem oraz samej liczby pojazdów wodorowych w poszczególnych gminach/miastach/instytucjach.

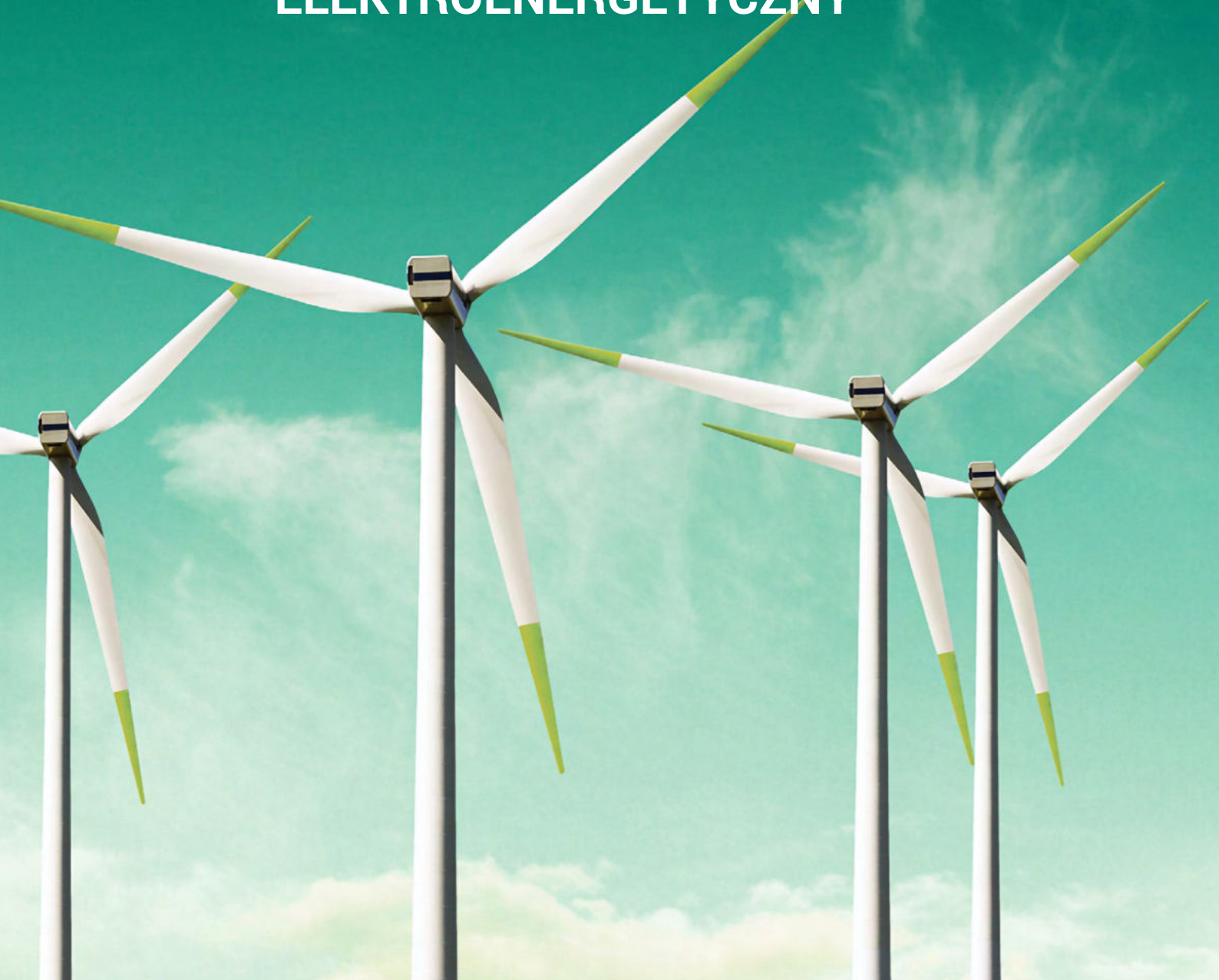
Niemniej istotnym elementem w przewyciężeniu barier jest konieczność wsparcia i bieżącej inwestycji w badania, rozwój i wdrożenie nowych rozwiązań, aby nadal obniżać koszty i zwiększać ogólną wydajność systemów do produkcji, transportu i magazynowania, co z kolei pomoże obniżyć koszty końcowego zużycia wodoru, zwiększając jego przewagę konkurencyjną na rynku. Stąd potrzebne są projekty pilotażowe i demonstracyjne do pełnego wdrożenia, również przy zastosowaniu piaskownic regulacyjnych, aby jak najlepiej dopasować przyszłe regulacje do rzeczywistych uwarunkowań i potrzeb rynku.

109 Choć bez wsparcia w formie dopłat czy ulg proces ten również jest narażony na powolny rozwój.

110 B. Nastasi *Hydrogen policy, market, and R&D projects*, Solar Hydrogen Production, Chapter 2, Cambridge, Academic Press, s. 31–44.

05

**ENERGETYKA WIATROWA
– PRODUKCJA ZIELONEGO
WODORU I JEJ WPŁYW
NA KRAJOWY SYSTEM
ELEKTROENERGETYCZNY**



5.1 Rola energetyki wiatrowej w polskim miksie energetycznym – perspektywa lat 2030–2040

Z ostrożnym optymizmem można przypuszczać, że czasy bezwzględnej negowania możliwości i potrzeby rozwoju lądowej energetyki wiatrowej w Polsce już minęły. Z drugiej jednak strony transformacja energetyczna i spełnienie wymagań procesu dekarbonizacji wymagają nie tylko akceptacji tendencji rozwojowych energetyki wiatrowej, ale wprost stymulacji jej wzrostu. Celem niniejszego opracowania jest analityczne wykazanie słuszności takiego stanowiska i wsparcie w tym zakresie prognoz sformułowanych przez¹¹¹, według których docelowa moc lądowej energetyki wiatrowej powinna być kilkakrotnie większa od wskazanej w PEP 2040 wartości 9,5 GW i stanowić trzeci filar energetyki OZE – razem z morską energetyką wiatrową i fotowoltaiką.

Od kilku lat, zarówno w Europie, jak i w Polsce, utrzymuje się szczególnie duże zainteresowanie morską energetyką wiatrową. Ma to uzasadnienie w znacznie lepszych warunkach wiatrowych na morzu niż na lądzie oraz malejącym sukcesywnie koszcie inwestycyjnym farm morskich¹¹². Patrząc na perspektywę rozwoju generacji wiatrowej w Polsce, z pewnością można zauważyć nagłaśniane medialnie duże zainteresowanie inwestorów właśnie segmentem morskim, wspierane oficjalnie przez różne instytucje rządowe. Morska energetyka wiatrowa postrzegana jest, wraz z fotowoltaiką i energetyką jądrową, jako potencjalne pole aktywności gospodarczej polskiego przemysłu i swoiste koło zamachowe jego rozwoju.

Widoczne różnice w przebiegach generacji wiatrowej na lądzie i morzu przedstawiono na Rys. 5.1. Rys. 5.1a przedstawia roczny przebieg zmienności mocy generowanej farm wiatrowych na lądzie przeskalowany do wartości mocy zainstalowanej 9 GW, na podstawie informacji zawartej w¹¹³ o generacji wiatrowej w Polsce za rok 2019. Rys. 5.1b przedstawia przebieg zmienności mocy farm wiatrowych na morzu przeskalowany do wartości mocy zainstalowanej 9 GW, na podstawie informacji o generacji wiatrowej w dziesięciu punktach polskiej strefy ekonomicznej na Morzu Bałtyckim (badania własne), przy zastosowaniu turbin o mocach 8–12 MW.

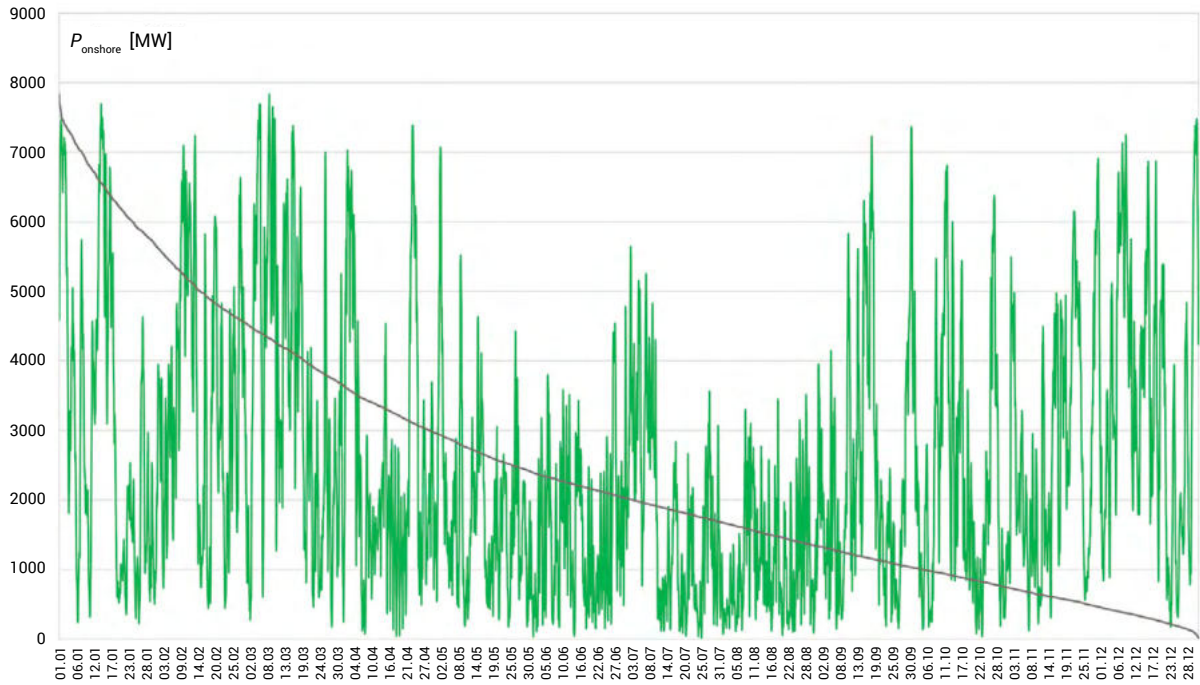
111 *Jak wypełnić lukę węglową, 43% OZE w 2030 r.*, Raport z 2020 r., Forum energii (we współpracy z Instytutem Energetyki), <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/jak-wypelnic-luke-weglowa>; T. Adamczewski, M. Jędra, *Zielone gazy...*; H. Engel, M. Purta, E. Speelman, G. Szarek, P. van der Pluijm, *Neutralna emisja w Polsce 2050. Jak wyzwanie zmienić w szansę*. McKinsey & Company 2020, <https://www.mckinsey.com/pl/our-insights/carbon-neutral-poland-2050#>; *Platforma danych energetycznych w Polsce*, <http://energy.instrat.pl/>

112 J. Rączka, *Energetyka morska. Z wiatrem czy pod wiatr*. Forum Energii, Warszawa 2018, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/offshore>

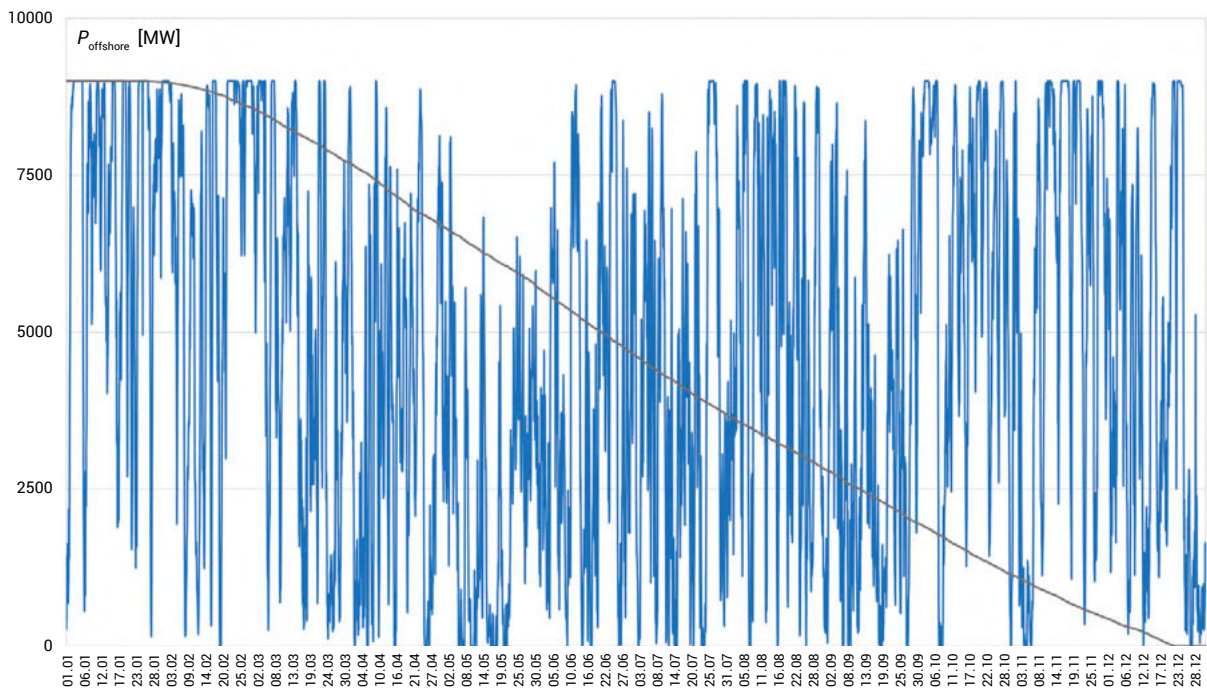
113 Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., zakładka „Dane systemowe”, <https://www.pse.pl/dane-systemowe>

Rys. 5.1. Roczne przebiegi mocy generowanej w farmach wiatrowych: a) energetyka lądowa, $P_{nFW}=9$ GW; b) energetyka morska $P_{nMFW}=9$ GW; c) fotowoltaika $P_{nPv}=12$ GW

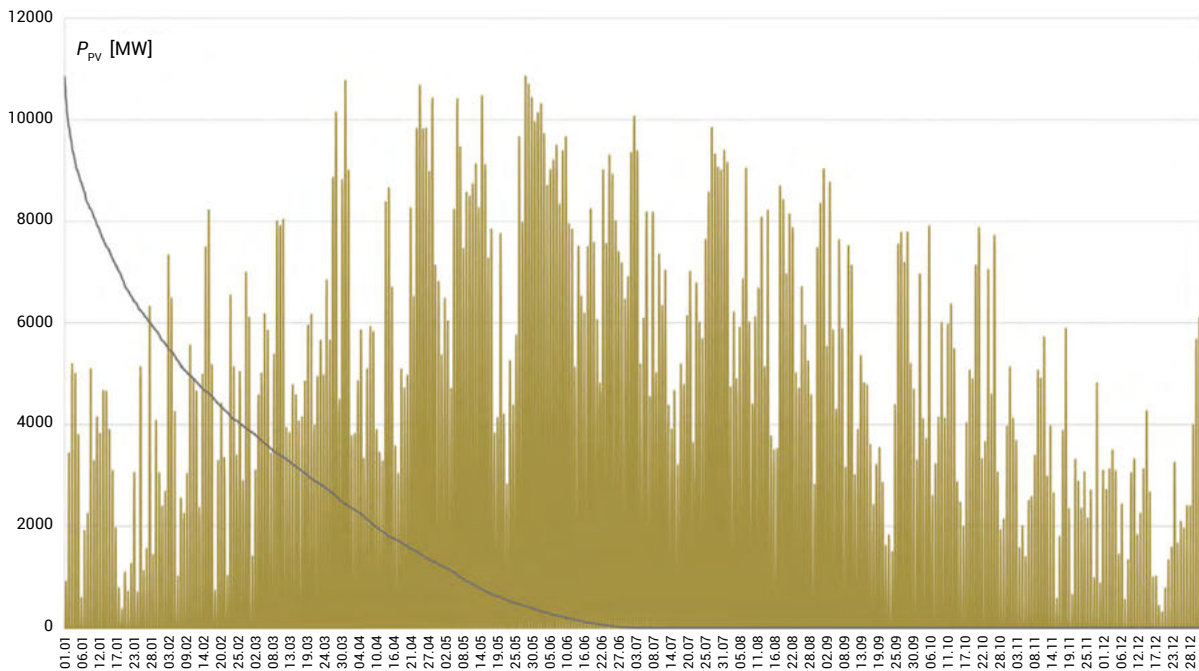
a)



b)



c)



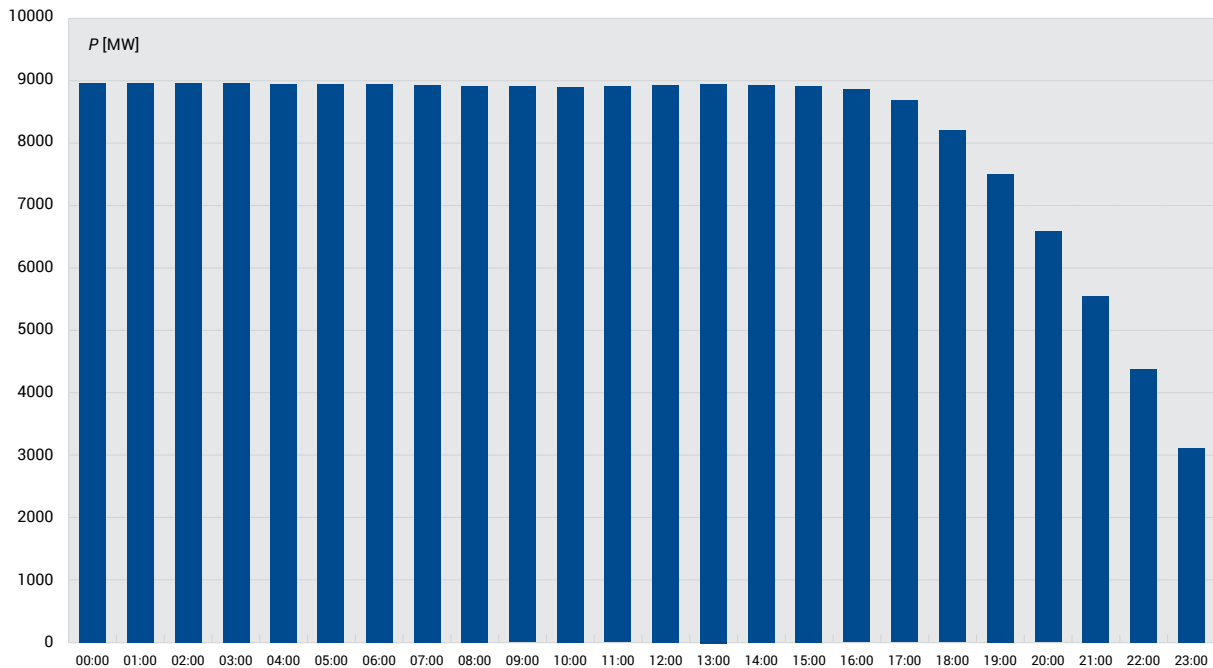
Źródło: badania własne.

Widoczna jest większa regularność przebiegu z Rys. 5.1b oraz znacznie dłuższy okres występowania mocy maksymalnej, wynoszący w przeprowadzonych analizach – na lądzie 2800 godzin, a na morzu 4600 godzin (dla porównania, dla fotowoltaiki przedstawionej na Rys. 5.1c wynosi on poniżej 1100 godzin w roku). Wobec generacji wiatrowej często używany jest termin „generacja niestabilna”. Jest on częściowo nieprawidłowy. Faktycznie w języku polskim „stabilność” procesu rozłożonego w czasie oznacza niezmiennosc jego parametrów (w tym przypadku zdolności do generacji mocy). Tak rozumiany proces generacji energii elektrycznej w generatorach elektrowni wiatrowych rzeczywiście nie jest stabilny, bowiem moc generowana podlega zmianom, które wynikają ze zmian prędkości wiatru, a dokładniej właściwości strumienia powietrza omywającego łopatki koła wiatrowego. Jednakże w rozumieniu naukowym¹¹⁴, termin „stabilność” oznacza zdolność do utrzymania stanu równowagi, po jej chwilowym zaburzeniu w wyniku zakłócenia. Taką zdolność źródła wiatrowe posiadają, stąd znacznie bardziej poprawne określenie związanej z nimi generacji to „generacja zmienna”, czyli *variable generation* (VG). Należy także podkreślić, że zmienność generacji wiatrowej będąca wynikiem oddziaływania strumienia powietrza na łopatki turbiny (jego podmuchów, zawirowań, porywów) jest intensywnie ograniczana przez układ sterowania turbiną, którego struktura w przypadku jednostek dużej mocy jest bardzo złożona i zaawansowana technologicznie. W rezultacie, moc wyjściowa farmy wiatrowej składającej się z wielu turbin nie podlega tak dużej zmienności, jak mogłoby się wydawać na podstawie subiektywnych doświadczeń ze zmieniającymi się lokalnie parametrami wiatru. Rys. 5.2 przedstawia generację hipotetycznej energetyki morskiej dla przykładowego dnia zimowego – Rys. 5.2a (przebieg niezwykle wyrównany, maksymalny poziom generacji) i następującą po nim dobę o generacji zmiennej, aczkolwiek przewidywalnej na podstawie danych meteorologicznych – Rys. 5.2b.

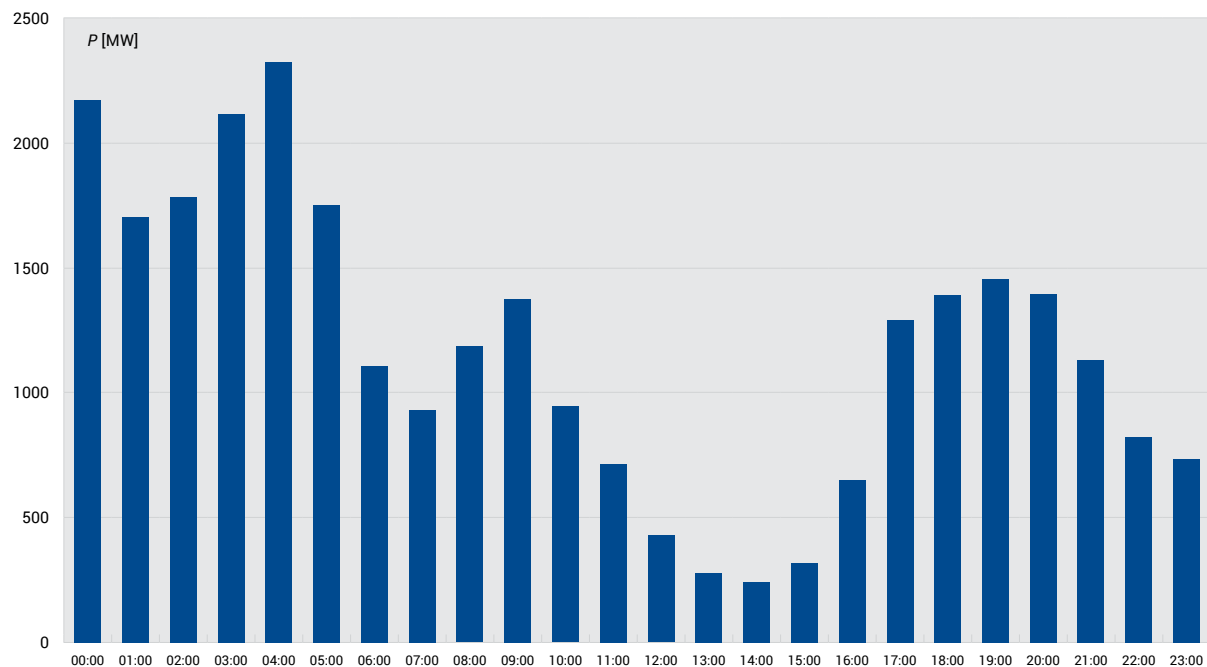
114 J. Machowski, Z. Lubośny, *Stabilność systemu elektroenergetycznego*, WNT, Warszawa 2018.

Rys. 5.2. Przebiegi średniej mocy godzinowej generowanej w hipotetycznych morskich farmach wiatrowych polskiej strefy ekonomicznej (MFW – 9000 MW) dla dwóch kolejnych dób okresu zimowego
a) doba pierwsza; b) doba następną

a)



b)



Źródło: badania własne.

Funkcjonuje wiele obiegowych opinii dotyczących energetyki wiatrowej – część z nich jest słuszna, część nie znajduje potwierdzenia w badaniach. Jedną z tych opinii jest występowanie wyraźnych cykli w zmianach prędkości wiatru (w dzień wiatr słabnie, w nocy się nasila). Prawdopodobnie ta faktycznie ma miejsce w Polsce, ale średnie dobowe generacji mocy w turbinach wiatrowych wykazują pomiędzy porą dzienną i nocną różnice na poziomie nie wyższym niż około 30–40%. Należy także pamiętać, że zmiany wartości mocy generowanej w wiatrakach są nawet w długich okresach przewidywalne dzięki coraz doskonalszym systemom prognostycznym¹¹⁵.

Rozpatrując przyszłość energetyki wiatrowej w Polsce trzeba zdać sobie sprawę, że stanie się ona podstawowym elementem miksu zdekarbonizowanej energetyki i gospodarki zielonego ładu zorientowanej na wodór. Wynika to z faktu braku alternatywy dla źródeł wiatrowych, które pomimo zmienności generacji gwarantują wysoką produkcję energii (np. w porównaniu z fotowoltaiką), szczególnie przy uwzględnieniu segmentu morskiego. Szukając szans dla zbilansowania potrzeb energetycznych Polski w latach 2030–2040 należy rozpatrywać źródła OZE wsparte energetyką jądrową i możliwościami magazynowania energii. Inne rozwiązania prowadzą nieuchronnie do braku możliwości zapewnienia ciągłości zasilania w krajowym systemie elektroenergetycznym. Zdając sobie sprawę z dużej rozbieżności prognoz dotyczących energetyki wiatrowej w Polsce należy pamiętać, że oprócz znanych od lat barier ich rozwoju (bilansowanie w systemie i możliwości przyłączeniowe, lub szerzej infrastrukturalne) nieuchronnie rysuje się trzeci problem związany z wystarczalnością tej generacji dla potrzeb gospodarki wodorowej. Produkcja zielonego wodoru nie znajdzie innych źródeł energii, bez naruszania możliwości bilansowych systemu elektroenergetycznego, które i tak mogą okazać się wątle¹¹⁶. Czyli z jednej strony zmienność energetyki wiatrowej, a w perspektywie także skala jej rozwoju oznacza problemy dla systemu elektroenergetycznego, ale z drugiej strony bez niej nie da się uzyskać znaczących ilości energii dla rozwoju gospodarki wodorowej.

W Tab. 5.1 oraz Tab. 5.2 przedstawiono zestawienie prognozowanych wartości mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej i fotowoltaice w latach 2030 i 2040, wraz z przewidywanym zapotrzebowaniem na energię elektryczną.

115 *Renewable Energy Weather Data*, <https://insights.spire.com/offshore-renewables>

116 *Plan rozwoju w zakresie zaspokajania obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Konstancin-Jeziorna 2020, https://www.pse.pl/documents/20182/21595261/Dokument_glowny_PRSP_2021-2030_20200528.pdf

Tab. 5.1. Prognozy mocy zainstalowanej w OZE w KSE oraz spodziewane zapotrzebowanie na energię elektryczną w 2030 r., dane według różnych źródeł^{117,118,119,120,121}

2030	Wiatraki na lądzie [GW]	Wiatraki na morzu [GW]	Fotowoltaika [GW]	Zapotrzebowanie [GWh]
PEP 2040	9,5	6	7	201
McKinsey	18	8	b.d. (12)	280
Instart	18	6	b.d. (12)	220
Forum Energii	18	8	17	b.d. (220)
PSE S.A.	6,5	11	2,9	185
PK analizy (*)	12	8	12	190

(*) analizy własne autora.

() dane szacunkowe autora.

Tab. 5.2. Prognozy mocy zainstalowanej w OZE w KSE oraz spodziewane zapotrzebowanie na energię elektryczną w 2040 r., dane według różnych źródeł^{122, 123,124,125,126}

2040	Wiatraki na lądzie [GW]	Wiatraki na morzu [GW]	Fotowoltaika [GW]	Zapotrzebowanie [GWh]
PEP 2040	9,5	11	16	225
McKinsey	28	29	b.d. (25)	340
Instart	36	18	b.d. (25)	320
Forum Energii	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
PSE S.A.	b.d.	b.d.	b.d.	205
PK analizy (*)	16	12	25	207

(*) analizy własne autora.

() dane szacunkowe autora.

117 Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. (M.P. 10.03.2021, poz. 264); T. Adamczewski, M. Jędra, *Zielone gazy...*; H. Engel, M. Purta, E. Speelman, G. Szarek, P. van der Pluijm, *Neutralna emisja Polska 2050...*; *Platforma danych energetycznych w Polsce*, <http://energy.instrat.pl/>; *Plan rozwoju w zakresie zaspokajania obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030*. Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Konstancin-Jeziorna 2020, https://www.pse.pl/documents/20182/21595261/Dokument_glowny_PRSP_2021-2030_20200528.pdf.

118 Adamczewski T., Jędra M., *Zielone gazy. Biometan i wodór w Polsce*, Forum Energii. Analizy i dialog, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/zielone-gazy>

119 Engel H., Purta M., Speelman E., Szarek G., van der Pluijm P., *Neutralna emisja Polska 2050. Jak wyzwanie zmienić w szansę*, McKinsey & Company 2020, <https://www.mckinsey.com/pl/our-insights/carbon-neutral-poland-2050#>

120 *Platforma danych energetycznych w Polsce*, <http://energy.instrat.pl/>

121 *Plan rozwoju w zakresie zaspokajania obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030*. Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Konstancin – Jeziorna 2020, https://www.pse.pl/documents/20182/21595261/Dokument_glowny_PRSP_2021-2030_20200528.pdf

122 Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. (M.P. 10.03.2021, poz. 264); T. Adamczewski, M. Jędra, *Zielone gazy...*; H. Engel, M. Purta, E. Speelman, G. Szarek, P. van der Pluijm, *Neutralna emisja Polska 2050...*; *Platforma danych energetycznych w Polsce*, <http://energy.instrat.pl/>; *Plan rozwoju w zakresie zaspokajania obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030*. Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Konstancin-Jeziorna 2020, https://www.pse.pl/documents/20182/21595261/Dokument_glowny_PRSP_2021-2030_20200528.pdf.

123 Adamczewski T., Jędra M., *Zielone gazy. Biometan i wodór w Polsce*, Forum Energii. Analizy i dialog, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/zielone-gazy>

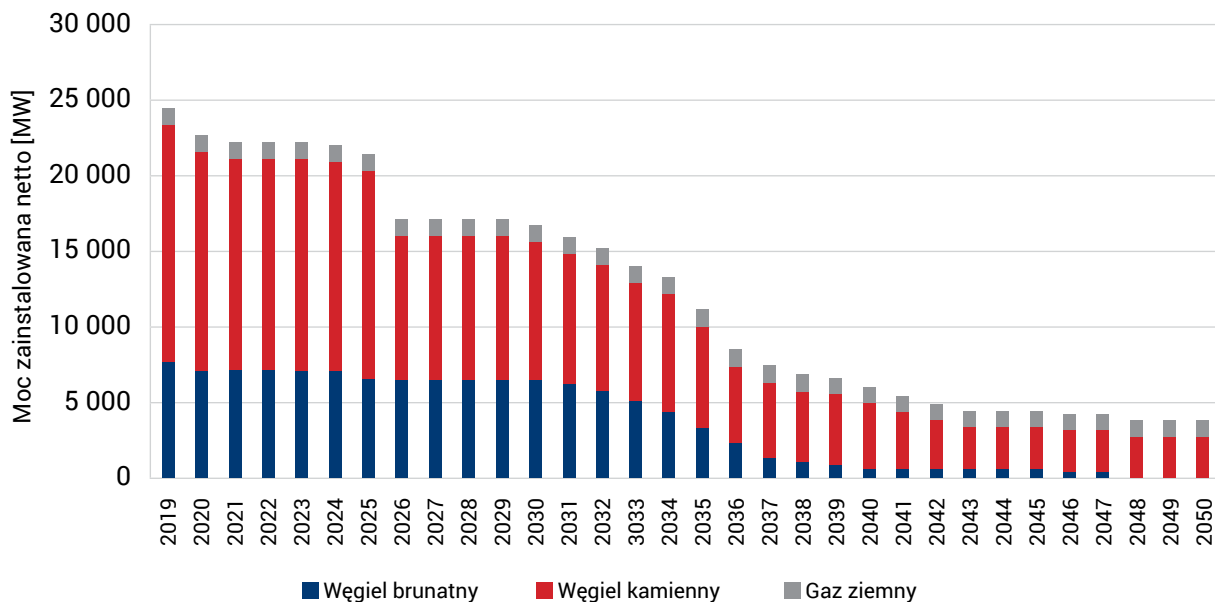
124 Engel H., Purta M., Speelman E., Szarek G., van der Pluijm P., *Neutralna emisja Polska 2050. Jak wyzwanie zmienić w szansę*, McKinsey & Company 2020, <https://www.mckinsey.com/pl/our-insights/carbon-neutral-poland-2050#>

125 *Platforma danych energetycznych w Polsce*, <http://energy.instrat.pl/>

126 *Plan rozwoju w zakresie zaspokajania obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030*. Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Konstancin – Jeziorna 2020, https://www.pse.pl/documents/20182/21595261/Dokument_glowny_PRSP_2021-2030_20200528.pdf

Prace prognostyczne nie będą wiarygodne, jeśli nie zostaną poddane weryfikacji, której celem jest odpowiedź na pytanie – czy przewidywana sumaryczna moc zainstalowana w poszczególnych technologiach jest w stanie zapewnić pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną – zarówno w ujęciu globalnym (w skali roku) jak też w każdej jego godzinie, czy nawet dokładniej w każdym kwadransie, gdyż z taką rozdzielczością dokonuje się w praktyce analiz bilansowych. W tym kontekście szczególnej uwagi nabierają plany związane z wycofywaniem z pracy jednostek energetyki cieplnej jako naturalna konsekwencja procesu dekarbonizacji i wstrzymania inwestycji w tym sektorze (poza energetyką na gaz ziemny, zwanym paliwem przejściowym). Prognozy w tym zakresie przedstawione przez PSE S.A.¹²⁶, pokazano na Rys. 5.3 oraz Rys. 5.4.

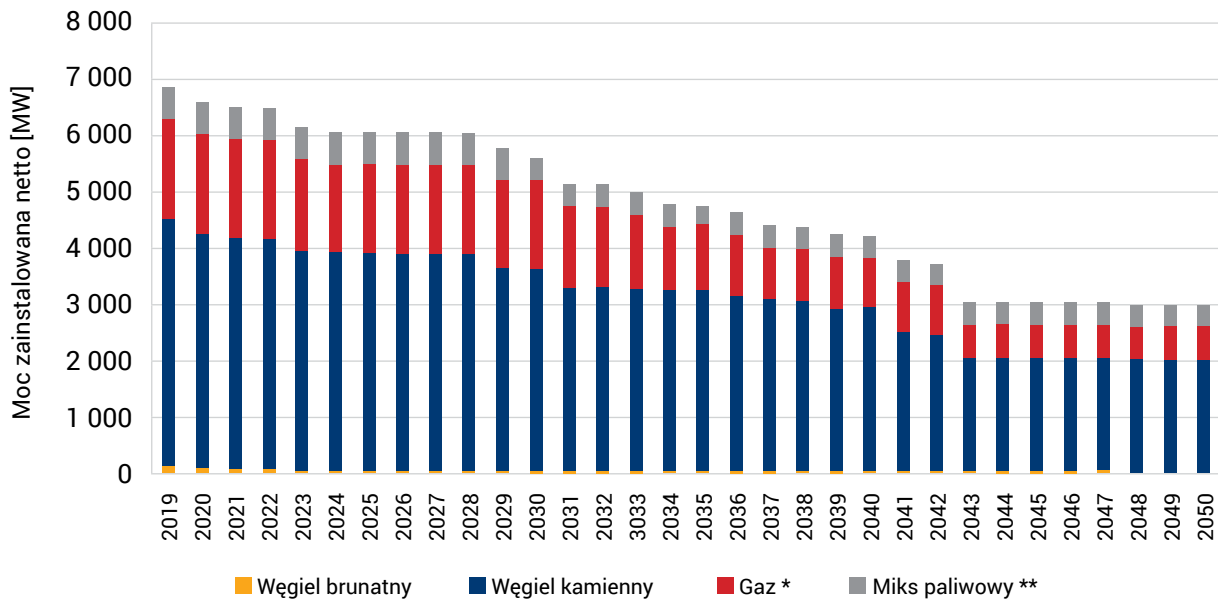
Rys. 5.3. Moc zainstalowana w ciepłych JWCD, przy braku mechanizmu mocowego po 2025 r. (JWCD – jednostka wytwórcza centralnie dysponowana)



Źródło: ¹²⁷

127 Plan rozwoju w zakresie zaspokajania obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030. Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Konstancin – Jeziorna 2020, https://www.pse.pl/documents/20182/21595261/Dokument_glowny_PRSP_2021-2030_20200528.pdf

Rys. 5.4. Moc zainstalowana w ciepłych nJWCD (jednostki gazowe bez wodoru)

Źródło: ¹²⁸

Chociaż prace nad energetyką jądrową w Polsce mają wciąż charakter wstępny, jej obecność w 2040 roku w miksie energetycznym należy uznać za wysoce prawdopodobną, przy wartości mocy zainstalowanej 4000–5000 MW. Mając na uwadze cel niniejszego opracowania, którym jest określenie roli generacji wiatrowej w procesie budowania gospodarki wodorowej bazującej na zielonym wodorze, przeprowadzono uproszczoną analizę bilansową źródeł wytwórczych dla lat 2030 i 2040 wykorzystując dane z Tab. 5.1 oraz Tab. 5.2 dane PEP2040 – A, prognoza własna autora – B, prognoza¹²⁹ – C) oraz dane PSE S.A. odnośnie do wycofań JWCD i nJWCD¹³⁰. Wyniki przedstawiono w Tab. 5.3 oraz Tab. 5.4.

Tab. 5.3. Zestawienia mocy zainstalowanych w polskim systemie elektroenergetycznym – prognoza na rok 2030 (w zakresie OZE warianty A, B, C) wraz z oczekiwanymi wartościami wyprodukowanej energii

Typ generacji	Moc zainstalowana [GW]	Czas użytkowania mocy znamionowej [h]	Energia w ciągu roku [TWh/a]
JWCD ciepłe	16,5	5000	82,5
nJWCD ciepłe	5,5	5000	27,5
energetyka jądrowa	0	8000	0
A. FW ląd	9,5	2800	26,6
B. FW ląd	12	2800	33,6
C. FW ląd	18	2800	50,4
A. morskie FW	6	4800	28,8
B. morskie FW	8	4800	38,4
C. morskie FW	10	4800	48

128 Plan rozwoju w zakresie zaspokajania obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030. |Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Konstancin – Jeziorna 2020, https://www.pse.pl/documents/20182/21595261/Dokument_glowny_PRSP_2021-2030_20200528.pdf

129 H. Engel, M. Purta, E. Speelman, G. Szarek, P. van der Pluijm, *Neutralna emisja w Polsce 2050...*

130 Plan rozwoju w zakresie zaspokajania obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030...

Typ generacji	Moc zainstalowana [GW]	Czas użytkowania mocy znamionowej [h]	Energia w ciągu roku [TWh/a]
A. PV	7	1100	7,7
B. PV	12	1100	13,2
C. PV	17	1100	18,7

Źródło: badania własne autora na podstawie prognoz^{131,132,133}.

Energia sumaryczna: wariant A – 173 TWh, wariant B – 195 TWh, wariant C – 227 TWh. Zrównoważenie zapotrzebowania na energię elektryczną (190 TWh) wymaga dla wariantu A generacji energii elektrycznej o wartości ok. 20 TWh w jednostkach szczytowych zasilanych gazem ziemnym.

Tab. 5.4. Zestawienia mocy zainstalowanych w polskim systemie elektroenergetycznym – prognoza na rok 2040 (w zakresie OZE warianty A, B, C) wraz z oczekiwanymi wartościami wyprodukowanej energii

Typ generacji	Moc zainstalowana [GW]	Czas użytkowania mocy znamionowej [h]	Energia w ciągu roku [TWh/a]
JWCD ciepłne	6	5000	30
nJWCD ciepłne	4	5000	20
energetyka jądrowa	4	8000	32
A. FW lądowe	9,5	2800	26,6
B. FW lądowe	16	2800	44,8
C. FW lądowe	28	2800	78,4
A. morskie FW	11	4800	52,8
B. morskie FW	20	4800	96
C. morskie FW	29	4800	139,2
A. PV	16	1100	17,6
B. PV	20	1100	22
C. PV	25	1100	27,5

Źródło: badania własne autora na podstawie prognoz^{131,132,133}.

Energia sumaryczna: wariant A – 179 TWh, wariant B – 244 TWh, wariant C – 327 TWh (w bilansowaniu nie uwzględniono nowych jednostek na gaz ziemny, których budowa wobec polityki klimatycznej nie jest pewna, choć wydaje się konieczna). Z przedstawionych analiz wynika, że zapewnienie zbilansowania (w sensie energetycznym) potrzeb i możliwości wytwórczych energii elektrycznej w roku 2030 wymaga mocy zainstalowanych na poziomie wynoszącym co najmniej – wiatrowa lądowa 12 GW, wiatrowa morska 8 GW, fotowoltaika 12 GW, a dla roku 2040 – wiatrowa lądowa 16 GW, wiatrowa morska 20 GW, fotowoltaika 20 GW (wariant B). Wariant A odpowiadający prognozom¹³¹ nie bilansuje zapotrzebowania już w roku 2030, a deficyt do pokrycia przez nowe jednostki gazowe, biogazowe, biomaso-

131 Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. Monitor Polski 10.03.2021, pozycja 264.

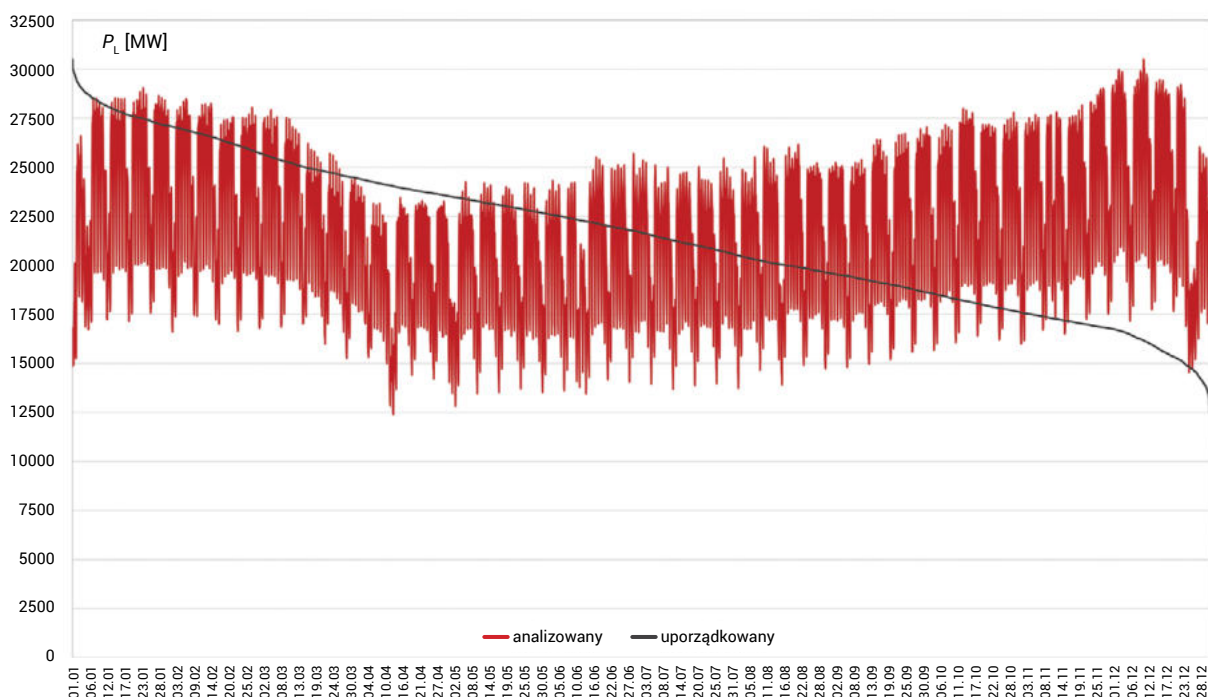
132 Engel H., Purta M., Speelman E., Szarek G., van der Pluijm P., *Neutralna emisja Polska 2050. Jak wyzwanie zmienić w szansę*, McKinsey & Company 2020, <https://www.mckinsey.com/pl/our-insights/carbon-neutral-poland-2050#>

133 *Plan rozwoju w zakresie zaspokajania obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Konstancin – Jeziorna 2020, https://www.pse.pl/documents/20182/21595261/Dokument_glowny_PRSP_2021-2030_20200528.pdf

we, elektrownie wodne, import, mechanizmy DSR (w¹³⁴ nazwany trafnie luką węglową) sięgnąć może w 2040 r. nawet 60–70 TWh. Uzyskanie takich dodatkowych możliwości bilansowych jest mało realne. Wariant B daje znacznie większe szanse na zbilansowanie zapotrzebowania, ale dopiero wariant C daje możliwość powstania znaczących nadwyżek energii, która może być przekształcana na zielony wodór i zasilić rozwiniętą gospodarkę wodorową. Podobne wnioski zawarto m.in. w¹³⁵ i ¹³⁶.

Natura generacji zmiennej (VR) powoduje, że ocena możliwości zaspokojenia zapotrzebowania na podstawie energetycznych bilansów rocznych jest wysoce zawodna. Jak już wspomniano konieczna jest weryfikacja prowadzona dla mocy, z rozdzielczością nie mniejszą niż jedna godzina, czyli dla 8760 przypadków. Analizę taką przeprowadzono zakładając, że roczny przebieg zapotrzebowania dla roku 2030 jest zgodny z przedstawionym na Rys. 5.5. Dla przebiegu o takiej postaci roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną wynosi 190 TWh, a moc szczytowa 30,5 GW.

Rys. 5.5. Przebieg zmienności zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE w roku 2030



Źródło: badania własne wg Polskiej Sieci Elektroenergetycznej S.A., zakładka „Dane systemowe”, <https://www.pse.pl/dane-systemowe>.

Dla przedstawionej postaci rocznych zmian zapotrzebowania przyjęto strukturę generacji zgodnie z Tab. 5.4, wariant B (LFW – 12 GW, MFW – 8 GW, PV – 12 GW, zapotrzebowanie 190 TWh). Dla jednostek ciepłych JWCD i nJWCD (razem 22 GW) przyjęto pracę 9 GW w podstawie obciążenia (generacja wymuszona), a 13 GW pozostało do celów bilansowych. Przy powyższej strukturze generacji osiągnięcie zbilansowania w ujęciu mocowym dla każdej godziny roku, nie sprawi problemu. Na Rys. 5.6 widoczny jest przebieg mocy do zbilansowania, a na Rys. 5.7 jej wykres uporządkowany. Krótkotrwałe (mniej niż

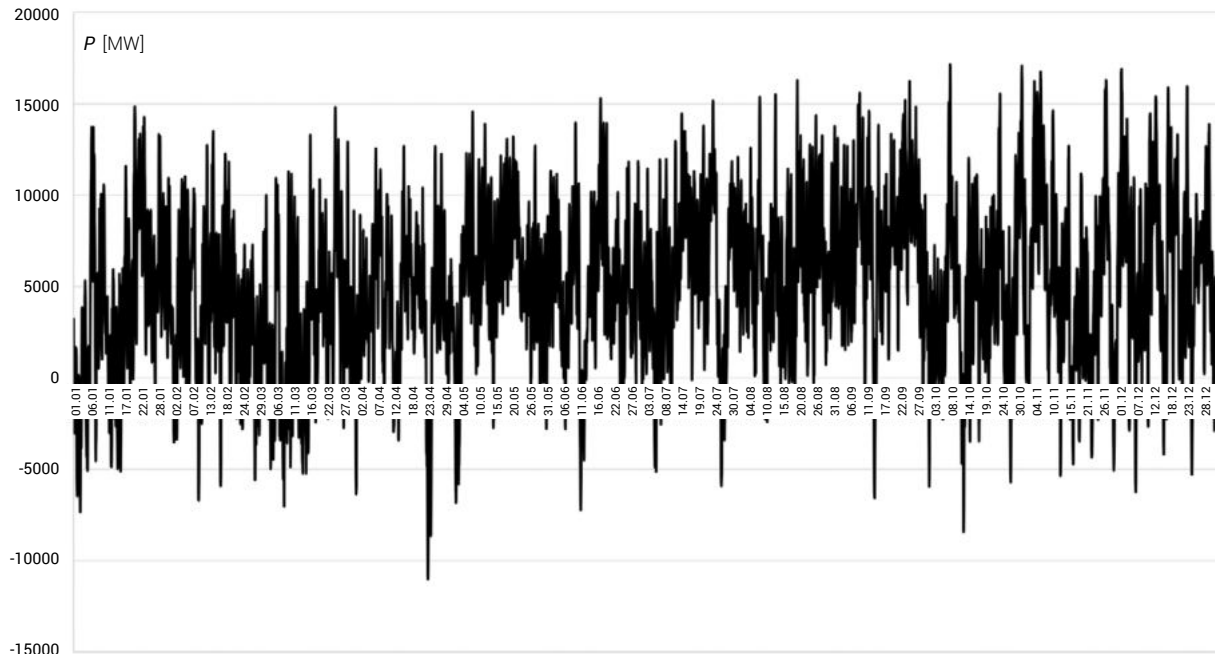
134 Jak wypełnić lukę węglową, 43% OZE w 2030 r., Raport z 2020 r...

135 T. Adamczewski, M. Jędra, Zielone gazy...

136 H. Engel, M. Purta, E. Speelman, G. Szarek, P. van der Pluijm, Neutralna emisja w Polsce 2050...

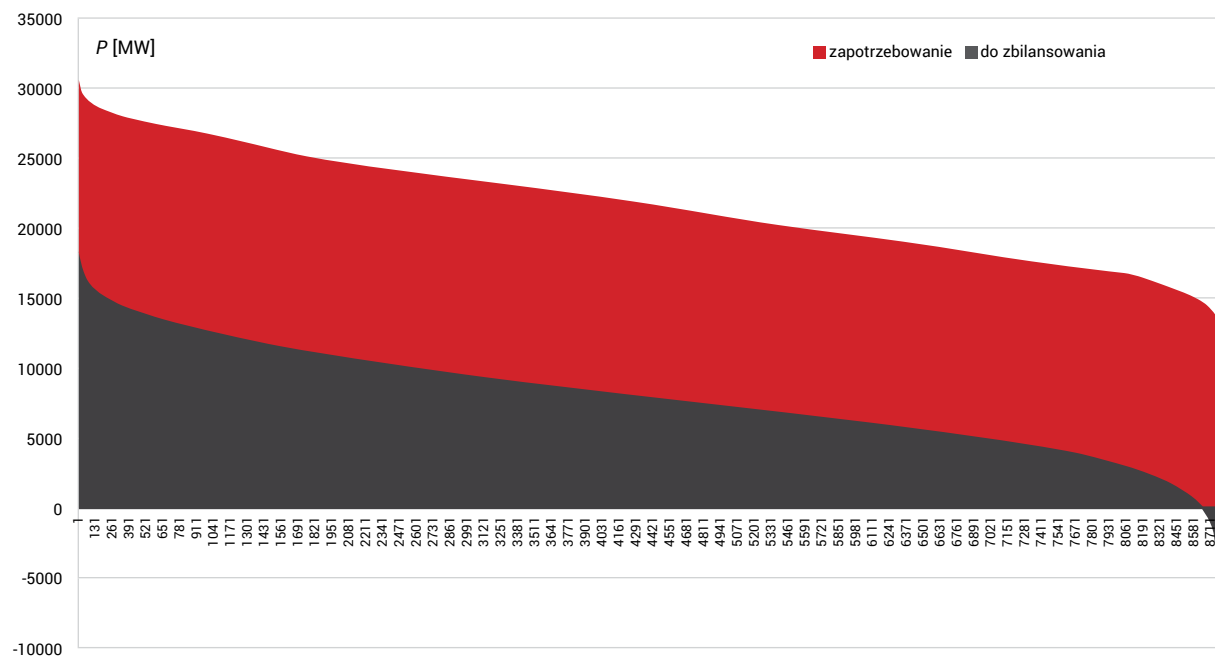
500 godz. w roku) zapotrzebowanie na moc większą niż 13 GW może być pokryte w efekcie różnych działań interwencyjnych i importu, natomiast nadwyżka generacji OZE ma znaczenie symboliczne.

Rys. 5.6. Przebieg zmienności mocy do zbilansowania w krajowym systemie elektroenergetycznym w 2030 r. (struktura generacji wskazana wyżej, zgodnie z wariantem B), wartości ujemne wskazują na nadwyżki mocy



Źródło: badania własne.

Rys. 5.7. Uporządkowane roczne wykresy: obciążenia, generacji w podstawie, generacji fotowoltaicznej, generacji wiatrowej lądowej i morskiej w 2030 r. Założenie odnośnie do struktury generacji jak dla Rys. 5.6



Źródło: badania własne.

Z drugiej strony, pomimo założenia wartości mocy zainstalowanej w OZE na poziomie wyraźnie większym niż w PEP2040, nadwyżka zielonej generacji wynosi „tylko” 3 TWh. W sensie wartości jest to energia warta około 1 mld PLN, ale jej pozyskanie będzie trudne, z uwagi na fakt okresowego występowania nadwyżek w postaci charakterystycznych „pików” o dużej amplitudzie (Rys. 5.5 i Rys. 5.6).

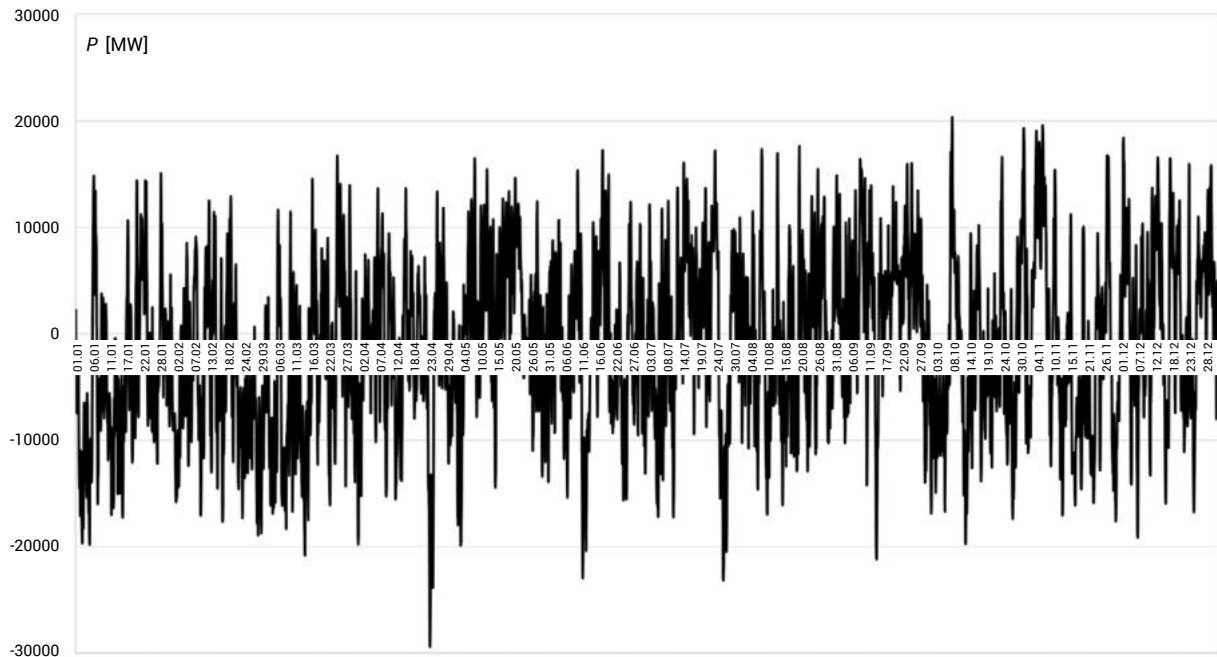
Analiza roku 2030 dla danych prognostycznych McKinsey¹³⁷ oraz Forum Energii¹³⁸ (generacja OZE wg wariantu C, bardzo wysoki wzrost zapotrzebowania) wskazuje na gorszą sytuację bilansową, bowiem „brakująca” moc o wartości przekraczającej 13 GW występuje przez ponad 2000 godzin w roku. Nadwyżka generacji OZE zwiększa się w stosunku do wariantu B tylko do 4 TWh. Tym samym przewidywania określające możliwości generacji wodoru z nadwyżek zawarte w¹³⁸ szacujące ją na 1,5–2 TWh (energia zawarta w gazie) są zbieżne z wynikami uzyskanymi w prezentowanej analizie.

Znacznie większe możliwości wykorzystania generacji OZE i znacznie większe wymagania bilansowe przynosi analiza dla 2040 r. Zapotrzebowanie, o przebiegu rocznym zgodnym z przeskalowanym Rys. 5.4 przyjęto na poziomie 215 TWh (moc szczytowa 34,5 GW). Dla takiej postaci rocznych zmian zapotrzebowania założono strukturę generacji zgodnie z Rys. 5.6, wariant B (LFW – 16 GW, MFW – 20 GW, PV – 20 GW). Dla jednostek ciepłych JWCD i nJWCD (razem 10 GW) przyjęto pracę 5 GW w podstawie obciążenia (generacja wymuszona) a 5 GW pozostało do celów bilansowych. Przyjęto także całoroczną pracę bloków jądrowych o sumarycznej mocy 4 GW. Przy takiej strukturze generacji osiągnięcie zbilansowania w ujęciu mocowym dla każdej godziny roku, jest poważnym wyzwaniem. Na Rys. 5.8 widoczny jest przebieg mocy do zbilansowania, a na Rys. 5.7 pokazano jej wykres uporządkowany. Moc do zbilansowania powyżej 7 GW występuje przez okres dłuższy niż 2 000 godzin w roku (łącznie energia do zbilansowania to 24 TWh). Jednocześnie nadwyżka generacji w OZE (86% z wiatru) wynosi aż 34 TWh, a wartość maksymalna mocy z OZE osiąga 29 GW. Przebieg roczny tej nadwyżki przedstawiono na Rys. 5.9. Zakładając, że możliwości wykorzystania nadwyżki sięgają 10 GW (kolor żółty) aż 30 TWh energii byłoby dostępne do zasilania elektrolizerów i produkcji zielonego wodoru. Tym samym energia konieczna do zbilansowania potrzeb systemu odpowiada w przybliżeniu energii „nadwyżkowej” z OZE.

137 H. Engel, M. Purta, E. Speelman, G. Szarek, P. van der Pluijm, *Neutralna emisyjnie Polska 2050...*

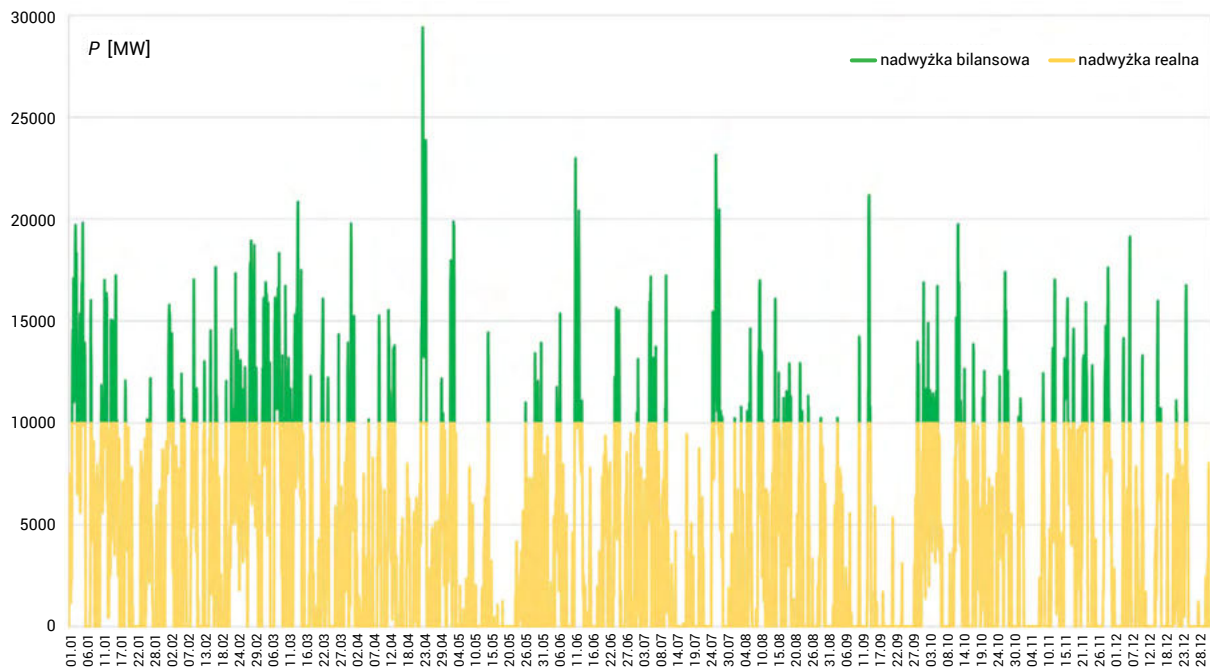
138 T. Adamczewski, M. Jędra, *Zielone gazy...*

Rys. 5.8. Przebieg zmienności mocy do zbilansowania w krajowym systemie elektroenergetycznym w 2040 r. (struktura generacji wskazana wyżej, zgodnie z wariantem B), wartości ujemne wskazują na nadwyżki mocy



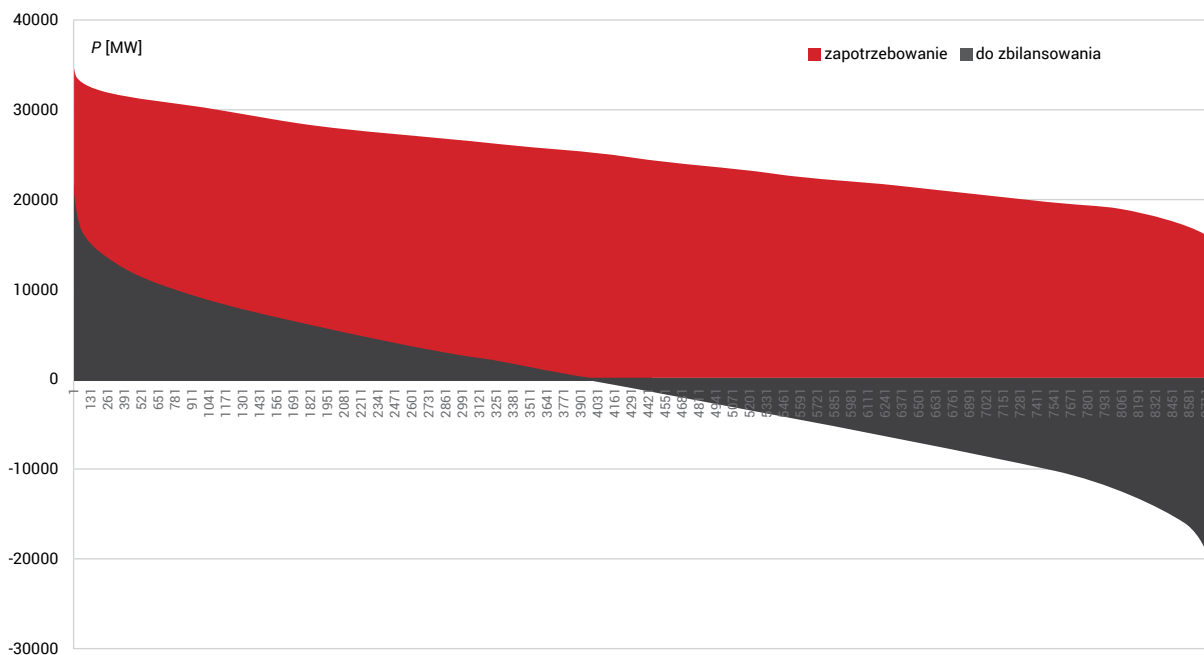
Źródło: badania własne.

Rys. 5.9. Przebieg zmienności nadwyżki mocy z OZE w krajowym systemie elektroenergetycznym w 2040 r. (struktura generacji wskazana wyżej, zgodnie z wariantem B), kolor żółty wskazuje wartości do wykorzystania, przy założeniu mocy urządzeń do absorpcji nadwyżki wynoszącej 10 GW



Źródło: badania własne.

Rys. 5.10. Uporządkowane roczne wykresy: obciążenia, generacji w podstawie, generacji fotowoltaicznej, generacji wiatrowej lądowej i morskiej w 2040 r. Założenie odnośnie struktury generacji jak dla Rys. 5.8



Źródło: badania własne.

Z przedstawionej analizy, w szczególności dla roku 2040 wyłania się obraz polskiego systemu elektroenergetycznego, w którym dopiero zainstalowanie w energetyce wiatrowej naprawdę dużych mocy – na lądzie 16 GW, na morzu 20 GW daje szansę zbilansowania zapotrzebowania przy niewielkim udziale pozostałej generacji węglowej (10 GW) oraz nowych gazowych jednostek szczytowych. Warunkiem sprostania temu wyzwaniu jest możliwość zagospodarowania nadwyżek z OZE, które pojawią się w znaczących ilościach (ok. 20% całkowitej wyprodukowanej energii).

5.2 Magazynowanie energii – warunek konieczny dla zapewnienia bezpieczeństwa elektroenergetycznego w systemach opartych na źródłach odnawialnych

Mając na uwadze nieuchronną konieczność zwiększania mocy zainstalowanej w OZE w latach 2030–2040, należy przeprowadzić analizy ukierunkowane na badanie rzeczywistych potrzeb w zakresie systemów magazynowania wyprodukowanej przez te źródła energii elektrycznej. Dzięki możliwości pracy w trybie ładowania oraz rozładowania w różnych chwilach czasowych, systemy te mogą prowadzić do zapewnienia warunków do zbilansowania pracy SEE. Jest to prawidłowość powszechnie znana, nagłaśniana medialnie i akceptowana społecznie. Kluczowym zadaniem analiz jest określenie mocy oraz pojemności magazynów energii w taki sposób, aby wykorzystała całą energię pochodzącą z OZE. Z góry można stwierdzić, że przydomowe magazyny bateryjne nie dają szans na sprostanie temu wyzwaniu.

W Polsce można obecnie wyróżnić projekty magazynowania energii elektrycznej znajdujące się na różnym etapie zaawansowania. W 2020 r. zrealizowano dwa projekty bateryjnych magazynów zlokalizowanych w Pucku oraz w Bystrej. Łączna moc oraz pojemność tych instalacji wynosi odpowiednio

6,75 MW oraz 28,5 MWh. Dodatkowo w fazie planowania znajduje się obecnie około 7 projektów bateryjnych magazynów energii¹³⁹. Nie lekceważąc ich znaczenia dla KSE należy jednak stwierdzić, że jest to znaczenie raczej symboliczne i rozpatrywane projekty powinny być rozpatrywane jako demonstratory technologii, co oczywiście też jest ważne, w aspekcie perspektyw rozwoju gospodarki wodorowej i szerokiego wykorzystywania. Trudno jednak nadawać tym projektom kluczowe znaczenie z punktu widzenia globalnych potrzeb systemu elektroenergetycznego.

Praktyczne znaczenie mają obecnie elektrownie szczytowo pompowe, których łączna moc (w trybie pompowania) przekracza w Polsce 1 600 MW, a pojemność około 16 GWh. Udział ESP w kształtowaniu dobowego przebiegu zapotrzebowania jest zauważalny i istotny¹⁴⁰. Niestety raczej mgliste są perspektywy dokończeniu budowy ESP Młoty o mocy 750 MW, rozpoczętej ponad 40 lat temu.

Magazyny energii mogą pełnić w systemie elektroenergetycznym wiele różnych funkcji, które powinny zostać określone na etapie planowania budowy tego typu instalacji. W pierwszej kolejności należy określić główną funkcję i cel przyłączenia takiego urządzenia do sieci elektroenergetycznej. Funkcje te znajdują zastosowanie zarówno w ramach sektora wytwórczego oraz przesyłowego i należą do nich: działanie komercyjne związane z dobowym obrotem energią elektryczną (przychody z różnicy cen zakupu i sprzedaży) oraz oddziaływanie na system w ramach usług lub obowiązków systemowych (katalog ich jest szeroki).

Identyfikacja przychodów z działań komercyjnych jest prosta – im większe dobowe zróżnicowanie cen na rynku bilansującym tym większy przychód. Kalkulacja przychodów z usług systemowych jest jednak obecnie trudna, bowiem zgodnie z dyrektywą¹⁴¹ muszą one stać się osobnym segmentem rynku bilansującego, który dokona ich wyceny. Można jednak powiedzieć, że wartość tych usług w sensie finansowym jest obecnie daleko mniejsza od podstawowej działalności komercyjnej związanej z magazynowaniem energii i jej ekonomicznym arbitrażem. Wspomniana dyrektywa zabrania ponadto (poza pewnymi wyjątkami), aby właścicielami instalacji do magazynowania energii byli operatorzy sieci.

W celu ułatwienia zrozumienia zróżnicowania właściwości technologii magazynowania energii elektrycznej na Rys. 5.11 przedstawiono ich zbiorcze zestawienie wg¹⁴².

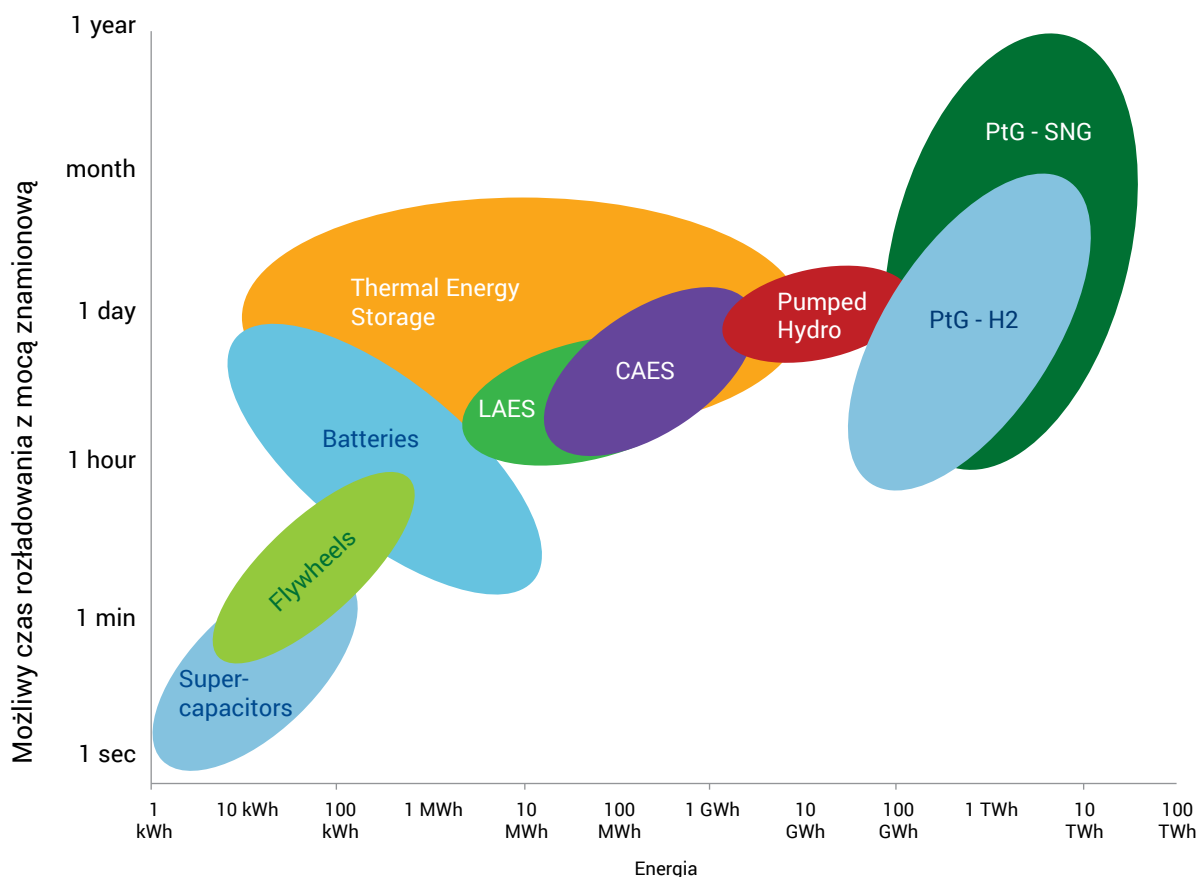
139 R. Raczkowski, *Zwiększenie udziału generacji wiatrowej w systemie elektroenergetycznym poprzez optymalizację systemu magazynowania energii*, rozprawa doktorska, Politechnika Warszawska, Warszawa, 2021.

140 Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., zakładka „Dane systemowe”, <https://www.pse.pl/dane-systemowe>

141 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158/125, 14.6.2019).

142 J. Paska, *Zasobniki energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym – zastosowania i rozwiązania*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2012, 9a(88).

Rys. 5.11. Zestawienie technologii magazynowania energii z uwzględnieniem pojemności magazynów i czasu ich rozładowania



Źródło: J. Paska, *Zasobniki energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym...*

Rozważając konieczność wykorzystania nadwyżek z generacji OZE w skali krajowego systemu elektroenergetycznego należy rozpatrywać zdolności magazynowania energii na poziomie terawatogodzin (TWh), co wykazano w poprzednim punkcie opracowania. Jak wynika z Rys. 5.11, w grę wchodzi tu jedynie rozwiązanie gazowe – wodór lub otrzymywany przy jego wykorzystaniu syntetyczny gaz SNG.

Powracając do analizy KSE w 2040 roku (wariant B dla rozwoju OZE) rozpatrzono zdolności magazynowe na poziomie pojemności 1 TWh i mocy wynoszącej 10 GW. Z dzisiejszej perspektywy wielkości te wydają się niezwykle duże. Warto jednak zauważyć, że dokument¹⁴³ określa moc znamionową elektrolizerów pracujących w Unii Europejskiej w 2030 r. na 40 GW, a projekt polskiej strategii wodorowej¹⁴⁴ moc elektrolizerów zainstalowanych w Polsce w 2030 r. na 2 GW. Przyjęte wartości sumarycznych zdolności magazynowych wodoru (1 TWh, 10 GW w 2040 r.) nie są więc abstrakcyjnie zawyżone. Rozpatrzono algorytm pracy magazynu polegający na gromadzeniu nadwyżek generacji aż do całkowitego wypełnienia jego pojemności. Następnie rozładowanie następuje wg zapotrzebowania w systemie, ale jeśli przed cał-

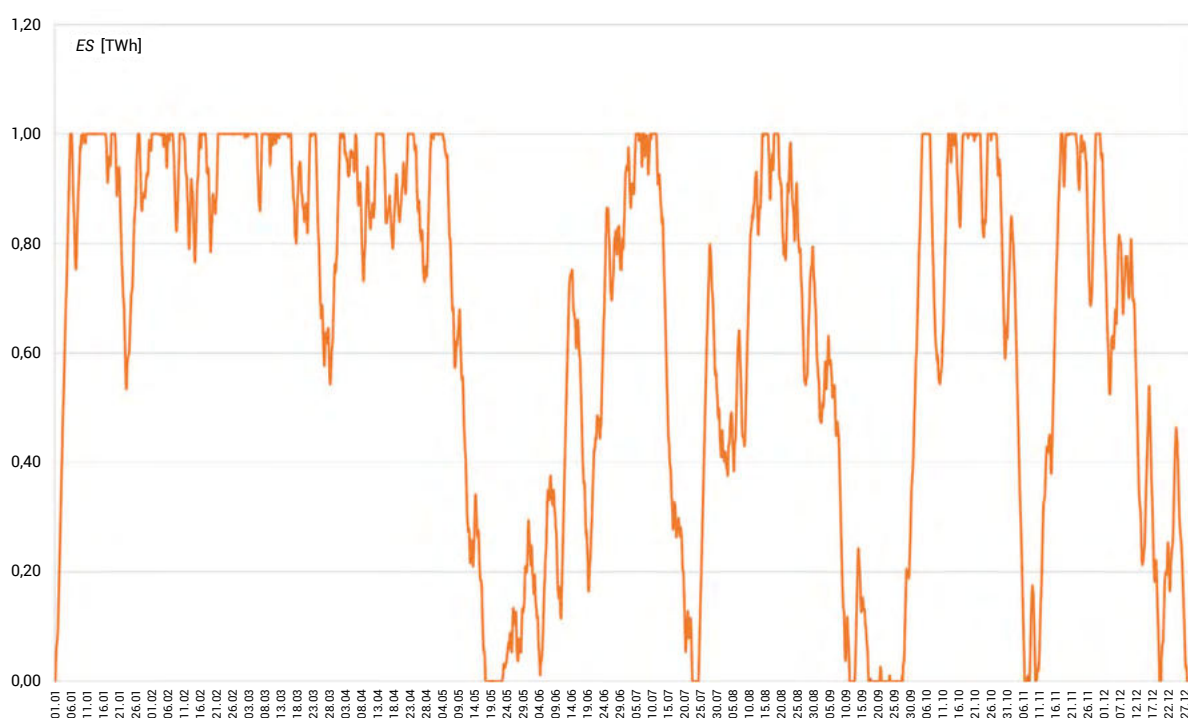
¹⁴³ European Commission, Communication From The Commission To The European Parliament, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, Brussels, 8.07.2020. COM (2020) 301 final.

¹⁴⁴ Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r. (projekt)...

kwitym rozładowaniem pojawią się nadwyżki, ładowanie jest wznowione. Zakładając hipotetycznie dla celów badawczych, sprawność konwersji P2-G-2P na 100% (niestety, na dziś nie przekracza ona 30%), uzyskuje się bardzo interesujący efekt wpływu „magazynu globalnego o wielkiej pojemności” na możliwości bilansowe polskiego systemu elektroenergetycznego. Przedstawiono je na kolejnych rysunkach.

Rys. 5.12 przedstawia roczny cykl ładowania i rozładowania magazynu. Widoczne jest osiągnięcie stanu pełnego naładowania już w pierwszych dniach stycznia. Wysoki stan naładowania utrzymuje się do wiosny, ale w ciągu kilku dni bezwietrznych spada do zera. W lecie stan naładowania osiągany jest znacząco rzadziej, ma też miejsce pełne dwukrotne rozładowanie. Na jesieni magazyn także kilkakrotnie ładuje się do wartości maksymalnej.

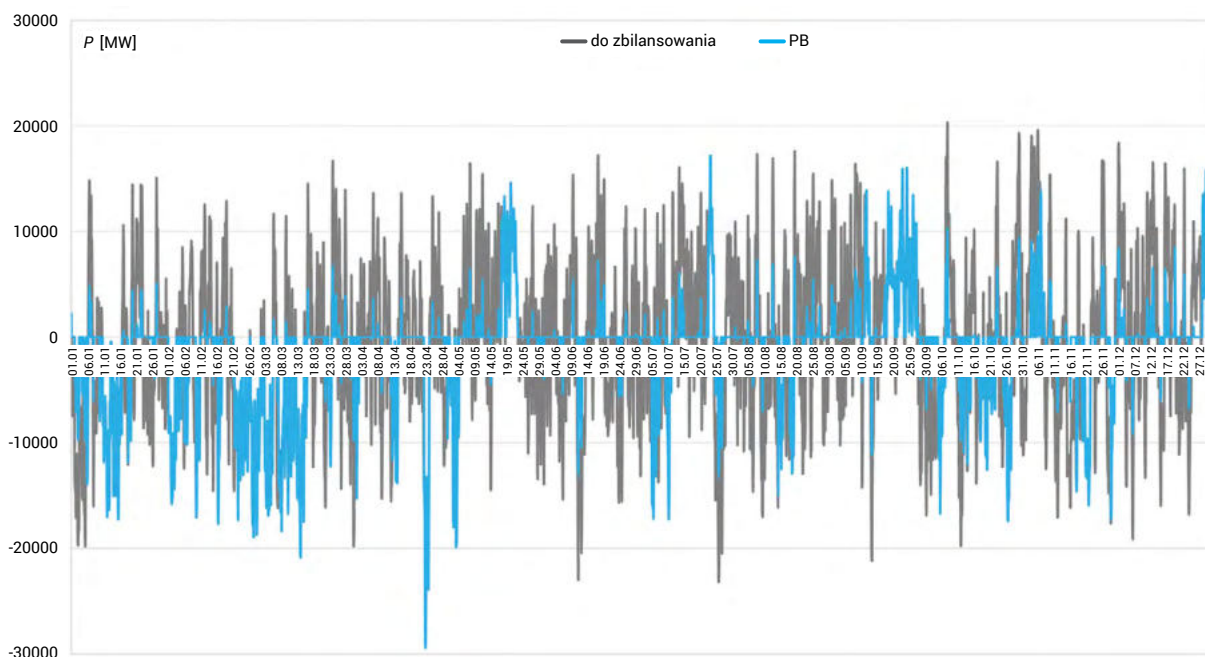
Rys. 5.12. Roczny przebieg ładowania i rozładowania magazynu globalnego zagospodarowującego nadwyżki z OZE w krajowym systemie elektroenergetycznym w 2040 roku



Źródło: badania własne.

Pomimo tak dużej pojemności i mocy magazynu globalnego nie jest możliwe całkowite zbilansowanie zapotrzebowania KSE. Rys. 5.13 przedstawia przebiegi mocy do zbilansowania przed i po zastosowaniu magazynu. W okresie zimowym występują wciąż niezagospodarowane nadwyżki generacji z OZE, a w okresie letnim występuje moc odbiorów do zbilansowania, w stanie wyczerpania zasobów magazynu. Wpływ globalnego magazynowania na zaspokojenie potrzeb bilansowych systemu jest jednak bardzo znaczący.

Rys. 5.13. Przebiegi mocy do zbilansowania w KSE (rok 2040, wariant B), kolor szary bez magazynu energii, kolor niebieski po zastosowaniu magazynu (1 TWh, 10 GW)

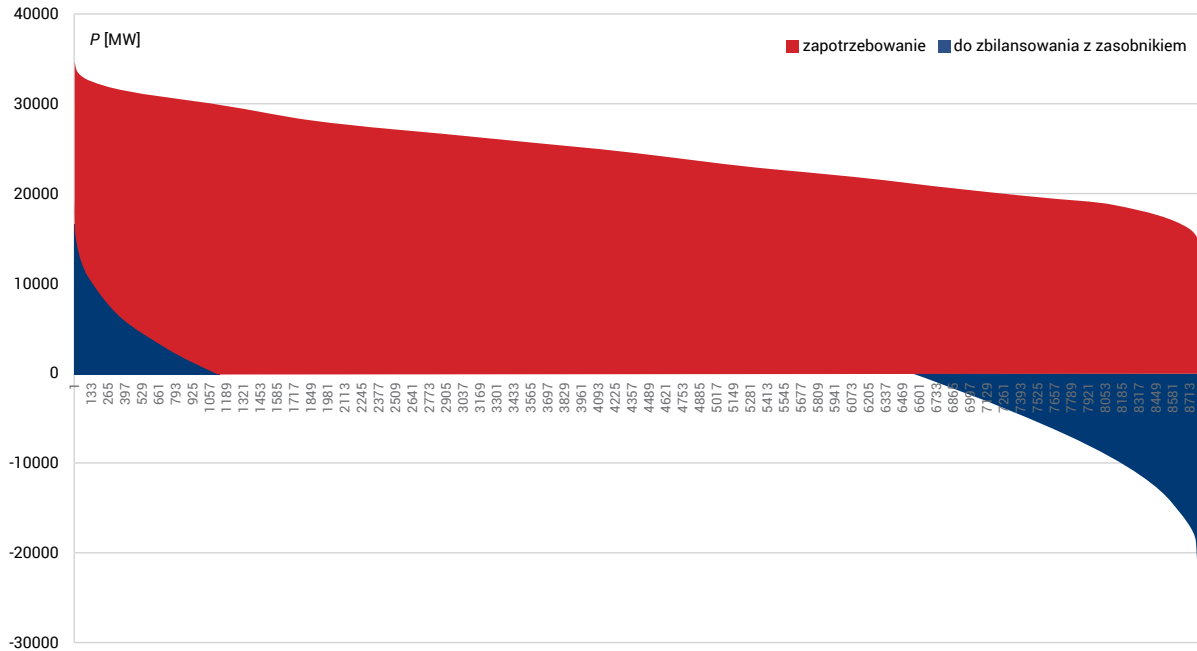


Źródło: badania własne.

Potwierdza to wykres uporządkowany widoczny na Rys. 5.14. Przez ponad sześć tysięcy godzin w roku magazyn zaspokaja całkowicie zapotrzebowanie KSE ma moc (potrzeby bilansowe wynoszą zero). W pozostałych okresach roku moce do zbilansowania są na poziomie 6–9 GW, a okres ich występowania nie przekracza tysiąca godzin. Przyjęta wcześniej moc znamionowa pozostałości JWCD i nJWCD o wartości 5 GW plus działania mechanizmu DSR wsparte instalacjami ESP, biogazem i importem będą w stanie sprostać temu zadaniu.

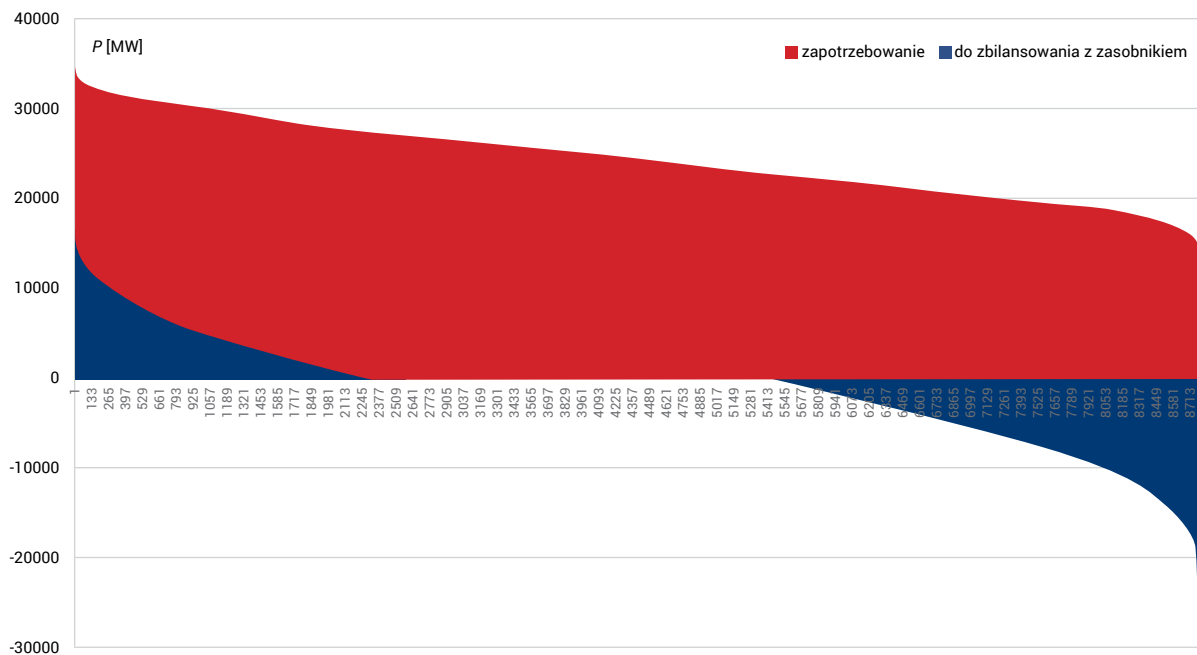
Dla porównania, na Rys. 5.15 przedstawiono analogiczny wykres, ale uzyskany dla pojemności i mocy magazynu globalnego o połowę mniejszej (0,5 TWh, 5 GW). Co prawda liczba godzin o zerowym zapotrzebowaniu zmniejszyła się do czterech tysięcy, ale i dla takich parametrów wymagania bilansowe są o wiele łatwiejsze do spełnienia niż widoczne na Rys. 5.10 (bez żadnego magazynowania).

Rys. 5.14. Uporządkowane roczne wykresy: obciążenia, generacji w podstawie, generacji fotowoltaicznej, generacji wiatrowej lądowej i morskiej w roku 2040, przy zastosowaniu magazynu globalnego o parametrach 1 TWh, 10 GW



Źródło: badania własne.

Rys. 5.15. Uporządkowane roczne wykresy: obciążenia, generacji w podstawie, generacji fotowoltaicznej, generacji wiatrowej lądowej i morskiej w roku 2040, przy zastosowaniu magazynu globalnego o parametrach 0,5 TWh, 5 GW



Źródło: badania własne.

5.3 Energetyka wiatrowa i energetyka wodorowa w polskim systemie elektroenergetycznym, perspektywa lat 2030–2040

Z przedstawionych rozważań wynika, że wobec procesu wycofywania z pracy w KSE konwencjonalnych jednostek węglowych i wstrzymania budowy nowych (z wyjątkiem jednostek gazowych), przy ograniczeniu ich mocy osiągalnej w 2040 r. do 10 GW i udziału w produkcji energii poniżej 20% zapotrzebowania, system elektroenergetyczny musi pracować w oparciu o inne, alternatywne źródła energii. Ponieważ oprócz energetyki jądrowej będą to przede wszystkim źródła OZE o generacji zmiennej (VR) ich praca musi być wsparta magazynami energii. Tak sformułowana opinia jest rzecz jasna znana i nie budzi wątpliwości. Wydaje się jednak, że nie uświadamiano sobie do tej pory skali potrzeb w tym zakresie. Potrzeby te, w porównaniu ze stanem obecnym, można zestawiać następująco, posługując się skrótami literowymi używanymi w pierwszej części opracowania (ostatnie dwa symbole oznaczają pojemność i moc magazynów energii):

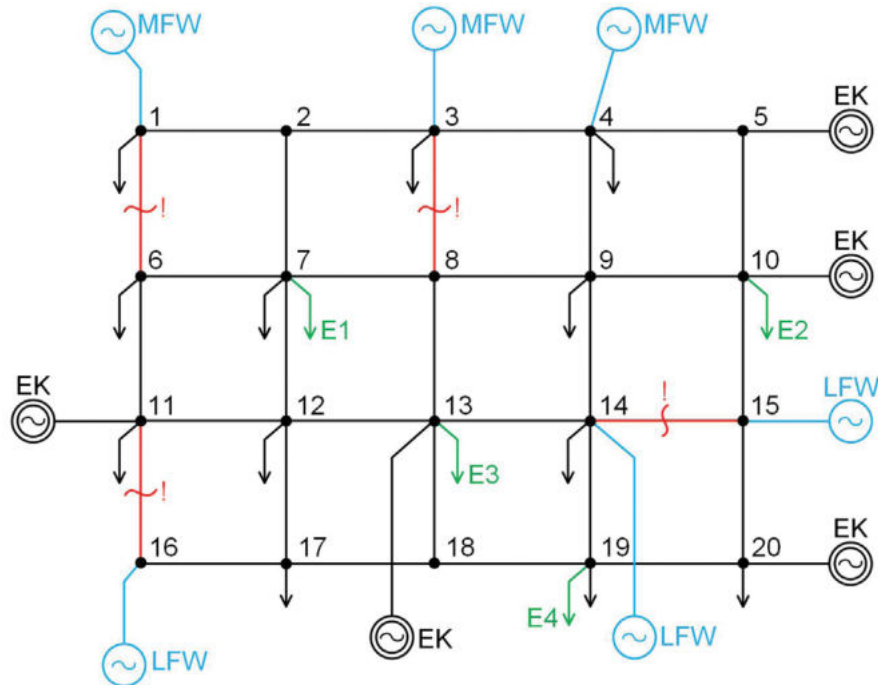
- obecnie: LFW – 6,5 GW, MFW – 0 GW, PV – 5 GW, ES – 0,02 TWh, PS – 2 GW,
- w 2040 r.: LFW 16 GW, MFW 20 GW, PV 20 GW, ES 1 TWh, PS 10 GW.

Liczby te mogą wydawać się szokująco duże, ale jest jeszcze inny, jakościowy aspekt przedstawionego wyżej wyzwania – nie osiągnie się niezbędnych na 2040 r. wskaźników bez podejścia wielkoskalowego. Przy całym poparciu i zrozumieniu dla ruchu prosumenckiego, energetyki rozproszonej, obywatelskiej i spółdzielczej, nie da się przy użyciu tych rozwiązań uzyskać w przyszłości globalnego pokrycia zapotrzebowania odbiorców oraz zapewnienia zasilania urządzeniom służącym magazynowaniu energii w oparciu o gospodarkę wodorową. Powyższe stanowisko nie neguje istotnej roli energetyki rozproszonej w pracy KSE, ale przeprowadzone analizy uświadamiają, że rola energetyki wielkoskalowej i systemu przesyłowego (zarówno w obszarze energii elektrycznej jak i gazu) będzie miała dla bezpieczeństwa energetycznego Polski wciąż znaczenie strategiczne.

Na Rys. 5.16 przedstawiono w symboliczny sposób system elektroenergetyczny, który dla sieci przesyłowej i 110 kV można traktować jako układ wielokrotnie zamknięty. W wybranych węzłach przyłączone są źródła energetyki konwencjonalnej (EK) oraz wiatrowej (lądowej LFW i morskiej MFW). Fotowoltaika prosumencka przyłączona jest na poziomie niskiego napięcia i nie pokazano jej na rysunku. Można się spodziewać, że wytwarzanie wodoru na dużą skalę będzie się odbywać w układach elektrolizerów o mocy do kilkuset megawatów (w strategii wodorowej UE standardem ma być jednostka o mocy modułu 100 MW¹⁴⁵) przyłączonych do sieci przesyłowej (oznaczone literą E). Wprowadzanie do sieci mocy z dużych zgrupowań farm morskich oraz farm lądowych będzie się wiązało z niebezpieczeństwem występowania przeciążeń linii wysokiego napięcia, szczególnie jeśli miejscem lokalizacji elektrowni jądrowej będą okolice nadmorskiej miejscowości Żarnowiec. Możliwe są przeciążenia linii, zaznaczono to na Rys. 5.16 kolorem czerwonym.

145 European Commission, Communication From The Commission To The European Parliament, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, Brussels, 8.07.2020. COM (2020) 301 final.

Rys. 5.16. Poglądowa ilustracja struktury sieci zamkniętej KSE z energetyką konwencjonalną, wiatrową na lądzie i morzu oraz elektrolizerami przyłączonymi w głębi sieci; widoczne przeciążenia niektórych linii (kolor czerwony)



Źródło: badania własne.

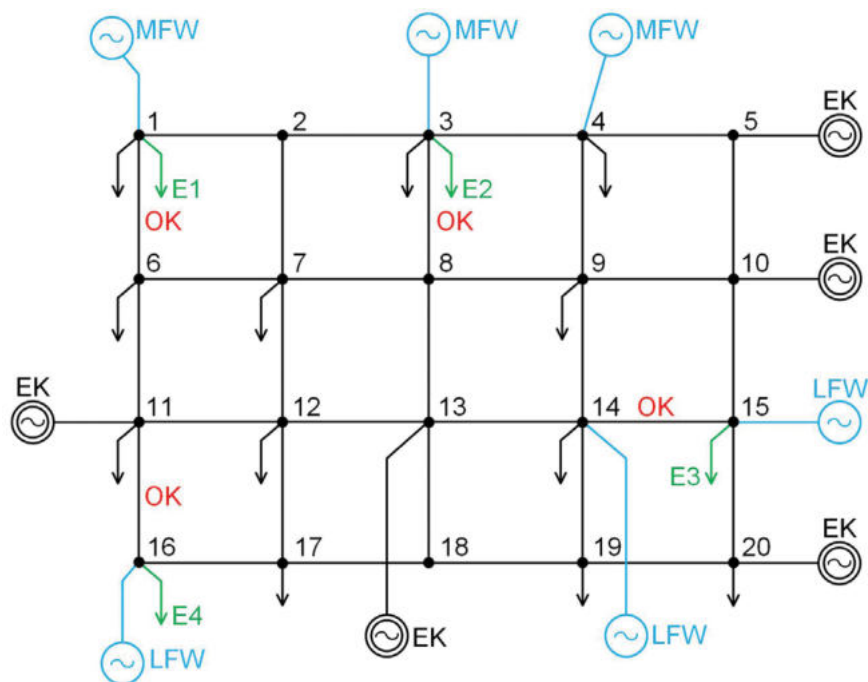
Warto w tym miejscu zwrócić uwagę na kwestię lokalizacji elektrolizerów. Może być ona narzucona uwarunkowaniami w zakresie infrastruktury gazowej i ograniczeń środowiskowych. Może też wynikać z lokalizacji miejsc do magazynowania wodoru (kawerny solne). Należy podkreślić, że nawet lokalizacja elektrolizerów odległa od miejsc generacji OZE umożliwia ich współdziałanie z tymi źródłami, w szczególności pracę z pełną mocą w celu zagospodarowania nadwyżki generacji i postój w warunkach wysokiego zapotrzebowania. Już obecnie stworzenie odpowiednich systemów sterowania grupowego układów „OZE – elektrolizery” jest w pełni możliwe. W literaturze¹⁴⁶ podnoszony jest fakt, że koszt zasilania elektrolizerów z sieci będzie obejmował także wysoką opłatę dystrybucyjną. Wniosek ten jest przedwczesny, albowiem bazuje na obecnym systemie opłat dystrybucyjnych, który w przyszłości może się gruntownie zmienić, tak że produkcja wodoru jako strategiczna konwersja energii może w ogóle nie być objęta taką opłatą. Jak się okazuje, w wielu opiniach utrwalony jest pogląd opłaty dystrybucyjnej określanej jako „metoda znaczka pocztowego”, według której tak samo wyceniana jest dostawa energii na 100 m jak i na 100 km. Tymczasem opłata ta może być określona na wiele innych sposobów (np. ceny węzłowe). W literaturze pojawia się także idea integracji farm wiatrowych z urządzeniami do wytwarzania wodoru. Co więcej, np.¹⁴⁷ mówi się o elektrolizerach zintegrowanych z elektrowniami atomowymi. Wizje te tylko częściowo możliwe są do zrealizowania. Można oczywiście w ramach jednej infrastruktury sieciowej połączyć źródło OZE i instalację elektrolizera, a co więcej wprowadzić taki układ regulacji, który ściśle

146 T. Adamczewski, M. Jędra, *Zielone gazy...*

147 *Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.* (projekt)...

kontroluje poziom mocy przepływającej do systemu i ewentualnie z systemu. Rozwiązanie takie może dawać szereg korzyści technicznych (likwidacja przeciążeń) i ekonomicznych – Rys. 5.17.

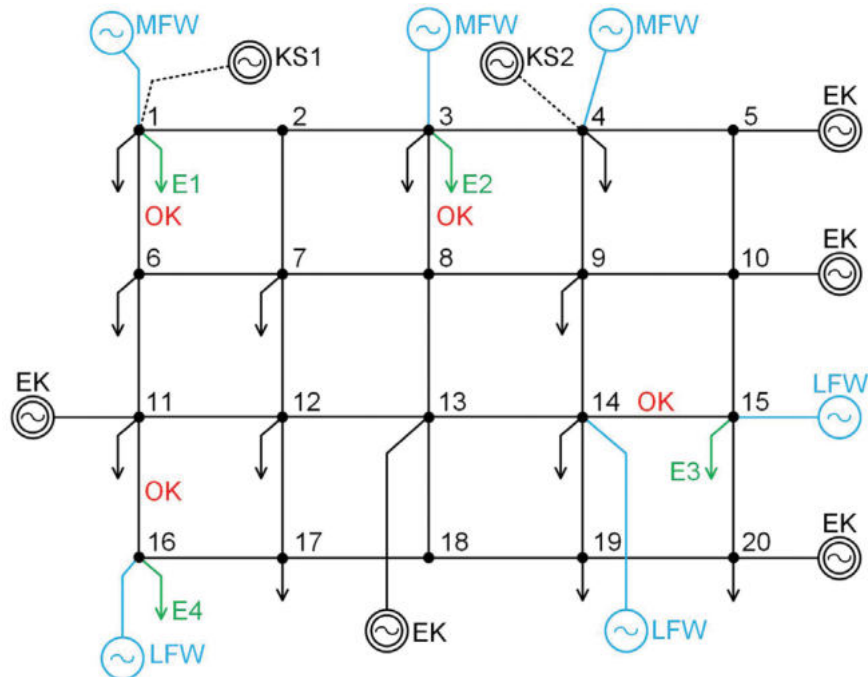
Rys. 5.17. Poglądowa ilustracja struktury sieci zamkniętej KSE z energetyką konwencjonalną, wiatrową na lądzie i morzu oraz elektrolizerami zintegrowanymi z farmami wiatrowymi; widoczna likwidacja przeciążeń linii



Źródło: badania własne.

Nie można jednak w ten sposób dokonać eliminacji wymagań systemowych stawianych z osobna każdemu z tych urządzeń. Zarówno bowiem turbiny wiatrowe, jak i elektrolizery muszą pracować według dzisiejszych standardów w sieci posiadającej określoną „sztywność napięciową”. Miarą tej właściwości (zdefiniowanej tu w sposób bardzo uproszczony) jest parametr zwany mocą zwarciovą wyznaczaną dla miejsca przyłączenia (zespołu farm, zespołu elektrolizerów). Już obecnie, z uwagi na zbyt niską wartość mocy zwarciowej w węzłach rozpatrywanych jako miejsce przyłączenia farm morskich na północy Polski rozważa się konieczność zainstalowania tam specjalnych urządzeń zwanych kompensatorami synchronicznymi (KS), co komplikuje cały układ sieciowy i podnosi jego koszty – Rys. 5.18.

Rys. 5.18. Poglądowa ilustracja struktury sieci zamkniętej KSE z energetyką konwencjonalną, wiatrową na lądzie i morzu oraz elektrolizerami zintegrowanymi z farmami wiatrowymi; widoczna konieczność zainstalowania kompensatorów synchronicznych podnoszących sztywność napięciową sieci w węzłach przyłączenia



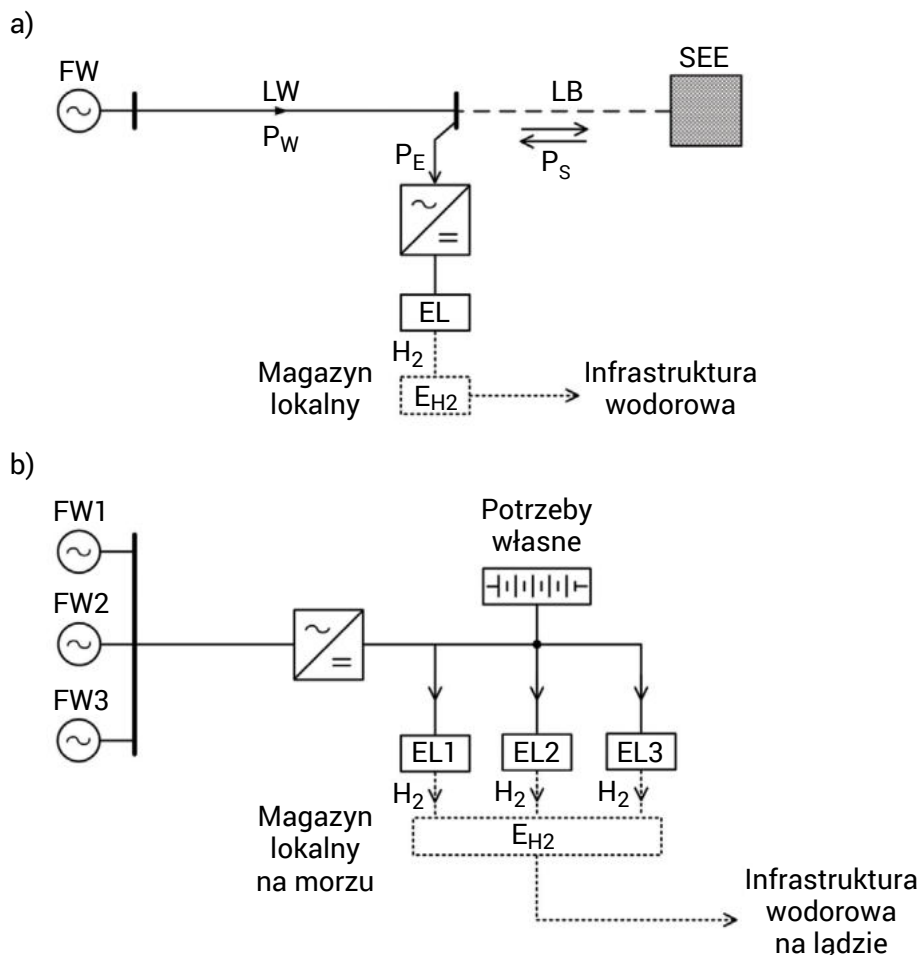
Źródło: badania własne.

Tym samym z ostrożnością (choć również z nadzieją) należy podchodzić do koncepcji układów z linią wydzieloną w relacji farma wiatrowa – elektrolizer (lub zespół farm, zespół elektrolizerów), pracujących całkowicie poza systemem elektroenergetycznym. Aktualnie ani turbiny wiatrowe, ani elektrolizery (poza jednostkami o bardzo małych mocach) nie są w stanie pracować indywidualnie. Przyczyną jest brak jakiegokolwiek sztywności napięciowej takiego układu. Konieczne jest powiązanie zespołu farma wiatrowa – elektrolizer z systemem elektroenergetycznym (SEE) za pomocą linii blokowej, co pokazano na Rys. 5.19 (linię blokową zaznaczono linią przerywaną). Można jednak się spodziewać, że pojawią się rozwiązania energoelektroniczne, które pozwolą na pracę farm wiatrowych bez powiązania z systemem elektroenergetycznym, bezpośrednio na zespół elektrolizerów zlokalizowanych na pływających platformach – Rys. 5.19b¹⁴⁸. O ile pierwsze rozwiązanie daje elastyczność w sensie elektroenergetycznym (elektrolizery można zasilać z farm, można z sieci), o tyle drugie rozwiązanie pozwala na zasilenie systemu wodorowego (gazociągi, magazyny) i wykorzystanie wodoru na inne cele niż produkcja energii elektrycznej (transformacja G2P). Radykalnym rozwiązaniem alternatywnym może być budowa (jednej lub kilku) linii prądu stałego (HVDC). Wobec bardzo wysokiej koncentracji wytwarzania na północy Polski (farmy morskie, lądowe, elektrownia atomowa) rozwiązanie taki nie powinno być uważane jedynie za futurystyczną wizję rozwoju systemu. Trzeba mieć bowiem na uwadze wynikające z elementarnej teorii elektrotechniki ograniczone możliwości przesyłu mocy za pomocą prądu przemiennego¹⁴⁹.

148 G. Calado, R. Castro, *Hydrogen Production from Off Shore Wind Parks: Current Situation and Future Perspectives*, „Applied Sciences” nr 11(12)/2021; RWE Hydrogen Business, RWE AG Germany, July 2021.

149 J. Machowski, Z. Lubośny, *Stabilność systemu elektroenergetycznego*, WNT, Warszawa 2018.

Rys. 5.19. Układy wydzielone: a) farma wiatrowa z instalacją do elektrolizy, widoczna linia wydzielona (LW) oraz niezbędna linia blokowa (LB) i powiązanie z systemem SEE b) zespół farm morskich pracujący na zespół elektrolizerów zlokalizowany na morzu, powiązanie z infrastrukturą wodorową za pomocą gazociągu

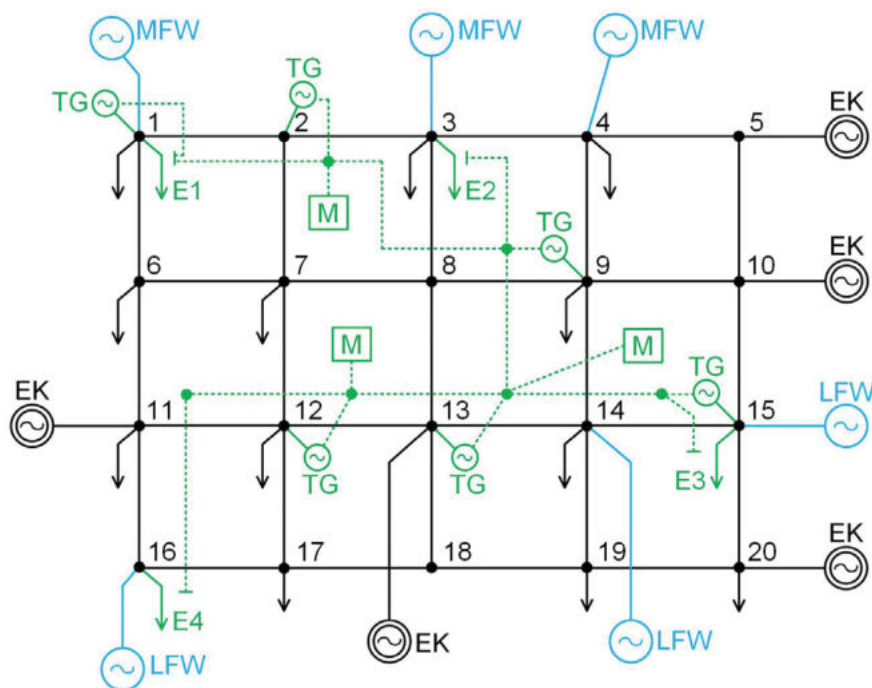


Źródło: badania własne.

Na przedstawionym Rys. 5.20 zamieszczono przykładowe lokalizacje elektrolizerów w wariacie zagregowanym z generacją. Należy oczywiście wspomnieć o lokalizacji urządzeń do transformacji odwrotnej G2P realizowanej w dużej skali poprzez turbiny OCGT lub CCGT¹⁵⁰. Tu także spotyka się wizje ich integracji z członem OZE – elektrolizer i tworzeniu przy dodatkowym wsparciu magazynów bateryjnych BESS układów zwanych hubami energetycznymi. Ta koncepcja może być realizowana, ale przy tak dużej skali problemu w sensie energetycznym (wykorzystanie energii blisko 30 TWh zawartej w gazie) bardziej realna jest wizja budowy sieci magazynów wodoru i gazociągów oraz lokalizacja urządzeń wytwórczych G2P w miejscach wynikających z potrzeb systemowych i możliwości infrastrukturalnych. Także i tu rozproszenie przestrzenne generacji gazowej nie będzie barierą w podporządkowaniu procesu regulacji mocy algorytmom wynikającym z celu nadrzędnego magazynu globalnego.

150 T. Chmielniak, T. Chmielniak, *Energetyka wodorowa*, PWN, Warszawa 2020.

Rys. 5.20. Poglądowa ilustracja struktury sieci zamkniętej KSE z energetyką konwencjonalną, wiatrową na lądzie i morzu oraz elektrolizerami zintegrowanymi z farmami wiatrowymi; widoczna infrastruktura wodorowa (sieci, magazyny), wraz z turbinami (TG) realizującymi funkcje G2P



Źródło: badania własne.

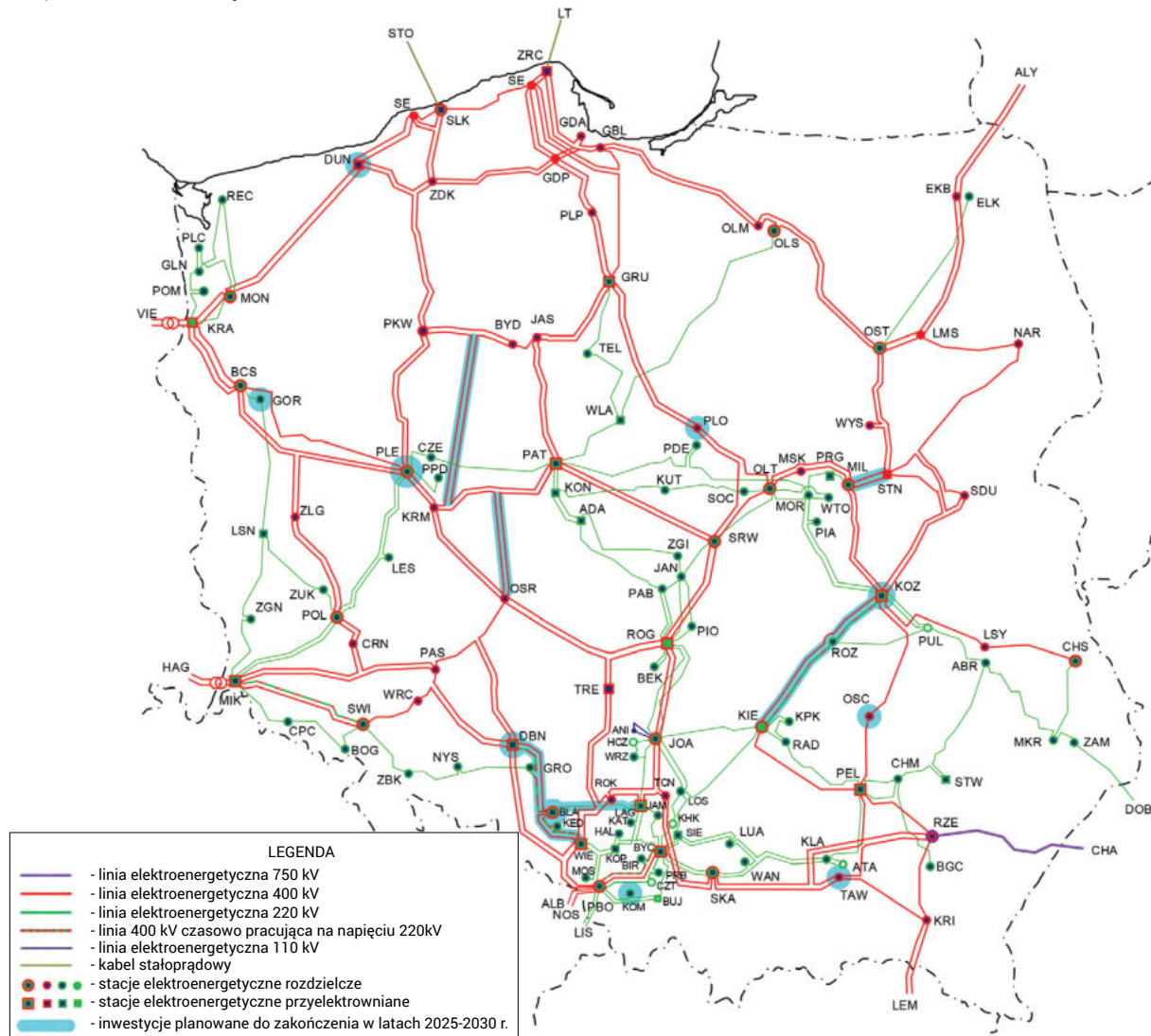
Plany rozwoju KSE do roku 2040 przygotowane w wielu wariantach przez PSE S.A. (Rys. 5.21)¹⁵¹ obejmują morską generację wiatrową oraz elektrownię jądrową, dlatego największa intensywność budowy nowych linii widoczna jest na północy. Czy jednak obejmuje on także prognozę określoną jako: LFW – 16 GW, MFW – 20 GW, PV – 20 GW, ES – 1 TWh, PS – 10 GW, nie mówiąc już o wizjach zawartych w opracowaniach¹⁵² oraz¹⁵³? Prawdopodobnie nie, stąd konieczność dalszej rewizji planów rozwoju sieci przesyłowej, w ślad za korektą oficjalnych koncepcji rozwoju energetyki w Polsce. Określenie planów PSE S.A. w zakresie możliwości przyłączeniowych w 2040 r. w świetle wykazanej potrzeby zwiększenia mocy farm wiatrowych będzie rzutowało na wybór rozwiązań alternatywnych – przesył wodoru za pomocą gazociągu północ – południe, budowa linii prądu stałego HVDC itp.

151 Plan rozwoju w zakresie zaspokajania obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030...

152 H. Engel, M. Purta, E. Speelman, G. Szarek, P. van der Pluijm, *Neutralna emisja w Polsce 2050...*

153 Platforma danych energetycznych w Polsce, <http://energy.instrat.pl/>

Rys. 5.21. Plany rozwoju polskiego systemu elektroenergetycznego do 2040 r., dostosowanie do potrzeb wskazanych w¹⁵⁴



Źródło: ¹⁵⁵

Przeprowadzone dotychczas rozważania dotyczyły globalnych problemów polskiego systemu elektroenergetycznego. Wykazano, że tylko przy rozwoju energetyki odnawialnej (głównie energetyki wiatrowej na lądzie i morzu) na poziomie znacząco wyższym od zakładanego w dokumencie rządowym PEP 2040 oraz przy opanowaniu możliwości magazynowania energii w niespotykanej dotychczas skali i zastosowaniu rozwiązań gazowych P2G2P, możliwe jest zapewnienie zbilansowania potrzeb i możliwości generacji mocy, przy udziale konwencjonalnej energetyki cieplnej na poziomie mniejszym od 20%.

Magazynowanie energii elektrycznej w zielonym wodorze i odzyskiwanie jej w bezemisyjnych procesach konwersji, jest z uwagi na uwarunkowania technologiczne magazynowaniem długookresowym

154 Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. ...

155 *Plan rozwoju w zakresie zaspokajania obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Konstancin – Jeziorna 2020, https://www.psew.pl/documents/20182/21595261/Dokument_glowny_PRSP_2021-2030_20200528.pdf

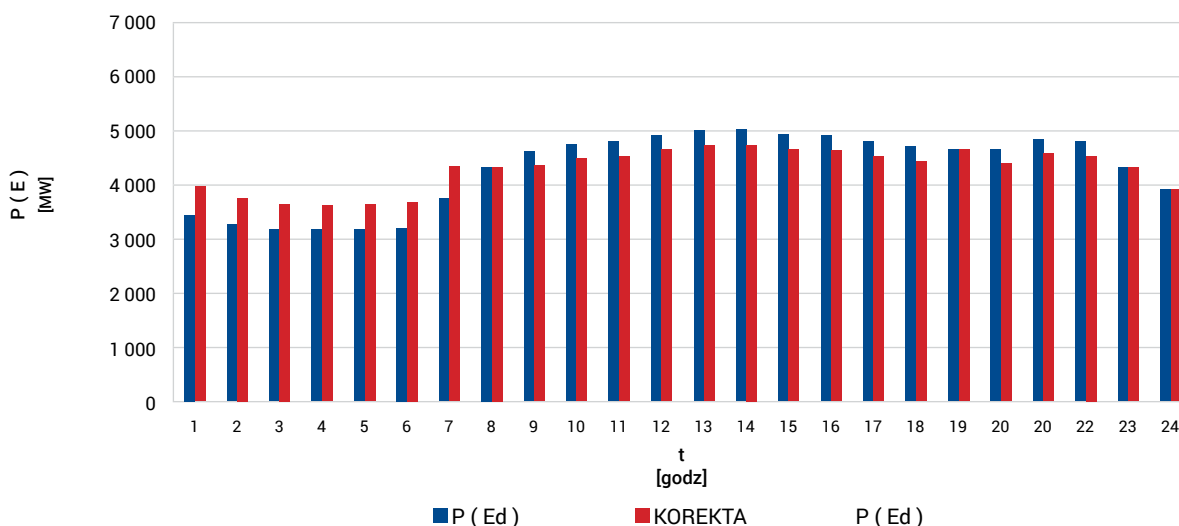
(dla rozważanego magazynu globalnego pojemność odniesiona do mocy znamionowej wynosi sto godzin). Możliwe są jednak, oprócz podstawowego celu bilansowego inne zastosowania procesu wytwarzania zielonego wodoru we współpracy ze zmienną energetyką OZE.

Poniżej przedstawiono i omówiono trzy takie zastosowania. Pierwsze z nich dotyczy zwiększania obciążenia systemu poprzez włączanie elektrolizerów, nie tylko w okresie występowania nadwyżki generacji z OZE, ale także w okresie niskiego zapotrzebowania (na Rys. 5.22 jest to okres od godziny 1 do 7). Produkcja wodoru nie prowadzi tu do jego krótkotrwałego magazynowania w celu odzyskania energii w szczycie tego samego dnia, ale wpływa w sposób pośredni na zmniejszenie zapotrzebowania w innych okresach, poprzez zastąpienie technologii wykorzystujących energię elektryczną, energią otrzymywaną z zielonego wodoru. Określenie efektywności takiej konwersji pośredniej wymaga szczegółowych badań, ale jej skuteczność jest wysoce prawdopodobna.

Z przeprowadzonych analiz wynika, że w roku 2040 przez ok. 2500 godzin, w efekcie pracy OZE wystąpi zapotrzebowanie na moc do zbilansowania o wartości mniejszej od 4 GW. Oznacza to, że średnio w ciągu godziny można dociążyć system mocą na poziomie 2–3 GW, a więc na produkcję wodoru może być przeznaczona dodatkowa energia o wartości 5–7,5 TWh.

Tak jak już stwierdzono, wyprodukowany wodór może przyczynić się pośrednio do zmniejszenia zapotrzebowania w szczycie obciążenia, w szczególności w warunkach występowania trudności bilansowych. Gdyby przyjąć istnienie możliwości wykorzystania tak wyprodukowanego wodoru w okresie tysiąca godzin, dawałoby to moc do celów bilansowych na poziomie 2–3 GW, niezwykle cenną w świetle wyników analiz widocznych na Rys. 5.14 i Rys. 5.15.

Rys. 5.22. Ilustracja zwiększenia obciążenia w nocnej dolinie zapotrzebowania (o 15%) i kompensacji pośredniej tego wzrostu w szczycie dziennym

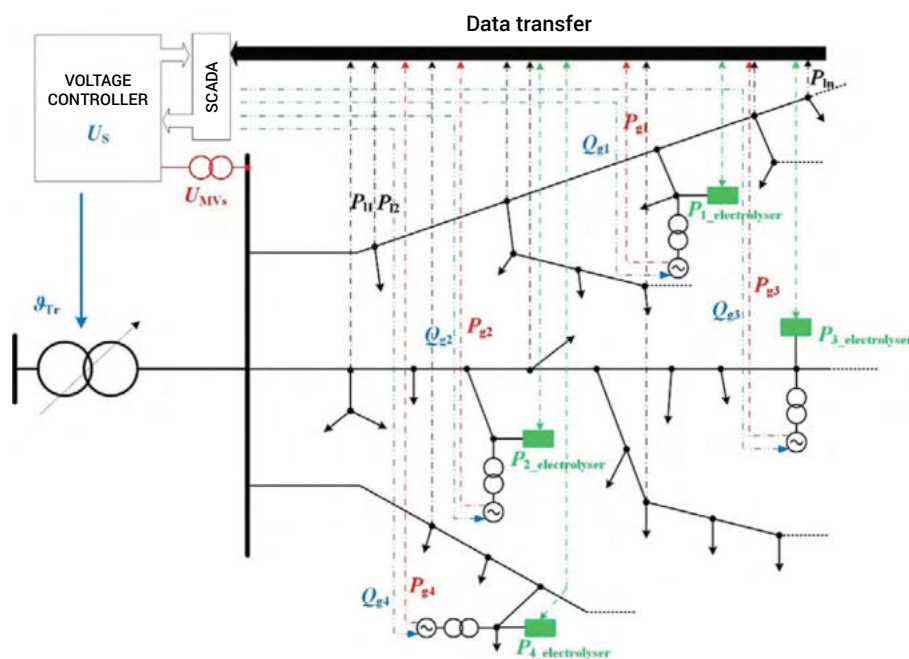


Źródło: badania własne.

Rozpatrywana w przeprowadzonych analizach produkcja wodoru obejmowała jej segment wielkoskalowy, który dla zapewnienia zbilansowanej pracy systemu elektroenergetycznego w przyszłości będzie miał znaczenie kluczowe. Równoległe będzie rozwijał się segment lokalny produkcji wodoru obejmujący elektrolizery o mocach 100 kW, 0,5 MW, 2 MW, czy 10 MW. Oprócz istotnego znaczenia dla rozwoju

szeroko rozumianej gospodarki wodorowej, może mieć on także wpływ na poprawę warunków pracy sieci na poziomie średniego napięcia. Na Rys. 5.23 pokazano koncepcję układu regulacji napięcia w takiej sieci, w której pracują źródła OZE zintegrowane z elektrolizerami wraz z tradycyjnym transformatorem wyposażonym w przełącznik zaczeów pod obciążeniem¹⁵⁶. W wyniku zmienności mocy generowanej zmieniają się także wartości napięć w sieci, pogarszając jakość zasilania innych odbiorców. Sterowanie mocą lokalnych elektrolizerów za pomocą regulatora współpracującego z transformatorem znacząco poprawia jakość tego napięcia i niweluje jego zmiany wywołane lokalną generacją wiatrową – pokazano to na Rys. 5.24.

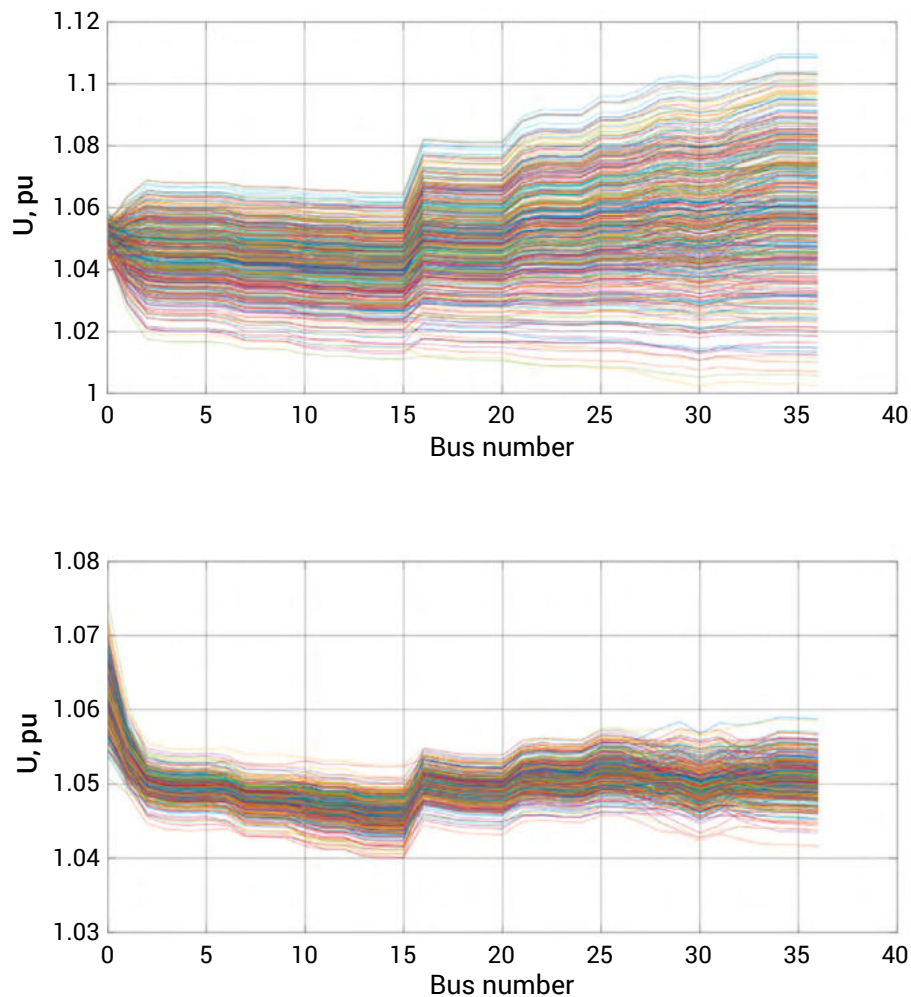
Rys. 5.23. Koncepcja układu regulacji napięcia w sieci SN z przyłączonymi źródłami OZE zintegrowane go z regulacją mocy elektrolizerów



Źródło: P. Pijarski, P. Kacejko, *Voltage Optimization in MV Network with Distributed Generation...*

156 P. Pijarski, P. Kacejko, *Voltage Optimization in MV Network with Distributed Generation Using Power Consumption Control in Electrolysis Installations*, „Energies” 2021, 4(14).

Rys. 5.24. Efekt działania regulacji mocy elektrolizerów przyłączonych do sieci SN zmniejszający zmiany napięcia w węzłach sieci wywołane generacją OZE



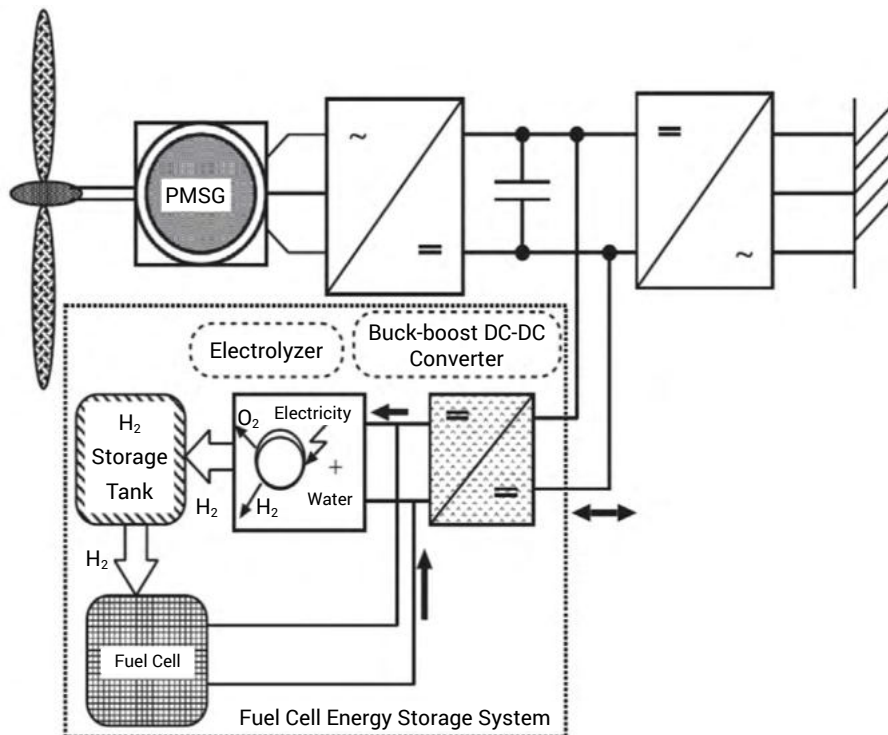
Źródło: ¹⁵⁷

W literaturze przedstawiono wiele innych działań odniesionych do źródeł OZE określanymi potocznie jako „stabilizacja mocy” lub nawet „wygładzanie przebiegów” (ang. *smoothing*)¹⁵⁸, czy też „ramping”, w której istotną rolę mogą odgrywać elektrolizery, jako regulowane odbiory o zmiennej mocy, magazynujące energię w wodrze. Działania te prowadzą w sumie do pewnego ograniczania mocy wyjściowej źródeł OZE, choć nadają jej oczekiwany kształt, wspomagając w ten sposób pracę systemu elektroenergetycznego. W przypadku pojedynczych turbin dodatkową generację mocy mogą zapewniać ogniwa paliwowe zasilane zgromadzonym wodorem. Układy takie jak na Rys. 5.25 nie mają na celu zapewnienia pełnej generacji w przypadku małej prędkości wiatru lub jego kilkugodzinnego braku, ale eliminację składowych zakłóceń w przebiegu mocy wyjściowej (przykładowa moc ogniwa paliwowego 50 kW, pojemność zasobnika wodorowego 200-300 kWh, turbina 3 MW).

¹⁵⁷ P. Pijarski, P. Kacejko, *Voltage Optimization in MV Network with Distributed Generation Using Power Consumption Control in Electrolysis Installations*, „Energies” 2021, 4(14).

¹⁵⁸ A.M. Howlader, N. Urasaki, A. Yona, T. Senjyu, A.Y. Saber, *A review of output power smoothing methods for wind energy conversion systems*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 2013, 26.

Rys. 5.25. Koncepcja zastosowania zasobnika wodorowego i ogniwa paliwowego do „wygładzania” przebiegu mocy wyjściowej turbiny wiatrowej



Źródło: A.M. Howlander, N. Urasaki, A. Yona, T. Senjyu, A.Y. Saber, *A review of output power smoothing methods...*

5.4 Inne wybrane problemy i możliwości zastosowania zielonego wodoru w elektroenergetyce

5.4.1 Wytwarzanie energii elektrycznej z wykorzystaniem wodoru

Energetyka średniej i dużej skali – w technologii gazowej średniej mocy wodór może znaleźć zastosowanie dla mocy szczytowych (układy kombinowane technologii gazowych wykorzystujące wodór domieszkowany, czy paliwo syntetyczne). Wytworzony zielony wodór może być wykorzystany jako paliwo do wytwarzania energii elektrycznej, gdyż turbiny gazowe mogą działać na wodorze, wspierając różnorodne zastosowania przemysłowe, w tym huty, rafinerie i zakłady petrochemiczne, gdzie domieszkowanie wodoru w pracy turbin gazowych jest na poziomie nie mniejszym niż 50%¹⁵⁹. Są to potencjalne elementy, gdzie wodór przede wszystkim domieszkowany, może znaleźć zastosowanie (skala będzie uzależniona od efektywności technicznej procesów oraz stosunku wydajności do ceny, za jaką się dany poziom wydajności uzyska).

Zastosowanie wodoru jako paliwa dla klasycznej turbiny gazowej pracującej w obiegu otwartym, pobierającej z otoczenia powietrze do spalania i odprowadzającej do otoczenia spaliny, prowadzi do ich ewolucji od rozpoczęcia współspalania wodoru z niewielkim udziałem energetycznym aż do spalania

¹⁵⁹ J. Goldmeier, *Power to Gas: Hydrogen for Power Generation. Fuel Flexible Gas Turbines as Enablers for a Low or Reduced Carbon Energy Ecosystem*, General Electric Company, 2019, s. 13–14, https://www.ge.com/content/dam/gepower/global/en_US/documents/fuel-flexibility/GEA33861%20Power%20to%20Gas%20-%20Hydrogen%20for%20Power%20Generation.pdf

czystego wodoru w powietrzu. W strumieniu spalin pojawiają się w tej sytuacji produkty spalania paliwa węglowodorowego z dwutlenkiem węgla oraz dodatkowa ilość pary wodnej. Natomiast przy spalaniu czystego wodoru produktem ubocznym będzie jedynie para wodna. Możliwości wykorzystania wodoru zarówno jako paliwa domieszkowanego, jak i czysty wodór będzie uzależnione od dostosowaniu produkcji turbin gazowych wielkiej mocy, ale również i tych mniejszych, do możliwości zastosowania wodoru. Deklaracje producentów wskazują na możliwość osiągnięcia tych zdolności na przełomie 2023–2030.

Zilustrowanie skali instalacji elektrolizy przygotowującej wodór dla turbin gazowych przedstawia poniższa przykładowa kalkulacja. Jest to wariant wykorzystania jedynie 4% wodoru do zasilania turbiny gazowej o mocy 385 MW pracującej w układzie prostym, zapotrzebowanie na ten gaz wynosi ponad 1100 kg/h. Osiągnięcie wymaganej ilości wodoru będzie możliwe przy zastosowaniu (w zależności od zastosowanego typu elektrolizera) instalacji elektrolizy o mocy w zakresie 45–60 MW. Instalację tego typu należałoby zlokalizować w pobliżu turbiny gazowej, unikając w ten sposób transportu wodoru (zachowując większą sprawność instalacji)¹⁶⁰.

Tab. 5.5. Przykładowa skala zużycia wodoru do spalania w turbinie gazowej, dla opcji zastosowania czystego wodoru oraz domieszkowanego w 5%

Moc, MW	Zużycie GJ/h	Zapotrzebowanie na wodór m ³ /h (100%H ₂)	Zapotrzebowanie na wodę m ³ /h (100%H ₂)	Zapotrzebowanie na wodór m ³ /h (5%H ₂)	Zapotrzebowanie na wodę m ³ /h (5%H ₂)
11,2	129	11 700	10	190	0,2
34,3	350	31 800	27	510	0,4
44,0	473	43 000	37	690	0,5
288,0	2 677	243 500	212	3 930	3,2

Źródło: Zespół ds. Rozwoju Przemysłu OZE i Korzyści dla Polskiej Gospodarki, Raport zespołu nr 4, *Gospodarka Wodorowa*, maj 2020, s. 28.

Układy kogeneracyjne¹⁶¹ małej mocy w tym układy hybrydowe – ogniwa paliwowe (możliwa implementacja technologii wodorowych już dzisiaj); układy hybrydowe w postaci turbiny gazowej sprzężonej z ogniwem paliwowym (wodór po upowszechnieniu komercyjnych instalacji). Zwykle procesy kogeneracyjne realizowane są w oparciu o gaz ziemny. Zakładając, że wodór na dziś jest paliwem droższym niż gaz ziemny, a koszt OPEX jest kosztem dominującym w eksploatacji układów kogeneracyjnych, warunkiem wyboru wodoru zamiast gazu ziemnego jako źródła paliwa dla jednostki kogeneracyjnej będzie osiągnięcie lepszej wydajności energetycznej lub konkurencyjnej ceny. Aby jednostki kogeneracyjne wykorzystujące wodór były opłacalną technologią wymagane jest, aby wraz z zapotrzebowaniem na energię elektryczną rosnęło zapotrzebowanie na ciepło, wówczas jednostki kogeneracyjne wodorowe będą mogły stworzyć niszę, w której wytwarzanie ciepła w połączeniu z produkcją i energią elektryczną przyniesie większą korzyść w porównaniu z wysokowydajnymi elektrycznymi pompami ciepła¹⁶².

160 Zespół ds. Rozwoju Przemysłu OZE i Korzyści dla Polskiej Gospodarki, Raport zespołu nr 4, „Gospodarka Wodorowa”, maj 2020, s. 26–28, <https://klasterwodorowy.pl/images/zdjecia/Gospodarka%20Wodorowa.%20Rekomendacje%20grupy%204.pdf>

161 Kogeneracja (CHP) to jednoczesna produkcja energii elektrycznej i użytecznej energii cieplnej (ogrzewanie i/lub chłodzenie) z jednego źródła energii.

162 Australian Government, *Australian hydrogen market study Sector analysis summary*, Advision, 24 may 2021, s. 70–71.

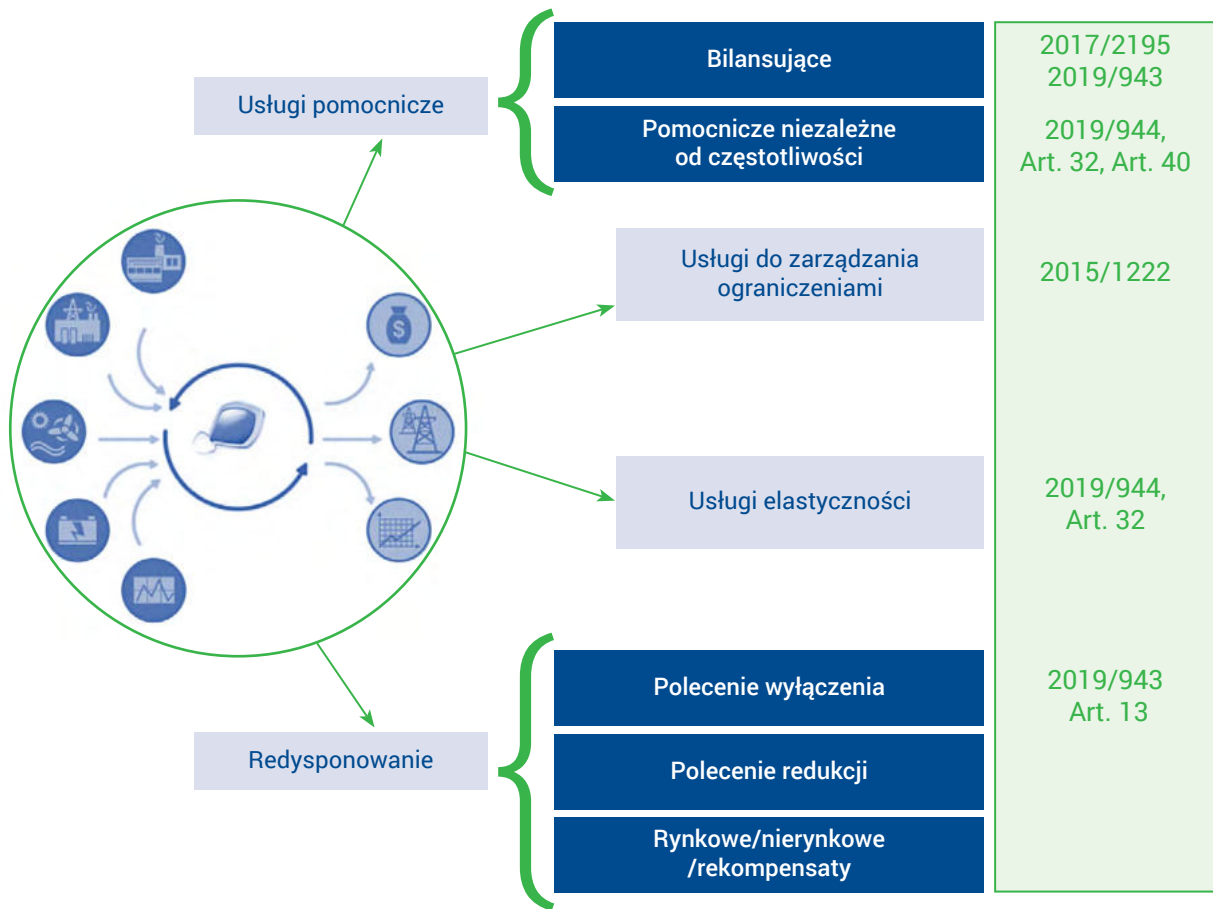
5.4.2 Zastosowanie wodoru w przesyłach i dystrybucji energii elektrycznej

Aby wskazać możliwości wykorzystania procesów związanych z produkcją wodoru w podsektorze przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej cały system do produkcji, transportu oraz magazynowania wodoru powinien mieć połączenie z systemem elektroenergetycznym, czyli w schemacie ze źródłem OZE oraz z siecią elektroenergetyczną lokalnego dystrybutora (lub przesyłową w zależności od mocy przyłączeniowej źródła). Tylko w takim przypadku będzie możliwość świadczenia dodatkowych usług przez właściciela instalacji wodorowej na rzecz operatorów sieci elektroenergetycznej¹⁶³.

W takim modelu można założyć, że produkcja wodoru na cele komercyjne będzie podstawowym celem (również przy wykorzystaniu możliwości magazynowania). Takie rozwiązanie z jednej strony daje więcej możliwości do opracowania różnych rozwiązań biznesowych, ale z drugiej strony niesie dodatkowe koszty związane z koniecznością ponoszenia opłat sieciowych jak również kosztu wynikającego z zakupu energii elektrycznej w okresach braku produkcji ze źródła OZE. Przy czym w takim rozwiązaniu należy brać pod uwagę pozostawanie śladu węglowego na wodorze, innymi słowy – nie można wówczas mówić o odnawialnym wodorze, bez pozyskania świadectw gwarancji pochodzenia pobranej z sieci energii elektrycznej wykorzystanej do produkcji wodoru.

¹⁶³ Przykładowy katalog usług powstały jako wynik projektu zajmującego się badaniem możliwości zastosowania elektrolizerów do potrzeb operatorów systemu można znaleźć w opracowaniu: Project 735485 – QualyGridS, *Standardized qualifying tests of electrolysers for grid services*, Tabela 5-2 Service catalogue for electrolysers, s. 37-38.

Rys. 5.26. Możliwości wykorzystania wodoru na potrzeby przesyłu i dystrybucji systemu elektroenergetycznego



Źródło: opracowanie własne na podstawie Dyrektywy UE 2019/944 oraz Rozporządzenia UE 2019/943, Rozporządzenia UE 2017/2195¹⁶⁴, Rozporządzenia UE 2015/1222¹⁶⁵.

Ponadto w tym schemacie elementem uzupełniającym może być świadczenie usług systemowych (pomocniczych) przez właściciela instalacji/systemu (OZE + elektrolizer + magazyn) na rzecz operatora systemu przesyłowego czy dystrybucyjnego, usług elastyczności na rzecz operatora dystrybucyjnego bądź brak konieczności stosowania się do redukcji mocy źródła OZE na wezwanie operatora, czy w skrajnych przypadkach brak konieczności całkowitego zaprzestania produkcji energii z OZE na wezwanie operatora. Na dziś, ze względu na brak kompleksowych regulacji dla operatorów systemów dystrybucyjnych, usługi systemowe mogą być świadczone jedynie na rzecz operatora systemu przesyłowego, natomiast w zakresie usług elastyczności przepisy nie zostały w Polsce wprowadzone (data: 31.07.2021 r.).

¹⁶⁴ Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L 316/6, 28.11.2017.

¹⁶⁵ Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L 197/24, 25.7.2015.

Zgodnie z obowiązującą definicją zawartą w Dyrektywie UE 2019/944¹⁶⁶ do usług pomocniczych (ang. *ancillary services*)¹⁶⁷ zalicza się usługi bilansujące, dla których istnieje wiele przepisów prawa zarówno na poziomie unijnym, jak i krajowym oraz usługi systemowe niezwiązane z częstotliwością (usługi pomocnicze niezależne od częstotliwości). Główne zapisy dotyczące usług bilansujących znajdują się w kodeksach sieci ds. bilansowania, ale również w Rozporządzeniu UE 2019/943¹⁶⁸. Na poziomie krajowym najistotniejsze są wytyczne zamieszczone w *Warunkach Dotyczących Bilansowania* opisanych przez PSE SA i zaakceptowanych przez Prezesa URE¹⁶⁹.

Usługi bilansowania, choć dotyczą całego systemu elektroenergetycznego, to należy je rozumieć jedynie z perspektywy odpowiedzialności przypisanych do operatora przesyłowego w zakresie utrzymania właściwego poziomu częstotliwości w systemie elektroenergetycznym oraz zapewnienia bieżącego równoważenia zapotrzebowania z generacją. Podobne odpowiedzialności w zapewnieniu bilansowania technicznego sieci (w tym przypadku niezwiązanego z częstotliwością) mają operatorzy dystrybucyjni energii elektrycznej, jednak ten obowiązek realizują bez możliwości zakupu dodatkowych usług z rynku.

Jak wiadomo, odnawialne źródła, takie jak wiatr i słońce, charakteryzują się zmienną mocą wyjściową. Ta fluktuacja powoduje dodatkowe obciążenie systemu elektroenergetycznego, co może skutkować problemami z osiągnięciem równowagi między wytwarzaniem, a obciążeniem, to zaś może doprowadzić do niestabilności częstotliwości¹⁷⁰. Na obecnym rynku energii operator systemu przesyłowego korzysta z rynku usług pomocniczych, aby pozyskać rezerwę utrzymania częstotliwości (FCR), która zatrzymuje niepożądane wahania częstotliwości w ciągu pierwszych kilku sekund po wystąpieniu niezbilansowania i zapewnia zadowalającą regulację częstotliwości pierwotnej. Ponadto, operator ten pozyskuje również rezerwę odbudowy częstotliwości (FRR), która pomaga przywrócić częstotliwość do jej wartości nominalnej¹⁷¹. Elektrolizery mogą zarządzać swoim zapotrzebowaniem na energię elektryczną do produkcji wodoru (ogniwa paliwowe i elektrolizery oparte na technologii PEM są w stanie szybko zmienić nastawę mocy, aby odpowiednio zwiększyć lub zmniejszyć zapotrzebowanie lub generację mocy), ponadto możliwe jest przechowywanie wytworzonego wodoru przez długi czas¹⁷². Zmagazynowany wodór może być wykorzystany do dostarczania energii elektrycznej z powrotem do systemu elektroenergetycznego w razie potrzeby¹⁷³. Należy jednak pamiętać, że oferty tego rodzaju będą atrakcyjne dla operatora systemu przesyłowego, jeżeli będą wystarczająco duże wolumenowo czy mocowo. Na obecnym poziomie rozwoju systemów wodorowych nie należy się spodziewać ich wykorzystania jako usług bilansujących,

166 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE, Dz. Urz. UE L 158/125, 14.06.2019.

167 Dyrektywa UE 2019/944 art. 2 pkt 48) usługa pomocnicza to usługa konieczna do pracy systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego, zawierająca usługi bilansowania oraz usługi niezależne od częstotliwości, z wyłączeniem zarządzania ograniczeniami.

168 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L 158/54, 14.06.2019.

169 *Warunki Dotyczące Bilansowania*, Na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania zatwierdzone decyzją Prezesa URE o znaku DRR.WRE.744.35.2019.PSt z dnia 5 marca 2020 r., <https://www.pse.pl/dokumenty>

170 M.S. Alam, M.A. Alotaibi, M.A. Alam, M.A. Hossain, M. Shafullah, F.S. Al-Ismaail, M.M.U. Rashid, M.A. Abido, *High-Level Renewable Energy Integrated System Frequency Control with SMES-Based Optimized Fractional Order Controller*. Electronics 2021, 10, 511, <https://doi.org/10.3390/electronics10040511>

171 ENTSO-E, Balancing Report, 2020, s. 9.

172 *Deliverable Report. Electrical Grid Service Catalogue for Water Electrolyser*, Project 735485 – QualityGridS Standardized qualifying tests of electrolyzers for grid services, 21.11.2017. s. 27–35, www.qualitygrids.eu

173 Na poziomie efektywności (straty) wykorzystania wodoru w różnych procesach wskazano w rozdziale dotyczącym barier.

co jednak nie oznacza, że lokalnie nie będą mogły świadczyć w przyszłości usług elastyczności dla operatorów systemów dystrybucyjnych.

Kolejnym zestawem dostępnych usług, które można widzieć z perspektywy nowych możliwości dla rozwoju wodoru są usługi systemowe niezwiązane z częstotliwością¹⁷⁴ (np. usługi do kontroli napięcia bądź zapewniające pracę wyspową). Tego rodzaju usługi wykorzystywane są obecnie przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Dla operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych możliwości przyszłego wykorzystywania takich usług pojawiły się wraz z publikacją Dyrektywy UE 2019/944 (art. 31)¹⁷⁵. Wprowadzenie tego elementu do koszyka narzędzi, którymi może dysponować operator systemu dystrybucyjnego, jest niezwykle istotne w dobie szybkiego rozwoju rozproszonych źródeł energii, które w większości są i będą przyłączane do sieci dystrybucyjnej. Dla zapewnienia lokalnych potrzeb radzenia sobie z problemami sieci, dużą rolę będzie odgrywała współpraca nowych, rozproszonych źródeł energii (również systemów P2G, elektrolizerów, magazynów energii) z operatorem systemu elektroenergetycznego.

Innym koszykiem potencjalnych usług, w których świadczenie można będzie w przyszłości zaangażować źródła produkcji wodoru z OZE są usługi elastyczności¹⁷⁶. Usługi elastyczności należy widzieć z perspektywy aktywizacji klientów, ale też wykorzystania nowych możliwości takich jak elektrolizery, do wsparcia systemu na poziomie lokalnym (sieci elektroenergetycznych średnich i niskich napięć). Zakłada się, że usługi elastyczności będą miały formę usług rynkowych dostępnych na platformach elastyczności, za odpowiednim wynagrodzeniem¹⁷⁷. To wynagrodzenie można rozumieć jako dodatkową alternatywę dla osiągnięcia korzyści z produkcji zielonego wodoru. Jeżeli w systemie jest za dużo wytworzonej energii elektrycznej, wówczas można uruchomić produkcję wodoru, jeżeli natomiast w systemie są braki energii, aby pokryć zapotrzebowanie, wówczas można zaprzestać produkcję wodoru, kierując całą produkcję energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej. Oczywiście wszystkie te procesy wymagają odpowiedniej synchronizacji oraz kalkulacji opłacalności poszczególnych form zaangażowania i jasnego określenia modelu biznesowego dla zaangażowanych stron.

Dodatkowo, zgodnie z obowiązującym prawem wynikającym z Rozporządzenia UE 2019/943¹⁷⁸ wezwania do ograniczeń bądź całkowitego zaniechania produkcji energii elektrycznej przez źródło OZE będzie podlegało rekompensacie ze strony operatora, który wyda takie polecenie. W tym wypadku również w zależności od wysokości wypłacanych rekompensat, można zamiast redukować ilość wyprodukowanej energii elektrycznej wprowadzanej do sieci, przekierować jej nadmiar na produkcję wodoru (przy odpowiednio przystosowanej instalacji).

174 Dyrektywa UE 2019/944 art. 2 pkt 49) usługa pomocnicza niezależna od częstotliwości to usługa wykorzystywana przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego do regulacji napięcia w stanach ustalonych, szybkiego wstrzykiwania prądu biernego, zapewnienia inercji w celu zachowania stabilności sieci lokalnej, prądu zwarciovego, zdolności do rozruchu autonomicznego oraz pracy wyspowej.

175 W Polsce nie dokonano jeszcze implementacji tych zapisów, stąd trudno jest wnioskować, kiedy, w jakim zakresie i w jaki sposób użytkownicy systemu elektroenergetycznego będą mogli świadczyć dodatkowe usługi dla operatorów systemów elektroenergetycznych (stan na dzień: 30.07.2021 r.).

176 Zostały wprowadzone Dyrektywą UE 2019/944 art. 32 jako narzędzie dla operatora sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w celu zwiększenia wydajności w eksploatacji i rozwoju systemu dystrybucyjnego. Regulacje powinny umożliwiać operatorzy systemów dystrybucyjnych udzielanie zamówień na takie usługi pochodzące od dostawców wytwarzania rozproszonego, odpowiedzi odbioru lub magazynowania energii.

177 *An integrated approach to active system management. With the focus on TSO-DSO cooperation in congestion management and balancing*. CEDEC, E.DSO, ENTSO-E, eurelectric, GEODE, 2019, s. 28–41.

178 Rozporządzenie UE 2019/943, art. 13 Redysponowanie.

06

**ANALIZA EKONOMICZNA
PRODUKCJI WODORU
Z ODNAWIALNYCH
ŹRÓDEŁ ENERGII**

W niniejszym rozdziale zostały zaprezentowane szacunki odnośnie do kosztów związanych z produkcją wodoru z elektrolizy wody przy użyciu różnych form odnawialnej energii elektrycznej. Do porównań kosztów produkcji wodoru z rozpatrywanych technologii zastosowano uśredniony koszt produkcji wodoru LCOH, czyli wskaźnik analogiczny do wskaźnika używanego w porównywaniu kosztów produkcji energii elektrycznej z różnych źródeł – LCOE. Założenia wejściowe, na których oparto obliczenia bazują na analizie parametrów techniczno-ekonomicznych prezentowanych w różnych publikacjach uznanych ośrodków badawczych krajowych i zagranicznych. Zostały one szczegółowo opisane w tej części raportu wraz z zastosowaną do obliczeń metodyką. Wskazano również determinanty dojścia do opłacalności biznesowej i niezbędne kroki jakie należy podjąć w celu umożliwienia rozwoju technologii wodorowych bazujących na OZE.

6.1 Opis rozwiązań technicznych w zakresie wykorzystania zielonego wodoru

W kontekście gospodarki zeroemisyjnej, wodór zielony jest najbardziej pożądanym spośród wszystkich dostępnych opcji wodorowych. Można go otrzymać z elektrolizerów współpracujących z odnawialnymi źródłami energii, takimi jak: elektrownie wiatrowe, słoneczne lub wodne. Ważnym kryterium rozwoju technologii wodorowych opartych na OZE są koszty jego produkcji.

Szacunki odnośnie do tych kosztów w warunkach polskich przedstawiono dla trzech następujących opcji technologicznych:

- elektrolizera zintegrowanego z elektrownią wiatrową na lądzie,
- elektrolizera zintegrowanego z elektrownią wiatrową na morzu,
- elektrolizera zintegrowanego z elektrownią fotowoltaiczną.

Termin mówiący o „zintegrowaniu” elektrolizera ze źródłem OZE jest w tym przypadku nieprecyzyjny. Istnieją możliwości rzeczywistej integracji technicznej elektrolizera z turbiną wiatrową lub instalacją PV na poziomie prądu stałego, jeszcze „przed” transformacją na poziom prądu przemiennego. Nie są to jednak obecnie rozwiązania rozpowszechnione i w pełni dojrzałe technologicznie. W sensie ekonomicznym o integracji mówimy wtedy, gdy farma wiatrowa (farma PV) pracują przyłączone do jednego punktu PCC (ang. *Point of Common Coupling*), tak że energia służąca do zasilania elektrolizera nie jest obciążona opłatą za dostawę (dystrybucję). Jak stwierdzono jednak w p.5.4 kwestie te w przyszłości mogą kształtować się zupełnie inaczej. Będzie wtedy można mówić o wirtualnej integracji pomimo fizycznej odległości rozpatrywanych obiektów. Dla potrzeb tego raportu będzie używany termin „integracja”, który należy rozumieć z uwzględnieniem powyższych uwag.

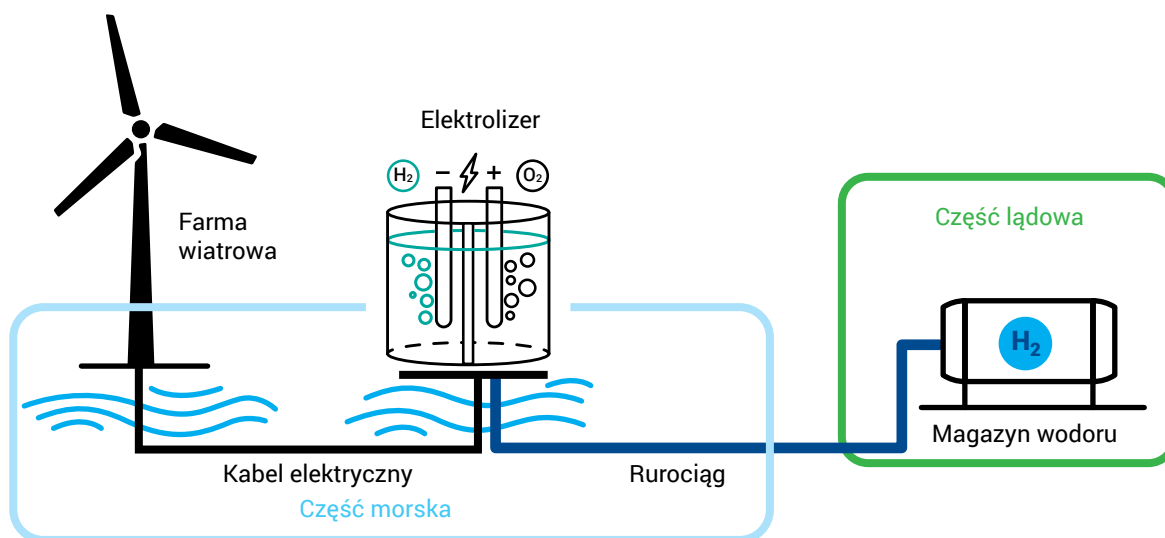
Wytwarzanie wodoru w procesach elektrolitycznych z wykorzystaniem lądowej energetyki wiatrowej wiąże się z najniższą emisją gazów cieplarnianych GHG w całym cyklu życia spośród wszystkich dostępnych obecnie ścieżek wytwarzania wodoru¹⁷⁹. Ponadto, energia z lądowych elektrowni wiatrowych charakteryzuje się jednym z najniższych uśrednionych kosztów energii elektrycznej LCOE. W związku z tym, stanowi bardzo obiecującą możliwość efektywnej kosztowo, nieszkodliwej dla środowiska produkcji wodoru i łagodzenia emisji GHG. W Polsce potencjał rynkowy elektrowni wiatrowych na lądzie

179 C. Koroneos, A. Dompros, G. Roumbas, N. Moussiopoulos, *Life cycle assessment of hydrogen fuel production processes*, „International Journal of Hydrogen Energy” 2004, s. 1443–1450; K. Hacıoğlu, M.A. Rosen, I. Dincer, *Comparative life cycle assessment of hydrogen and other selected fuels*, „International Journal of Hydrogen Energy” 2012, s. 9933–9940; V. Utgikar, T. Thiesen, *Life cycle assessment of high temperature electrolysis for hydrogen production via nuclear energy*, „International Journal of Hydrogen Energy” 2006, s. 939–944; B. Olateju, A. Kumar, M. Secanell, *A Techno-Economic Assessment of Large Scale Wind-Hydrogen Production with Energy Storage in Western Canada*, Donadeo Innovation Centre for Engineering, Department of Mechanical Engineering, University of Alberta, Edmonton, Alberta, Kanada 2016, s. 3.

szacowany jest według PSEW na 22–24 GW w perspektywie 2050 r.¹⁸⁰, natomiast przez McKinsey na poziomie 35 GW¹⁸¹. Przewiduje się, że takie ilości mocy zainstalowanej będą generowały nadwyżki energii elektrycznej, umożliwiające wykorzystanie elektrolizerów i produkcję wodoru na dużą skalę.

Kolejną opcją są elektrolizery zintegrowane z elektrowniami wiatrowymi na morzu. Zgodnie z szacunkami PSEW potencjał morskich farm wiatrowych na polskiej części Bałtyku w perspektywie 2050 r. wynosi 28 GW¹⁸², natomiast McKinsey określa ten potencjał na poziomie jeszcze wyższym – 45 GW. Elektrolizery zintegrowane z farmami morskimi na morzu będą odgrywać istotną rolę w rozwoju gospodarki wodorowej. Istnieje kilka rozwiązań technicznych łączenia elektrowni wiatrowych na morzu, elektrolizerów, rurociągów służących do transportu, magazynów i innych elementów konstrukcyjnych wchodzących w skład instalacji. Jak wspomniano w p.5.4 można wyróżnić dwie podstawowe konfiguracje systemu: pierwsza składa się z morskiej farmy wiatrowej, morskiego elektrolizera i lądowego magazynu wodoru (Rys. 6.1), podczas gdy w drugim systemie elektrolizer i magazyn wodoru zlokalizowane są na lądzie. Pierwszy z systemów nazywany jest scentralizowanym i dla takiego właśnie systemu obliczono koszty pozyskania wodoru zawarte w opracowaniu. Przesył energii z morskich wiatraków zamienionej w wodór to bardziej efektywna kosztowo forma transportu energii na duże odległości niż przesył energii elektrycznej za pomocą linii HVDC lub HVAC. Realizację projektu tego typu zapowiedziała m.in. niemiecka grupa energetyczna RWE*.

Rys. 6.1. Schemat elektrowni wiatrowej na morzu zintegrowanej z elektrolizerem – układ scentralizowany



Źródło: opracowanie własne.

180 *Lądowa Energetyka Wiatrowa w Polsce*, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Raport 2021.

181 *Neutralnie emisyjna Polska 2050. Jak wyzwanie zmienić w szansę*, McKinsey & Company, 2020.

182 *Wizja dla Bałtyku. Wizja dla Polski*, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, 2020.

* Inicjatywa jest elementem projektu o nazwie AquaVentus na Morzu Północnym, który zakłada uruchomienie wytwarzających zielony wodór elektrolizerów o mocy 10 GW, które będą zasilane energią z morskich farm wiatrakowych.

W opracowaniu przeprowadzono obliczenia LCOH także dla autonomicznego systemu elektrolizera napędzanego przez elektrownię fotowoltaiczną PV (opcja nr 3), który mógłby być zainstalowany w odległych lokalizacjach bez możliwości podłączenia do sieci energetycznej. Ten tryb pracy ma istotną wadę w postaci ograniczenia współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej elektrolizera, ale zaletą jest to, że pozwala na instalowanie dużych systemów w odległych lokalizacjach, które nie mają połączenia z systemem elektroenergetycznym. Ekonomikę takiego rozwiązania można poprawić poprzez przyłączenie do sieci, co umożliwi większe wykorzystanie elektrolizera, szczególnie w warunkach wysokiego udziału OZE w systemie, w którym pojawiające się nadwyżki powodować będą spadek cen energii elektrycznej na rynku hurtowym.

6.2 Analiza techniczno-ekonomiczna instalacji wytwarzania zielonego wodoru

6.2.1 Kluczowe założenia

Koszty produkcji zielonego wodoru zależą ogólnie rzecz biorąc od następujących czynników, które zostaną szczegółowo opisane w dalszej części tego rozdziału:

- typ instalacji,
- koszty inwestycyjne (CAPEX),
- koszty operacyjne (OPEX),
- sprawność,
- czas życia instalacji,
- wskaźniki wykorzystania mocy zainstalowanej (ang. *capacity factor*, CF),
- koszty energii elektrycznej (w przypadku instalacji samodzielnych, niepodłączonych do sieci będą to uśrednione koszty wytwarzania LCOE dla danego źródła).

Typ instalacji

Dostępne obecnie na rynku elektrolizery różnią się od siebie parametrami techniczno-ekonomicznymi. Za najbardziej perspektywiczne rodzaje elektrolizerów uważane są:

- Elektrolizery alkaliczne ALK (ang. *Alkaline Electrolyzer*).
- Elektrolizery z membraną polimerową PEM (ang. *Polymer Electrolyte Membrane Electrolyzer*).
- Elektrolizery stałotlenkowe SOE (ang. *Solid Oxide Electrolyzer*).

Średnie nakłady inwestycyjne (CAPEX) są obecnie niższe dla elektrolizerów ALK niż w przypadku PEM. Przewiduje się jednak, że wkrótce elektrolizery PEM staną się tańsze, a w dłuższej perspektywie absolutnie bezkonkurencyjne w porównaniu z elektrolizerami ALK. Elektrolizery SOE są zarówno obecnie, jak i w dającej się przewidzieć przyszłości najdroższą opcją. Poza tym ich wadą jest wysoka temperatura pracy, która wpływa istotnie na skrócenie żywotności. Elektroliza wysokotemperaturowa jest jednak korzystniejsza w przypadku, gdy dostępne jest zewnętrzne źródło ciepła.

W obliczeniach dotyczących kosztów elektrolizerów przyjęto założenie, że dla rozpatrywanego okresu analizy dobiera się najtańszą opcję elektrolizera. Czyli dla jednostek oddawanych do użytku obecnie przyjęto parametry techniczno-ekonomiczne elektrolizera ALK, a dla kolejnych okresów elektrolizera PEM. Ważnym aspektem w procesie dokonywania wyboru elektrolizera musi być jego elastyczność. W tym elemencie elektrolizer PEM wypada lepiej niż ALK, ponieważ można go uruchomić w niecałą minutę. Czas rozruchu dla elektrolizerów alkalicznych wynosi od 20–60 minut, aczkolwiek niektóre firmy de-

klarują możliwość znacznego skrócenia czasu rozruchu i reakcji w zakresie zmiany obciążenia 10–100% nawet do kilku sekund. Jest to bardzo ważny czynnik w kontekście roli, jaką mają spełniać elektrolizery w przyszłości w systemach elektroenergetycznych (jako praktyczny sposób zamiany nadwyżki energii elektrycznej w energię i stabilizacji pracę zmiennych źródeł OZE). Kolejnym ważnym czynnikiem jest czas życia elektrolizerów. W tym aspekcie najlepszymi właściwościami charakteryzują się elektrolizery ALK, aczkolwiek dla elektrolizera PEM firma Siemens także deklaruje wysoką przydatność eksploatacyjną (nawet do 45 lat). Specyfikację omawianych typów elektrolizerów przedstawiono w Tab. 6.1. Należy mieć na uwadze, że poszczególne parametry będą z czasem podlegały zmianom, ze względu na dokonujący się szybki postęp w zakresie technologii produkcji tych urządzeń.

Tab. 6.1. Specyfikacja techniczna elektrolizerów o różnych technologiach

Typ elektrolizera:	ALK	PEM	SOE
Dojrzałość technologii	Zaawansowana	Demonstracyjna	B+R
Temperatura pracy [°C]	25–100	50–80	700–1000
Sprawność konwersji e.e. na chemiczną HHV [%]	60–85	50–70	80–90
Produkcja wodoru [Nm ³ /h]	<1000	<400	<10
Żywotność [lata]	20–30	10–45	10–20
Max czas eksploatacji stosu [h]	50 000–90 000	30 000–50 000	10 000–20 000
Czystość wodoru [%]	99,800	99,999	99,999

Źródło: opracowanie własne na podstawie PIE¹⁸³, STORE&GO¹⁸⁴.

Koszty inwestycyjne CAPEX

W Tab. 6.2 zaprezentowano szacunki odnośnie do obecnych i przyszłych kosztów inwestycyjnych (CAPEX) dla omawianych typów elektrolizerów. Na Rys. 6.2 zobrazowano przewidywane trendy spadku tych kosztów, które w zasadniczy sposób będą wpływać na ekonomikę projektów typu Power-to-H₂. Zaprezentowane koszty dotyczą jednostek o mocy referencyjnej 5 MW. Zgodnie z tymi przewidywaniami koszty inwestycyjne (CAPEX) mają duży potencjał spadku dzięki krzywej uczenia się (ang. *technology learning curve*) i zwiększaniu wydajności produkcji (ang. *scaling of production*).

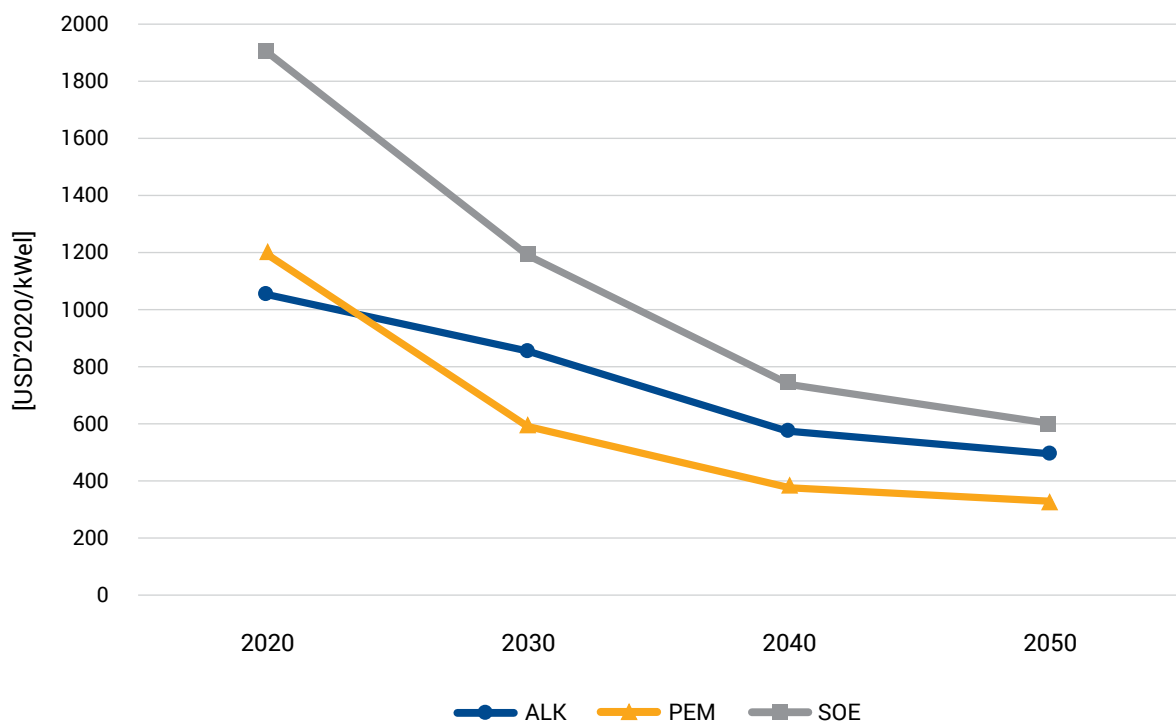
183 M. Maj M., Szpor A., *Kierunki rozwoju gospodarki wodorowej...*

184 A. Zauner, H. Böhm, D. Rosenfeld, R. Tichler, *Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization*, STORE&GO, February 2019.

Tab. 6.2. Koszty inwestycyjne elektrolizerów (CAPEX) [USD'2020/kW_{el}]

Typ elektrolizera:		ALK	PEM	SOE
	2020	1050	1200	1900
	2030	850	590	1190
	2040	570	380	740
	2050	490	320	590

Źródło: opracowanie własne na podstawie: A. Christensen¹⁸⁵, STORE&GO¹⁸⁶.

Rys. 6.2. Prognozy kosztów inwestycyjnych elektrolizerów (CAPEX)

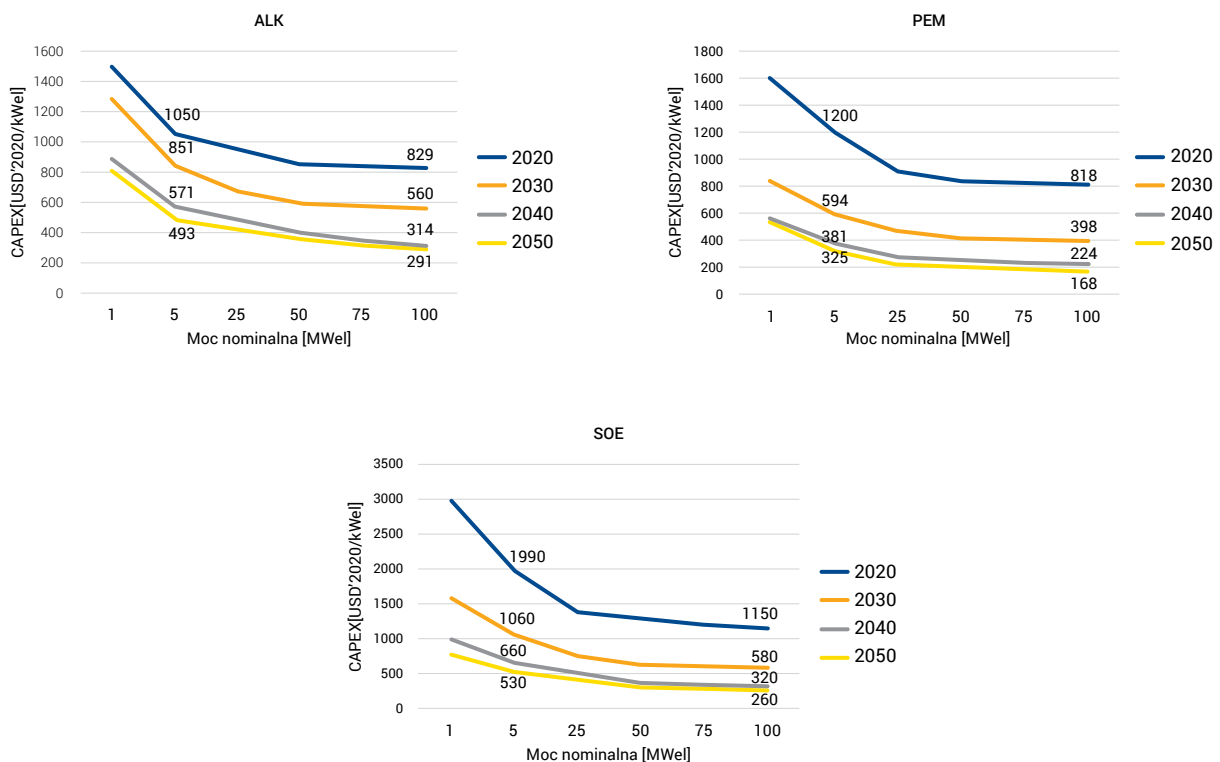
Źródło: opracowanie własne na podstawie: A. Christensen, STORE&GO.

Dalszą redukcję kosztów inwestycyjnych można uzyskać poprzez wykorzystanie efektu skali tj. dzięki łączeniu pojedynczych komórek elektrolitycznych w duże stopy. Możliwy zakres tej redukcji obrazuje Rys. 6.3.

185 A. Christensen, *Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe*, czerwiec 2020.

186 A. Zauner, H. Böhm, D. Rosenfeld, R. Tichler, *Innovative large-scale energy...*

Rys. 6.3. Wpływ efektu skali na koszty inwestycyjne (CAPEX)



Źródło: opracowanie własne na podstawie STORE&GO.

Koszty operacyjne O&M

Koszty operacyjne O&M dla elektrolizerów PEM i ALK są dość zbliżone i wynoszą średnio 2% CAPEX rocznie oraz 5% dla SOE. Nie przewiduje się, aby wartości te uległy istotnej zmianie w najbliższej przyszłości, na co wskazują m.in. dane podane przez FCH 2 JU¹⁸⁷. Należy dodać, że koszty te są bardzo wrażliwe na lokalizację i wielkość jednostki. Ważnym składnikiem kosztów operacyjnych zmiennych elektrolizerów jest woda, która zużywana jest w ilości od 9 do 11 [l/kgH₂]¹⁸⁸. Na potrzeby prezentowanej analizy, koszty energii elektrycznej niezbędnej do funkcjonowania elektrolizera i urządzeń pomocniczych ujęto w osobnej pozycji.

Sprawność

Sprawność konwersji energii elektrycznej na energię chemiczną elektrolizera zależy od typu elektrolizera. Obecnie sprawność elektrolizera PEM jest nieco niższa od elektrolizera ALK. Wynosi ona pomiędzy 55–70% (liczona wg HHV), podczas gdy dla elektrolizera ALK, źródła literaturowe podają wartość

187 *Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking, Multi-Annual Work Plan 2014–2020*, 2018, <https://www.fch.europa.eu/>

188 J. Yates, R. Daiyan, R. Patterson, R. Egan, R. Amal, A. Ho-Baille, N. Chang, *Techno-economic Analysis of Hydrogen Electrolysis from Off-Grid Stand-Alone Photovoltaics Incorporating Uncertainty Analysis*, „Cell Reports Physical Science”, Vol. 1, Issue 10, 21.10.2020.

między 62–85%. Dzięki postępowi, jaki się dokonuje w zakresie technologii PEM, należy oczekiwać, że różnice te będą się w przyszłości zmniejszać. Sprawność konwersji wpływa bezpośrednio na jednostkowe zużycie energii elektrycznej wyrażane w kWh/kgH₂, a co za tym idzie – na ekonomikę całego projektu. Przyjęte w obliczeniach wartości jednostkowego zużycia energii uwzględniają zużycie energii na sprężanie wyprodukowanego w procesie elektrolizy wodoru oraz utrzymanie jednostki w gorącym trybie gotowości. Aby umożliwić szybką reakcję na pobór mocy elektrycznej, elektrolizer jest częściowo eksploatowany w trybie gorącego czuwania. Zakłada się, że jeśli nie jest dostępne zasilanie z odnawialnego źródła energii, elektrolizer pozostanie w gorącym trybie gotowości przez co najmniej jedną godzinę. Po tym czasie elektrolizer przełącza się na zimny tryb gotowości. Dodatkowe zużycie energii i związane z tym koszty uwzględniono w obliczeniach kosztów produkcji wodoru poprzez odpowiedni dobór wartości sprawności.

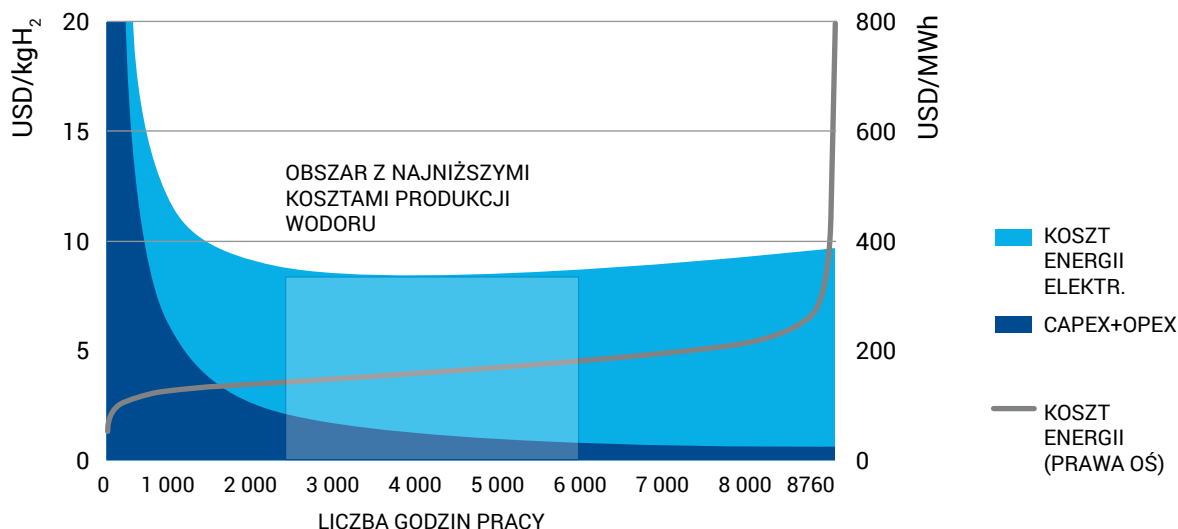
Czas życia instalacji

Czas życia stosu elektrolizera jest obliczany poprzez uwzględnienie maksymalnego czasu pracy wynoszącego średnio 40 000 h, 60 000 h i 140 000 h odpowiednio w 2020, 2030 i 2050 roku, podzielonego przez czas pracy. Jednakże żywotność stosu elektrolizera jest ograniczona przez maksymalny okres eksploatacji całego układu elektrolizera wynoszący 15, 20 i 30 lat odpowiednio w 2020, 2030 i 2050 roku. Wszystkie podane powyżej parametry różnią się w zależności od typu elektrolizera. Wpływ liczby cykli start/stop na czas życia stosu elektrolizera nie może być brany pod uwagę, ponieważ nie ma wiarygodnych danych na temat maksymalnej liczby cykli, jaka może zostać wykonana przez stos elektrolizera w czasie jego życia. Ogólnie rzecz biorąc, wpływ pracy w warunkach nieustalonych, które występują w wyniku sprzężenia z farmą wiatrową lub elektrownią fotowoltaiczną, na czas życia stosów i systemów elektrolizerów nie jest wystarczająco zbadany¹⁸⁹.

Wskaźniki wykorzystania mocy zainstalowanej

Ze wskaźnikiem wykorzystania mocy zainstalowanej wiąże się bezpośrednio liczba godzin pracy urządzenia. Wskaźnik ten uzależniony jest od sposobu zasilania elektrolizera. Jeżeli elektrolizer zasilany jest z sieci elektroenergetycznej wówczas wartość tego wskaźnika może wynosić od 0 do 1. Przy czym analizy Międzynarodowej Agencji Energii wskazują, że najbardziej pożądaną wartością z punktu widzenia ekonomiki funkcjonowania elektrolizerów jest wartość pomiędzy 0,3–0,7 (Rys. 6.4). Są to wielkości orientacyjne i mogą się różnić w zależności od warunków rynkowych.

189 A. Zauner, H. Böhm, D. Rosenfeld, R. Tichler, *Innovative large-scale energy...*

Rys. 6.4. Wpływ liczby godzin pracy elektrolizera na koszty produkcji wodoru

Źródło: IEA – „The Future of Hydrogen. Technical Report”, Paris, 2019, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.

W jednostkach samodzielnych zintegrowanych z elektrownią wiatrową czy fotowoltaiczną, wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej jest ściśle związany ze źródłem wytwarzania energii elektrycznej. Dla elektrowni wiatrowych na lądzie wskaźnik ten w warunkach polskich będzie kształtował się na poziomie 0,25–0,35, dla elektrowni wiatrowych na morzu od 0,35–0,55 natomiast dla elektrowni fotowoltaicznych od 0,1–0,25. Poprawę ekonomiki elektrolizerów zintegrowanych ze źródłami charakteryzującymi się niskimi wartościami wskaźnika wykorzystania mocy zainstalowanej można uzyskać poprzez podłączenie do sieci elektroenergetycznej i wykorzystywanie dodatkowo okresów z niskimi cenami rynkowymi, kiedy źródło OZE nie produkuje energii. Innym rozwiązaniem jest podłączenie elektrolizera do wielu źródeł OZE o zróżnicowanym profilu.

Koszty energii elektrycznej

Koszt energii elektrycznej, obok kosztów inwestycyjnych, to jeden z głównych komponentów wpływających na całkowity koszt wytwarzania zielonego wodoru. W przypadku systemów zintegrowanych z OZE jest on ściśle związany z kosztami wytwarzania z tych źródeł. Przewiduje się, że LCOE dla elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych istotnie spadnie w przyszłości, co wpłynie na poprawę ekonomiki systemów produkujących zielony wodór. Spadek kosztów inwestycyjnych elektrowni wiatrowych i słonecznych zgodnie z przewidywaniami ma być kontynuowany (dzięki zwiększonej efektywności urządzeń wytwórczych i spadającym cenom instalacji zgodnie z krzywą uczenia się). W Tab. 6.3 zaprezentowano przewidywania firmy McKinsey w zakresie zmiany kosztów elektrowni wiatrowych i słonecznych. Podano również pozostałe założenia wykorzystane do obliczenia LCOE dla rozpatrywanych technologii OZE, przyjęte w obliczenia kosztu produkcji dla warunków polskich.

Tab. 6.3. Koszty podstawowych technologii OZE i najważniejsze założenia do obliczeń LCOE

Technologia:	Parametr:	2020	2030	2040	2050
Elektrownia wiatrowa na lądzie	CAPEX [tys. USD/MW _{netto}]	1350	1200	1100	1000
	OPEX [USD/MW-rok]	28	25	22	20
	Czas życia [lata]	25			
	Wsk. wykorzystania mocy zainstalowanej	0,30	0,35	0,37	0,40
Elektrownia wiatrowa na morzu	CAPEX [tys. USD/MW _{netto}]	2800	2000	1700	1600
	OPEX [USD/MW-rok]	82	78	72	67
	Czas życia [lata]	25			
	Wsk. wykorzyst. mocy zainst.	0,45	0,50	0,53	0,55
Elektrownia fotowoltaiczna PV	CAPEX [tys. USD/MW _{netto}]	900	600	300	250
	OPEX [USD/MW-rok]	8,3	7,7	6,7	5,7
	Czas życia [lata]	25			
	Wsk. wykorzyst. mocy zainst.	0,12	0,14	0,16	0,18

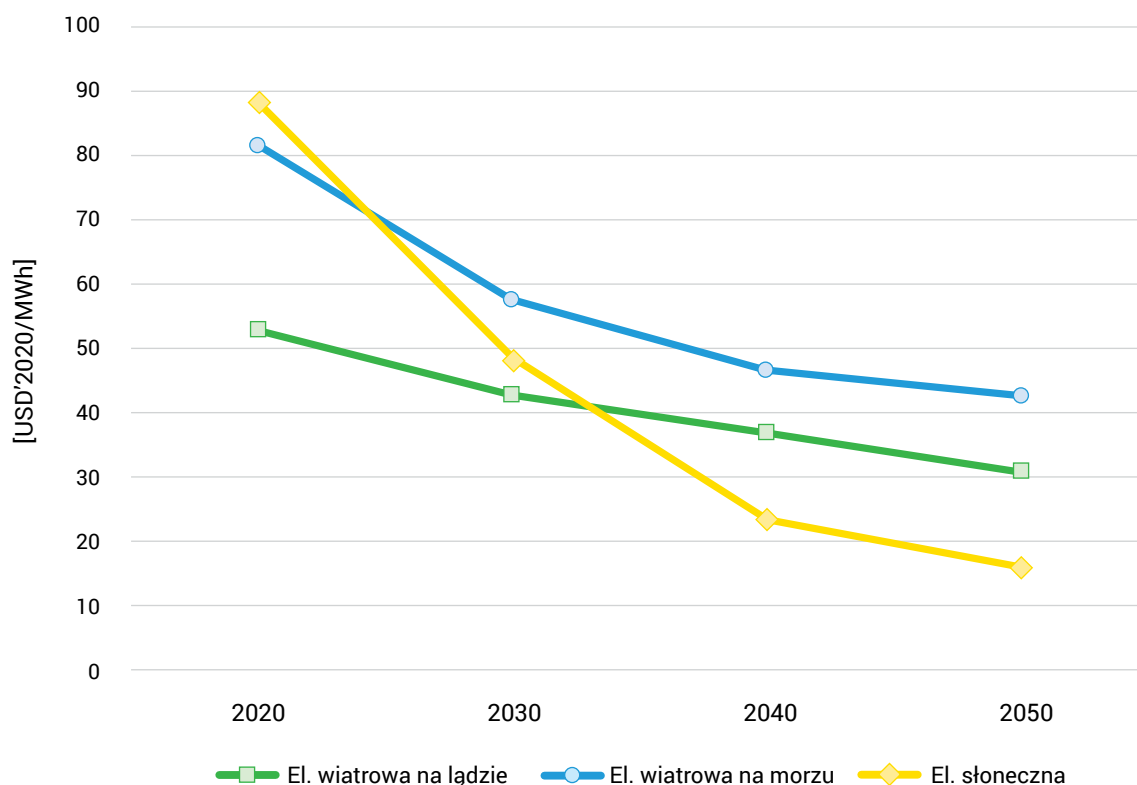
Źródło: opracowanie własne na podstawie McKinsey¹⁹⁰, IRENA¹⁹¹.

Wyniki obliczeń LCOE bazujące na powyższych założeniach wskazują na istotny spadek kosztów wytwarzania energii elektrycznej w kluczowych technologiach OZE (Rys. 6.5). Jest to możliwe dzięki potencjałowi w zakresie rozwoju technologicznego i poprawy efektywności wytwarzania. Spadek kosztów wytwarzania energii elektrycznej w źródłach, z którymi mogą być zintegrowane elektrolizery jest jednym z warunków koniecznych poprawy ekonomiki produkcji zielonego wodoru i osiągnięcia zakładanej konkurencyjności rynkowej. Obliczenia przeprowadzono przy stopie dyskonta, którą w metodzie LCOE utożsamia się ze średnim realnym kosztem kapitału, na poziomie 7%.

190 *Neutralnie emisyjna Polska 2050. Jak wyzwanie zmienić w szansę*, McKinsey & Company 2020.

191 *Future of Wind. Deployment, investment, technology, grid integration, and socio-economic aspects*, International Renewable Energy Agency, październik 2019.

Rys. 6.5. LCOE dla kluczowych technologii OZE



Źródło: opracowanie własne na podstawie założeń zawartych w¹⁹².

Podsumowanie założeń przyjętych w modelu LCOH

W Tab. 6.4 zestawiono założenia przyjęte w modelu LCOH, które wykorzystano do określenia kosztów produkcji wodoru dla trzech rozpatrywanych opcji technologicznych. W analizie nie brano pod uwagę elektrolizerów SOE, ponieważ reprezentują one najmniej dojrzałą spośród technologii wytwarzania wodoru z elektrolizy. Do kosztów całkowitych dodano koszty związane z wymianą stosu po osiągnięciu granicznej liczby godzin pracy na poziomie 35–45% CAPEX¹⁹³. Do CAPEX elektrolizerów zintegrowanych z elektrownią wiatrową na morzu dodano również koszty związane z transportem wodoru na ląd. Obliczenia przeprowadzono z wykorzystaniem stopy dyskonta na poziomie 7%.

192 Yates J., Daiyan R., Patterson R., Egan R., Amal R., Ho-Baille A., Chang N., *Techno-economic Analysis of Hydrogen Electrolysis from Off-Grid Stand-Alone Photovoltaics Incorporating Uncertainty Analysis*, „Cell Reports Physical Science”, Volume 1, Issue 10, s. 10, 21.10.2020.

193 Yates J., Daiyan R., Patterson R., Egan R., Amal R., Ho-Baille A., Chang N., *Techno-economic Analysis of Hydrogen Electrolysis from Off-Grid Stand-Alone Photovoltaics Incorporating Uncertainty Analysis*, „Cell Reports Physical Science”, Volume 1, Issue 10, s. 10, 21.10.2020.

Tab. 6.4. Założenia do modelu LCOH

Elektrolizer:	Parametr:	Jednostka:	2020	2030	2040	2050
ALK	Moc netto	[MW]	10			
	CAPEX	[tys. USD/MW]	1050	850	570	490
	OPEX liczony jako %CAPEX	[%]	2			
	Zużycie energii elektrycznej	[kWh/kgH ₂]	56	54	51	49
	Graniczna liczba godzin pracy	[h]	75 000	90 000	110 000	125 000
	Czas życia	[lata]	20			
	Koszt wymiany stosu jako %CAPEX	[%]	35			
PEM	Moc netto	[MW]	10			
	CAPEX	[tys. USD/MW]	1200	590	380	320
	OPEX jako %CAPEX	[%]	40			
	Zużycie energii elektrycznej	[kWh/kgH ₂]	66	62	57	53
	Graniczna liczba godzin pracy	[h]	60 000	82 000	105 000	125 000
	Czas życia	[lata]	20			
	Koszt wymiany stosu jako %CAPEX	[%]	40			

Źródło: opracowanie własne na podstawie: A. Christensen, STORE&GO.

W odniesieniu do kosztów energii elektrycznej niezbędnej do zasilania elektrolizerów przyjęto, że dla systemów zintegrowanych z instalacjami OZE, jednostkowy koszt jest równy LCOE tych źródeł (zgodnie w wynikami obliczeń zaprezentowanymi na Rys. 6.5). Dla wariantu elektrolizera przyłączonego do sieci dystrybucyjnej obliczono LCOH dla trzech różnych poziomów cen 56, 73 i 90 USD/MWh. Podane w Tab. 6.4 wartości CAPEX odnoszą się zarówno do kosztów stosu elektrolizera, jak i urządzeń pomocniczych.

6.2.2 Metodyka

Do celów pracy zastosowano metodykę LCOH (ang. *Levelized Cost of Hydrogen*), która jest analogiczna do wykorzystywanej w porównaniach kosztów technologii wytwarzania energii elektrycznej LCOE (ang. *Levelized Cost of Electricity*). Jest to najczęściej stosowany wskaźnik służący do porównania kosztów wytwarzania energii z różnych źródeł stosowany m.in.: w cyklicznie przygotowywanej co 5 lat, analizie kosztów w krajach OECD dla IEA/NEA¹⁹⁴.

LCOH to uśredniony jednostkowy koszt wodoru, zdyskontowany na pierwszy rok eksploatacji instalacji. Z definicji odpowiada on zerowej wartości bieżącej aktywów (NPV – *Net Present Value*), a więc sytuacji, w której inwestycja generuje zdyskontowane przychody równe zdyskontowanym kosztom. Obliczany jest wg następującego wzoru:

194 *Projected Cost of Electricity Generating*, International Energy Agency.

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CAPEX_t + (O\&M)_t + E_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{H_t}{(1+r)^t}}$$

gdzie:

$CAPEX_t$ – nakłady inwestycyjne w roku t ,

$(O\&M)_t$ – koszty stałe i zmienne utrzymania i eksploatacji w roku t ,

E_t – koszty energii elektrycznej w roku t ,

H_t – ilość wodoru wytworzonego w roku t ,

r – uśredniona realna stopa dyskonta.

W odróżnieniu od analizy finansowej, przyjmuje się w tej metodzie więcej założeń upraszczających i operuje w większym stopniu wartościami średnimi parametrów ekonomicznych i technicznych rozpatrywanych technologii. LCOH nie uwzględnia także kosztów transportu i magazynowania wodoru, a także podatków. Uproszczenia te oznaczają, że szacunki kosztów są bardziej uogólnione, ale w razie potrzeby dane wejściowe i wyniki mogą być zastosowane w szczegółowych analizach, dotyczących konkretnych przypadków.

6.2.3 Wyniki

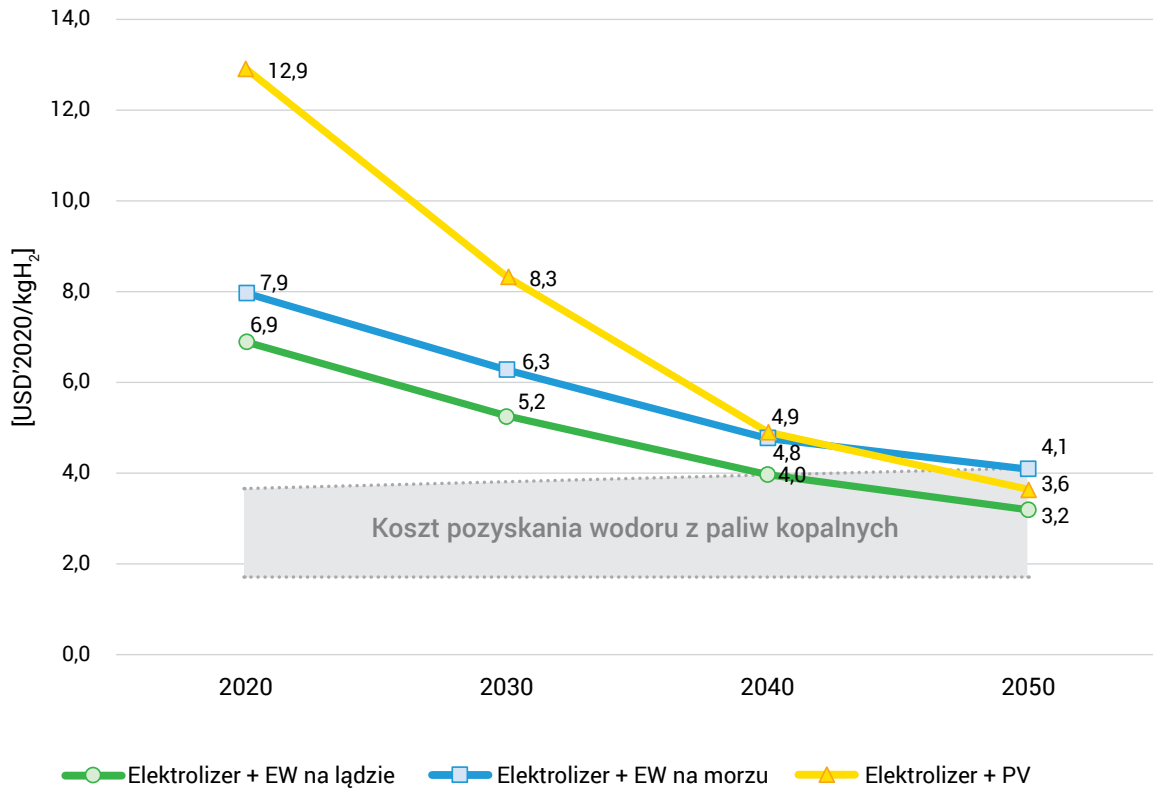
Na Rys. 6.6 i Rys. 6.7 przedstawiono wyniki modelowania kosztów pozyskania zielonego wodoru dla trzech rozpatrywanych w analizie opcji technologicznych: elektrolizera zintegrowanego z elektrownią wiatrową na lądzie, elektrownią wiatrową na morzu oraz elektrownią słoneczną.

Do celów porównawczych zestawiono również wyniki obliczeń dla elektrolizera połączony z siecią dystrybucyjną w trzech wariantach cen energii elektrycznej (niskim, środkowym i wysokim). Ceny energii elektrycznej założone w analizie uwzględniają stawki opłat dystrybucyjnych.

Zgodnie z otrzymanymi wynikami, najtańszą opcją pozyskania zielonego wodoru jest elektrolizer zintegrowany z elektrownią wiatrową na lądzie. Obecnie koszt wytwarzania wodoru w tej opcji kształtuje się na poziomie ok. 7 USD/kgH₂, natomiast w przyszłości możliwy jest jego spadek do ok. 3 USD/kgH₂. Nieco droższą opcją jest elektrolizer zintegrowany z farmą wiatrową na morzu z kosztem w 2020 i 2050 r. odpowiednio na poziomie 8 USD/kgH₂ i 4 USD/kgH₂. Najdroższą obecnie, ale jednocześnie z największym potencjałem spadku jest opcja nr 3, czyli elektrolizer zintegrowany z elektrownią fotowoltaiczną. Przewiduje się, że koszt pozyskania wodoru w oparciu o to rozwiązanie techniczne spadnie w perspektywie 2050 r. do ok. 3,5 USD/kgH₂.

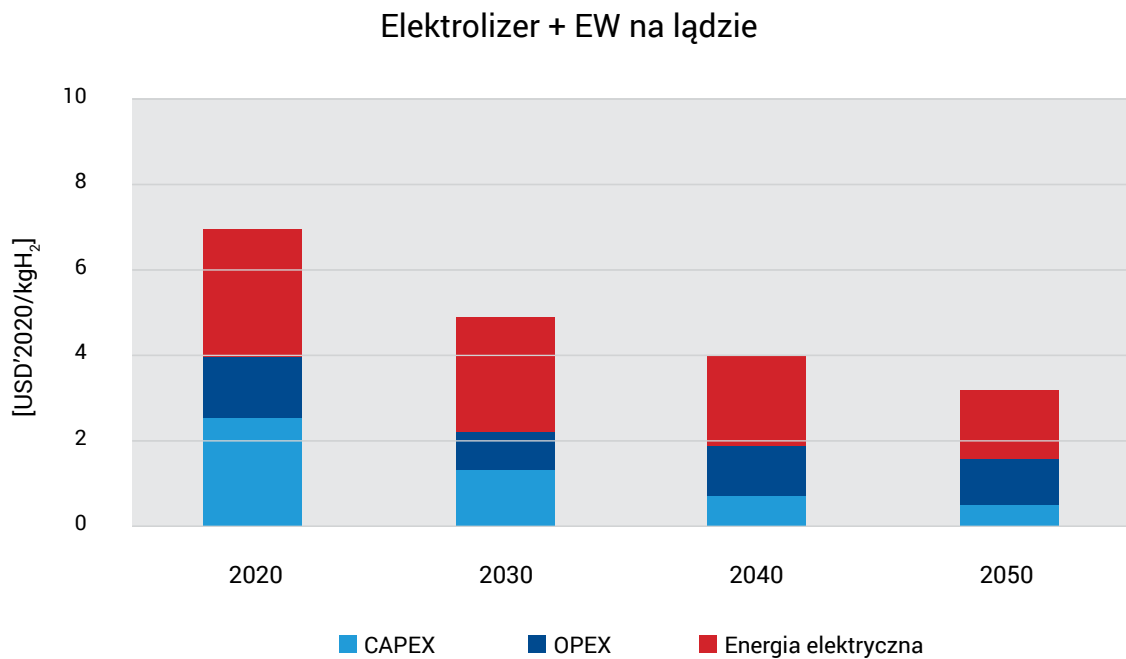
Uzyskane wyniki dla wymienionych źródeł są nieco mniej optymistyczne od prezentowanych przez różne ośrodki badawcze w Europie i na świecie, ze względu na niższe wartości wskaźników mocy zainstalowanej poszczególnych technologii OZE, jakie mogą być osiągnięte w warunkach polskich. Szczególnie dotyczy to fotowoltaiki, z uwagi na gorsze warunki nasłonecznienia w porównaniu np. z krajami Europy Południowej. Wyniki analiz wskazują również, że technologie pozyskania zielonego wodoru w przyszłości mogą stać się konkurencyjne w stosunku do konwencjonalnych metod pozyskiwania go z paliw kopalnych. Koszty wytwarzania wodoru z paliw kopalnych prawdopodobnie będą wzrastać w przyszłości z uwagi rosnące koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂. Należy również mieć na uwadze, że podane w analizie wyniki dotyczą systemów samodzielnych, tzn. elektrolizer + dedykowana instalacja OZE. Podłączenie ich do sieci dystrybucyjnej umożliwi poprawę stopnia wykorzystania elektrolizerów, a co za tym idzie – również ogólnej ekonomiki tych projektów.

Rys. 6.6. Wyniki analizy ekonomicznej produkcji wodoru z OZE



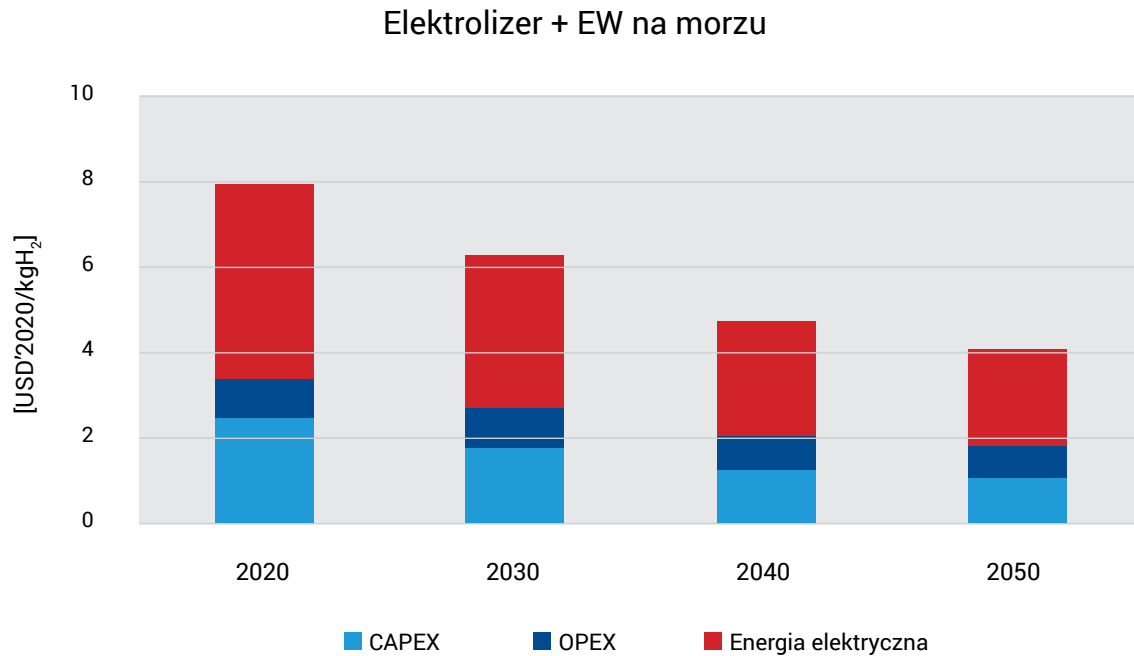
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 6.7. Wyniki analizy ekonomicznej produkcji wodoru z OZE w układzie rodzajowym (elektrolizer + elektrownia wiatrowa na lądzie)



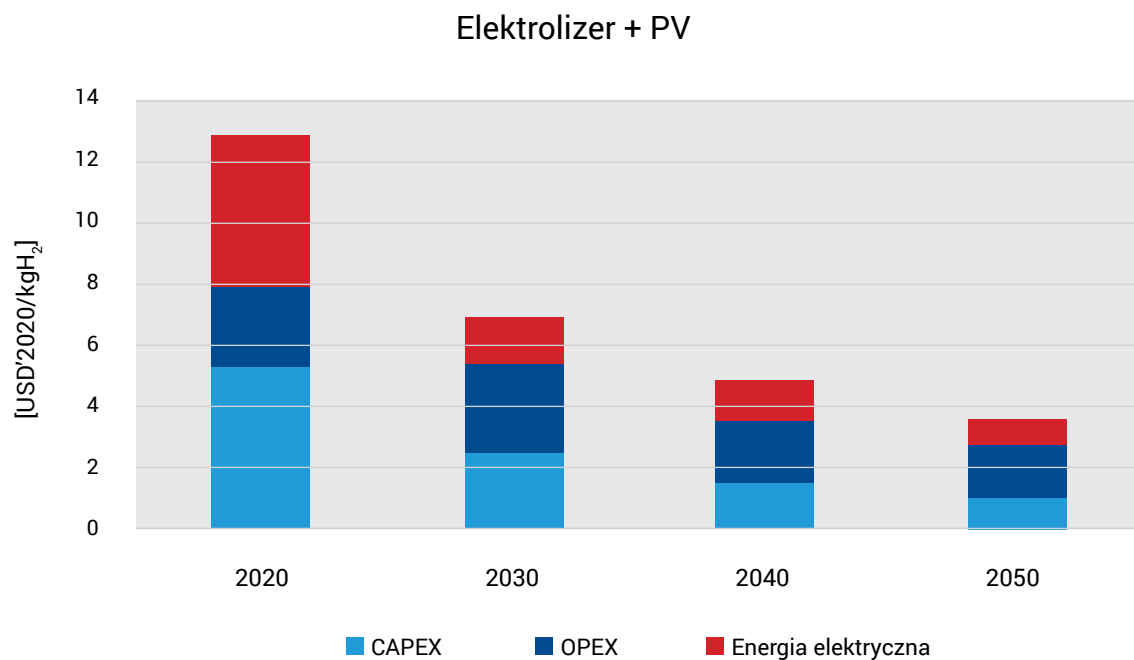
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 6.8. Wyniki analizy ekonomicznej produkcji wodoru z OZE w układzie rodzajowym (elektrolizer + elektrownia wiatrowa na morzu)



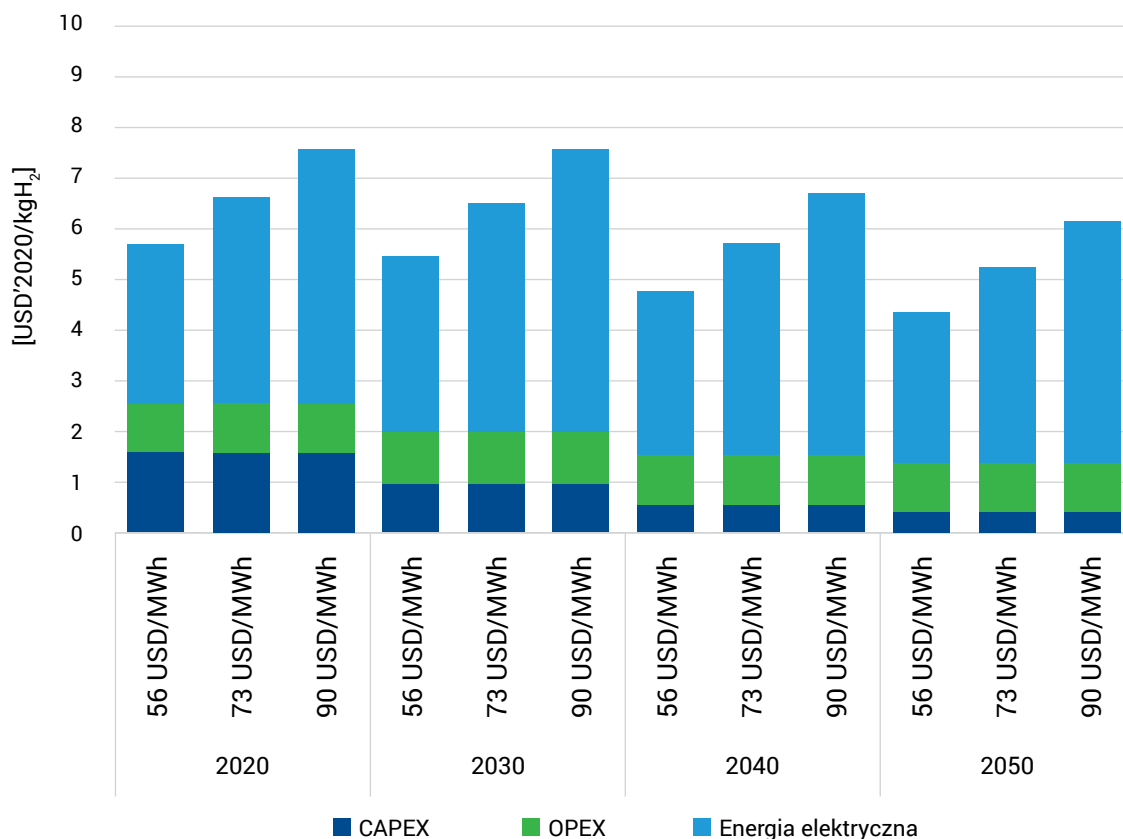
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 6.9. Wyniki analizy ekonomicznej produkcji wodoru z OZE w układzie rodzajowym (elektrolizer + elektrownia fotowoltaiczna PV)



Źródło: opracowanie własne.

Rys. 6.10. Koszty produkcji wodoru z elektrolizera podłączonego do sieci w trzech wariantach



Źródło: opracowanie własne.

6.2.4 Determinanty dojścia do opłacalności biznesowej

Podstawowym warunkiem osiągnięcia konkurencyjności rynkowej zielonego wodoru jest istotne obniżenie jednostkowych kosztów wytwarzania. Do tego celu muszą zostać spełnione dwie następujące przesłanki:

- istotnemu obniżeniu muszą ulec koszty elektrolizerów;
- istotnemu spadkowi muszą także ulec koszty energii elektrycznej niezbędnej do zasilania elektrolizerów.

Pierwszy z warunków może zostać spełniony tylko wówczas, gdy popyt wymusi efekt skali produkcji. Aby potencjał z tego wynikający wzrósł do poziomu zapewniającego spadek kosztów, potrzebne jest silne polityczne wsparcie na początkowym etapie rozwoju (obejmujące w pierwszej kolejności stworzenie stabilnego otoczenia regulacyjnego). Musi zostać wygenerowany popyt na czysty wodór, w szczególności w branżach, w których dekarbonizacja poprzez elektryfikację ze względów technicznych jest utrudniona (energetyka, transport, przemysł, ciepłownictwo). Po drugie, powinny zostać wypracowane odpowiednie mechanizmy wsparcia rynkowego gospodarki wodorowej, w postaci np. kontraktów różnicowych, FIT (Feed-In Tariff), FIP (Feed-In Premium). W finansowaniu konieczne jest uwzględnienie nie tylko kosztów kapitałowych, ale także kosztów operacyjnych, w tym kosztów transportu, sprężania, magazynowania i dystrybucji wodoru. W niektórych przypadkach należy uwzględnić również koszty technologii wykorzystujących wodór jako paliwo. Wprowadzenie mechanizmów wsparcia może opierać się

np. na różnicy pomiędzy ceną szarego wodoru a zielonego wodoru¹⁹⁵. Przegląd i analiza instrumentów wsparcia rynku za granicą powinien ułatwić wybór optymalnego rozwiązania. Subsydiowanie technologii wodorowych stworzy odpowiednie zachęty dla firm z branży i ośrodków badawczych do intensyfikacji prac nad rozwojem technologii, dokładnie w ten sam sposób jak miało to miejsce w przypadku technologii OZE (efektem tych rozwiązań był spektakularny spadek kosztów w stosunkowo krótkim czasie).

Drugi z wymienionych warunków to spadek kosztów energii elektrycznej z OZE. Jest on możliwy dzięki postępowi technicznemu, jaki się dokonuje w obrębie tych technologii. Przy czym spadek będzie tym większy, im większa będzie skala zastosowania technologii OZE. Zwiększanie udziału OZE w strukturze produkcji energii (w szczególności elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych) jest kluczowym aspektem w kontekście rozwoju gospodarki wodorowej. Im większa będzie dostępność taniej energii z OZE, tym niższe będą koszty pozyskania zielonego wodoru. Duże ilości energii z OZE pozwolą na generowanie nadwyżek, co wpłynie jednocześnie na obniżenie cen energii elektrycznej na rynku hurtowym w okresach ich występowania.

Do czasu spełnienia się opisanych powyżej warunków, rozwój technologii produkcji wodoru będzie musiał być stymulowany dopłatami w różnych formach, czy to na etapie inwestycji, czy też poprzez mechanizmy wsparcia na poziomie operacyjnym. Przykładowo dla technologii wytwarzających energię elektryczną z zielonego wodoru w najtańszej z opcji, przy obecnych kosztach produkcji i cenach hurtowych, szacowana luka finansowa wynosi 800–900 PLN/MWh.

6.3 Opis dostępnych i planowanych środków na rozwój projektów w zakresie zielonego wodoru

Mając na uwadze, powyższy wniosek, iż technologie produkcji zielonego wodoru nie są jeszcze się obronić rynkowo konieczne jest wsparcie rozwoju tych technologii. Obecnie nie ma jednak zbyt wiele programów wsparcia dedykowanych rozwojowi tego rodzaju technologii. Jednak biorąc pod uwagę, że jest to bezemisyjne źródło energii elektrycznej i ciepłej oraz może służyć jako paliwo w transporcie, technologie wodorowe kwalifikują się na wsparcie w ramach programów dla OZE oraz tzw. czystego transportu. Biorąc pod uwagę powyższe dostępne i planowane jest kilka programów wsparcia zarówno finansowanego jak i merytorycznego dla rozwoju gospodarki wodorowej w UE. Są to m.in.:¹⁹⁶

- Europejski Sojusz na rzecz Czystego Wodoru – European Clean Hydrogen Alliance;
- Finansowanie Projektów będące przedmiotem wspólnego europejskiego zainteresowania – Important Projects of Common European Interest (IPCEI);

195 *Gospodarka wodorowa w Polsce*, Polski Instytut Ekonomiczny, „Policy Paper” 2020/5, s. 35.

196 *Hydrogen in the EU's Economic Recovery Plans*, https://www.hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/07/Hydrogen-Europe_EU-Recovery-Plan-Analysis_FINAL.pdf; Communication From The Commission To The European Parliament, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, Brussels, 8.7.2020 COM(2020) 301 final, s. 8–9, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf; Communication From The Commission To The European Parliament, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, Brussels, 8.7.2020 COM(2020) 301 final, s. 8–9, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf; IPCEI on Hydrogen, <https://www.hydrogen4climateaction.eu/ipcei-on-hydrogen>; *InvestEU*, https://ec.europa.eu/growth/industry/hydrogen/funding-guide/investeu_en; *Clean Hydrogen for the Next Generation EU*, <https://www.fch.europa.eu/news/clean-hydrogen-next-generation-eu>; *Innovation Fund*, https://ec.europa.eu/growth/industry/hydrogen/funding-guide/innovation-fund_en; *Connecting Europe Facility – Energy*, https://ec.europa.eu/growth/industry/hydrogen/funding-guide/connecting-europe-facility-energy_en; *European Regional Development Fund, Cohesion Fund and REACT-EU*, https://ec.europa.eu/growth/industry/hydrogen/funding-guide/european-regional-development-cohesion-fund-react-eu_en; *The Recovery and Resilience Facility*, https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/recovery-coronavirus/recovery-and-resilience-facility_en; *LIFE*, https://ec.europa.eu/growth/industry/hydrogen/funding-guide/life_en

- InvestEU;
- Clean Hydrogen for the Next Generation EU;
- Horyzont Europa – Horizon Europe;
- Krajowe Plany Odbudowy w ramach Instrumentu Wsparcia Odbudowy i Odporności – The Recovery and Resilience Facility;
- Fundusz Innowacji – Innovation Fund;
- Just Transition Fund;
- Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego, Fundusz Spójności-Cohesion Fund i REACT-EU – European Regional Development Fund, Cohesion Fund and REACT-EU;
- Łącząc Europę – Energia – Connecting Europe Facility Energy;
- LIFE.

W dużej mierze wskazane wyżej mechanizmy finansowania są na etapie tworzenia i sposób oraz zakres, na jaki będzie można przeznaczyć środki w kontekście wodoru będą dopiero doprecyzowane.

W przypadku Polski, finansowanie zadań wodorowych ujęto w projekcie *Polskiej Strategii Wodorowej do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.* Założono w nim, że aby pokonać przeszkody w rozwijaniu gospodarki wodorowej oraz wdrożyć tę strategię, konieczne jest całe spektrum instrumentów wspierających gospodarkę wodorową, których trzonem mają być programy finansowe, wymienione w Tab. 6.5.

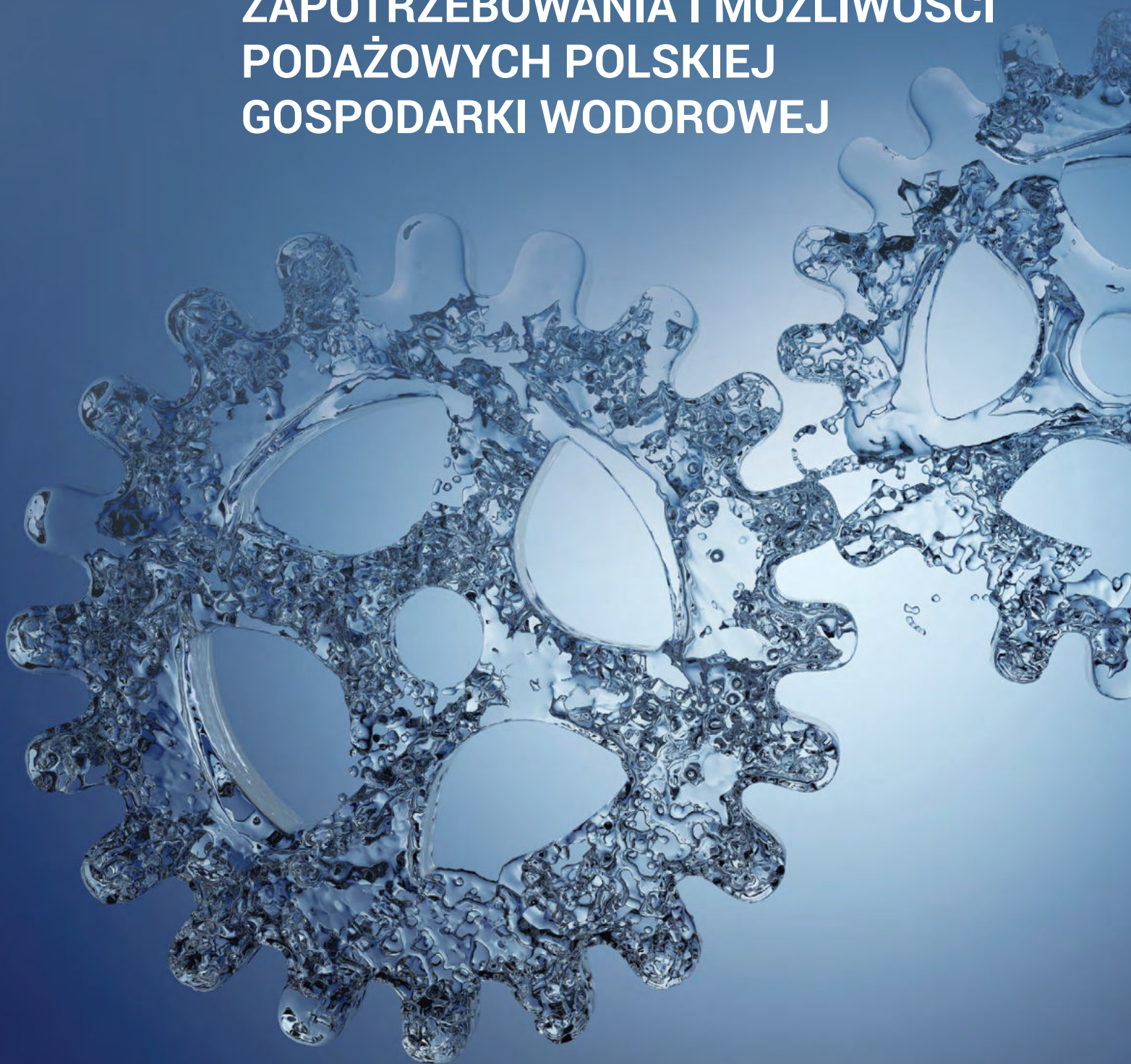
Tab. 6.5. Przewidzenie w projekcie PSW krajowe programy wsparcia finansowego dla zielonego wodoru

Lp.	Program	Cel wsparcia	Szacowana wartość funduszu w mld PLN
1	POIR+ oraz środki krajowe	Badania w zakresie gospodarki wodorem.	1,0
2	„Nowa Energia” NFOŚiGW	Wdrożenie technologii produkcji, transportu, magazynowania i wykorzystywania bezemisyjnego wodoru.	0,6
3	„Zielony transport publiczny” (Faza I)	Obniżenie wykorzystania paliw emisyjnych w publicznym transporcie zbiorowym. Skierowany do operatorów i organizatorów publicznego transportu zbiorowego.	0,32
4	„Wodoryzacja Gospodarki” NFOŚiGW	Realizacja innowacyjnych projektów związanych z technologiami wodorowymi.	b.d.
5	Wsparcie infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych i infrastruktury tankowania wodoru” NFOŚiGW	Rozwój infrastruktury do ładowania pojazdów elektrycznych i infrastruktury do tankowania wodoru	0,1
		Razem:	2,02 mld PLN

Źródło: Projekt PSW, s. 29.

07

**KOŃCOWA PROGNOZA WIELKOŚCI
ZAPOTRZEBOWANIA I MOŻLIWOŚCI
PODAŻOWYCH POLSKIEJ
GOSPODARKI WODOROWEJ**



7.1 Analiza prognozowanego zapotrzebowania na zielony wodór

Zainteresowanie wodorem jako bezemisyjnym źródłem energii, który do tego charakteryzuje jedna z najwyższych gęstości energii na jednostkę masy, rośnie od dawna – od połowy lat 70. XX w. do dziś wykorzystanie wodoru wzrosło ponad czterokrotnie¹⁹⁷. Dzisiejsze zainteresowanie tym materiałem dodatkowo znajduje uzasadnienie w związku z poszukiwaniami zastosowań dla nadwyżek energii elektrycznej, produkowanych z instalacji odnawialnych źródeł energii – przede wszystkim farm wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych. Zgodnie z raportem BP, przewiduje się wzrost znaczenia wodoru po 2035 r., ponieważ spadające koszty technologii wytwarzania w połączeniu z rosnącymi cenami węgla pozwolą wodrowi na coraz większą konkurencję z dotychczas dominującymi paliwami. W związku z tym, szacuje się, że do 2050 r. wodór stanowić będzie ok. 7–16% całkowitego końcowego zużycia energii. Natomiast w poszczególnych sektorach będzie to: ok. 10–18% w przemyśle oraz ok. 7–10% w transporcie (zwłaszcza długodystansowym transporcie ciężarowym oraz w lotnictwie). Większość produkcji wodoru do roku 2050 ma być połączeniem wodoru zielonego i niebieskiego¹⁹⁸. Oznacza to, że konieczny będzie jeszcze szybszy wzrost mocy elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych.

Dzisiejsze wykorzystanie wodoru jest zdominowane przez zastosowania przemysłowe. Cztery najważniejsze zastosowania wodoru (zarówno w formie czystej, jak i mieszanej) na świecie to wskazane w 2.4: rafinacja ropy naftowej (33%), produkcja amoniaku (27%), produkcja metanolu (11%) oraz produkcja stali poprzez bezpośrednią redukcję rudy żelaza (3%)¹⁹⁹. W przyszłości produkcja chemikaliów, żelaza i stali oferuje znaczny potencjał w zakresie zapotrzebowania na niskoemisyjny wodór na dużą skalę. Pojedynczy zakład mógłby zapewnić zapotrzebowanie na obciążenie podstawowe dla instalacji elektrolizerów i ich mocy, co umożliwiłoby ogólne zwiększenie produkcji na potrzeby szerszej gospodarki wodorowej²⁰⁰. Ponad 60% wodoru wykorzystywanego obecnie w rafineriach jest produkowane przy użyciu gazu ziemnego. Ogólnie uważa się, że obecne światowe zdolności rafineryjne są wystarczające do zaspokojenia rosnącego popytu na ropę naftową, co oznacza, że większość przyszłego zapotrzebowania na wodór będzie prawdopodobnie pochodzić z istniejących zakładów wyposażonych już w jednostki produkcji wodoru²⁰¹. Oczekuje się, że popyt na amoniak i metanol wzrośnie w perspektywie krótko- i średnioterminowej, a nowe zdolności produkcyjne będą stanowiły ważną okazję do zwiększenia skali niskoemisyjnych ścieżek **produkcji wodoru**. Większa efektywność może zmniejszyć ogólny poziom zapotrzebowania, ale tylko częściowo zrównoważy to jego wzrost. W dłuższej perspektywie produkcja stali i wysokotemperaturowa produkcja ciepła oferują ogromny potencjał dla wzrostu zapotrzebowania na wodór. Ciepło przemysłowe jest obecnie wykorzystywane w różnych procesach chemicznych: od topienia po suszenie, a wykorzystanie wodoru daje szansę na dekarbonizację tego sektora²⁰². Zakładając, że wyzwania technologiczne, które obecnie hamują upowszechnienie wodoru w tych dziedzinach, mogą zostać pokonane, kluczowymi wyzwaniami będzie obniżenie kosztów oraz zwiększenie efektu skali. W perspektywie długoterminowej technicznie możliwe powinno być produkowanie całej stali z wykorzy-

197 *Global demand for pure hydrogen, 1975–2018*, IEA, <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-demand-for-pure-hydrogen-1975-2018>

198 *BP Energy Outlook 2020 edition*, s. 102–103.

199 *The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities...*, s. 37.

200 A. Spyroudi, D. Wallace, G. Smart et al., *Offshore Wind and Hydrogen. Solving the Integration Challenge*, 2020, s. 38, <https://ore.catapult.org.uk/wp-content/uploads/2020/09/Solving-the-Integration-Challenge-ORE-Catapult.pdf>

201 *The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities...*

202 A. Spyroudi, D. Wallace, G. Smart et al., *Offshore Wind...*

staniem wodoru, ale wymagałoby to dużych ilości niskoemisyjnej energii elektrycznej: ok. 2500 TWh/rok, czyli około 10% dzisiejszej światowej produkcji energii elektrycznej. Ponadto, byłoby to opłacalne jedynie przy bardzo niskich cenach energii elektrycznej²⁰³.

Poza przemysłem, wodór jest obiecujący w perspektywie długoterminowej w sektorze transportu, budownictwa i energetyki. Konkurencyjność pojazdów z napędem wodorowym zależy od kosztów ogniw paliwowych oraz budowy i wykorzystania stacji tankowania paliwa. Dlatego priorytetem jest obniżenie kosztów ogniw paliwowych i pokładowych zbiorników wodoru. Mogłoby to uczynić te pojazdy konkurencyjnymi w stosunku do samochodów elektrycznych i uczynić je potencjalnie atrakcyjnymi dla konsumentów, dla których priorytetem jest duży zasięg. Jednocześnie dla użytkowników pojazdów PCEV priorytetem jest obniżenie ceny dostarczanego wodoru²⁰⁴. Szacuje się, że wielkość rynku pojazdów ciężarowych może wynosić ok. 30 000 pojazdów rocznie do 2030 r., a do 2050 r. może wzrosnąć do 500 000 pojazdów rocznie²⁰⁵. Z kolei w żegludze i lotnictwie dostępność rozwiązań dla paliw niskoemisyjnych jest ograniczona, dlatego wodór stanowi tutaj atrakcyjną opcję. Amoniak i wodór mogą potencjalnie przyczynić się do osiągnięcia celów środowiskowych w żegludze, niemniej jednak koszt ich produkcji jest wysoki w porównaniu z paliwami ropopochodnymi. Paliwa płynne na bazie wodoru stanowią także potencjalnie atrakcyjną opcję dla lotnictwa, jednak w tym przypadku również kosztem wyższego zużycia energii.

W budownictwie największe szanse wykorzystania wodoru w najbliższej przyszłości z jego mieszaniami z gazem ziemnym. Szacuje się, że w 2030 r. zużycie wodoru do ogrzewania budynków może wynosić do 4 Mt (134 TWh) w skali globalnej. Potencjał ten jest największy w przypadku budynków wielorodzinnych i komercyjnych, zwłaszcza w gęstej zabudowie miejskiej, gdzie przestawienie się na pompy ciepła jest trudniejsze niż w rejonach podmiejskich. Długoterminowe perspektywy w obszarze ogrzewania mogłyby obejmować bezpośrednie wykorzystanie wodoru w kotłach wodorowych albo w ogniwach paliwowych. Niemniej jednak oba te rozwiązania są uzależnione od modernizacji infrastruktury oraz dostępności środków związanych z zapewnieniem bezpieczeństwa publicznego.

Również wytwarzanie energii oferuje wiele możliwości dla wodoru i paliw opartych na wodorze. W najbliższym czasie amoniak mógłby być współspalany w elektrowniach węglowych w celu zmniejszenia emisji CO₂. Wodór i amoniak mogą stanowić elastyczne opcje wytwarzania energii, gdy są stosowane w turbinach gazowych lub ogniwach paliwowych. Przy niskich współczynnikach mocy typowych dla elastycznych elektrowni, wodór kosztujący poniżej 2,5 USD/kg oferuje duży potencjał w zakresie konkurencyjności na rynku paliw²⁰⁶. Głównymi konkurentami niskoemisyjnymi w zakresie takich usług są gaz ziemny z CCUS i biogaz. W dłuższej perspektywie wodór może odegrać rolę w wielkoskalowym i długoterminowym magazynowaniu w celu zrównoważenia wahań sezonowych.

203 *The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities...*

204 *Ibidem.*

205 A. Spyroudi, D. Wallace, G. Smart et al., *Offshore Wind...*

206 *The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities...*

7.2 Prognoza zapotrzebowania na wodór na lata 2030–2040, z perspektywą 2050 r.

Z rozważań i informacji przedstawionych w prezentowanym raporcie wynika, że rozwój gospodarki wodorowej, pomimo zdefiniowanych i omówionych uprzednio barier, jest naturalną konsekwencją procesu dekarbonizacji, a powszechne zastosowanie wodoru i biometanu to jedyna (oprócz energii atomowej) alternatywa dla Polski wolnej od paliw kopalnych.

Oceniając krajowe zapotrzebowanie na wodór w perspektywie lat 2030–2040 i dalej do roku 2050, należy mieć na uwadze fakt, że jego obecne wysokie zużycie w przemyśle chemicznym – 33 TWh, opiera się, jak to zostało szeroko omówione w raporcie, na technologii reformingu parowego. Tym samym, prognozy na lata przyszłe powinny uwzględniać nie tylko zastosowanie wodoru w nowych obszarach (elektroenergetyka, ciepłownictwo, transport), ale także przejście na niskoemisyjne lub bezemisyjne technologie wytwarzania tego gazu do celów przemysłowych.

Literatura związana z prognozami zapotrzebowania na wodór wraz z oceną możliwości jego wytwarzania jest stosunkowo bogata, szczególnie w odniesieniu do Europy jako całości i w odniesieniu do roku 2050, traktowanego jako rok pełnej dekarbonizacji^{207,208,209,210,211,212,213}. W odniesieniu do Polski najbardziej kompleksowe spojrzenie zawiera publikacja Forum Energii²¹⁰, wykorzystująca analizy²⁰⁷ oraz²¹³. Problem polega jednak na tym, że autorzy tych opracowań koncentrują się na roku 2050 (przy pominięciu stanu w roku 2040 i przy traktowaniu roku 2030 jako punktu startowego o niemal zerowych możliwościach podażowych w zakresie zielonego wodoru). Tymczasem rok 2040 stanowi punkt odniesienia dla prognoz i analiz objętych dokumentem rządowym PEP2040 oraz będzie stanowił rozpoczęcie okresu finalnego wejścia w okres gospodarki zeroemisyjnej, po trwającym od dekady okresie rozwoju energetyki wiatrowej na morzu, jak również po pierwszym etapie budowy energetyki jądrowej, przy wciąż użytkowanych blokach konwencjonalnych na węgiel i gaz ziemny. Dlatego też, z punktu widzenia prognostycznego jest on niezwykle istotny. W Tab. 7.1 przedstawiono ścieżkę krajowego zapotrzebowania na wodór w latach 2030, 2040 i 2050, opracowaną na podstawie, z uwzględnieniem autorskiej oceny dynamiki rozwoju poszczególnych obszarów gospodarki wodorowej.

207 Kielichowska I., Staschus K., Leun Kees van der, et al. *Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów*, red. K. Błachnio, Forum Energii, s.54, 2020.

208 *Opportunities for Hydrogen Energy Technologies Considering the National Energy & Climate Plans*, Trinomics and LBST, s.24, 2020.

209 Pyrka M., Jeszke R., Boratyński J., et al. *Polska Net-Zero 2050. Mapa Drogowa Osiągnięcia Wspólnotowych Celów Polityki Klimatycznej dla Polski do 2050 r.* IOŚ-PIB, s. 113, Warszawa 2021.

210 Adamczewski T., Jędra M., *Zielone gazy. Biometan i wodór w Polsce*, red. J. Zaleska, Forum Energii, 2021.

211 Peters D., Leun K., Terlouw W., *Gas Decarbonisation Pathways 2020–2050. Gas for Climate*, Guidehouse, s. 126, Utrecht 2020.

212 *Hydrogen Roadmap Europe. A Sustainable Pathway For The European Energy Transition. Fuel Cells And Hydrogen Joint Undertaking*, Bietlot, s.79, Belgia 2019.

213 Terlouw W., Peters D., Tilburg J., et al. *Gas for Climate. The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system*, NAVIGANT, s. 223, Utrecht 2019.

Tab. 7.1. Prognoza zapotrzebowania na wodór w Polsce (w TWh) z uwzględnieniem wszystkich sektorów gospodarki

	2021	2030	2040	2050	Uwagi
Przemysł	33	33	30	28	Redukcji zapotrzebowania z 33 TWh do 28 TWh będzie towarzyszyło przejście na wodór zielony lub w ograniczonym zakresie niebieski.
Transport	0	2	23	33	Prognozy FE przewidują bardzo duże zapotrzebowanie (36 TWh) na produkcję paliwa lotniczego, zostały one ograniczone do 18 TWh mając na uwadze obecny poziom produkcji.
Ciepłownictwo	0	2	12	15	Różne formy uzyskania energii cieplnej z wodoru.
Elektroenergetyka	0	3	24	36	Zbilansowanie potrzeb SEE wymaga efektywnego wykorzystania nadwyżek z OZE przetworzonych na wodór.
Razem	33	46 (7)	89 (59)	112 (84)	Ilościowy wzrost zapotrzebowania wraz ze zmianą jakościową technologii produkcji wodoru dla przemysłu chemicznego; w nawiasie podano zapotrzebowanie bez uwzględnienia potrzeb przemysłu.

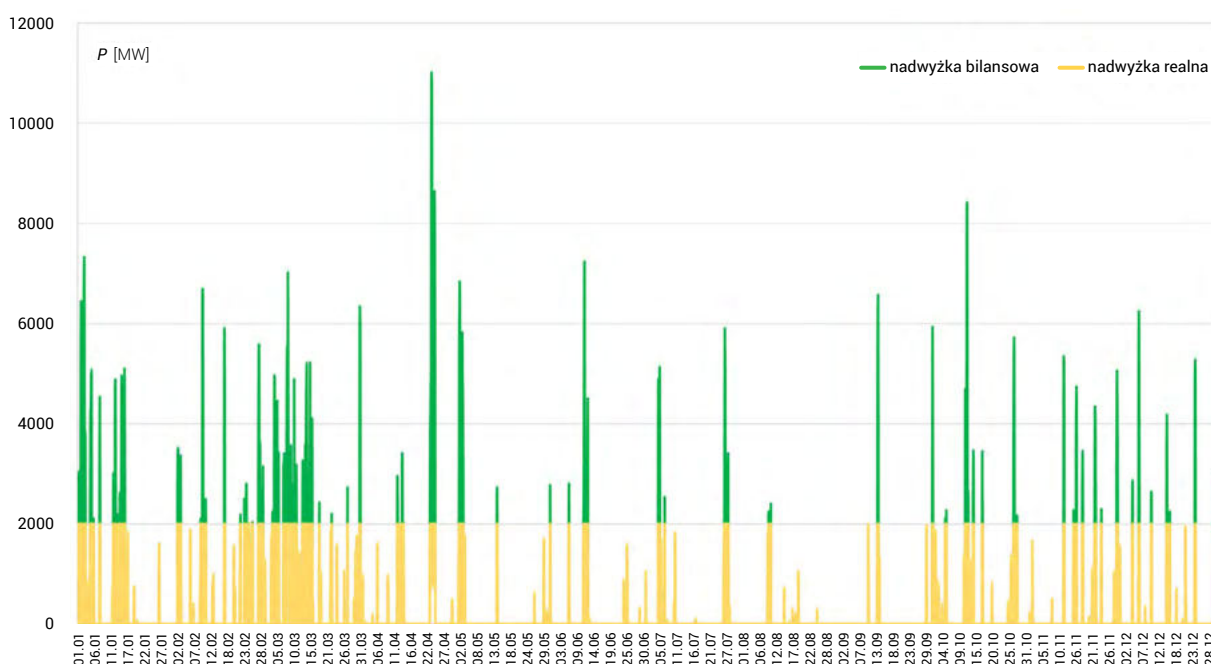
Jest rzeczą oczywistą, że przedstawione zapotrzebowanie na wodór przez przemysł (głównie chemiczny) będzie podlegało stopniowej konwersji z wodoru szarego na wodór zielony i niebieski. Koncerny zarządzające zakładami wykorzystującymi wodór, już obecnie interesują się instalacjami do elektrolizy, instalacjami do wychwytywania CO₂, a zainteresowanie reaktorami jądrowymi małej mocy SMR także zmierza w kierunku ich wykorzystania do produkcji wodoru i rezygnacji z wykorzystywania gazu ziemnego. Zaznacza się także trend do budowy własnych źródeł OZE przewidzianych do współpracy z elektrolizerami. Można stwierdzić, że proces ten będzie toczył się sposobem naturalny, a jego stymulacją będą przede wszystkim kalkulacje ekonomiczne i biznesowe, w których niewątpliwie będą miały znaczenie wyniki rozważań pokazanych w rozdziale 6. Polityka państwa wspierająca te niewątpliwie korzystne (z punktu widzenia procesu dekarbonizacji i ochrony klimatu) procesy sprowadza się do stworzenia odpowiedniego otoczenia regulacyjnego, omówionego w rozdziale 11. Znacznie większym wyzwaniem jest stworzenie gospodarki wodorowej (zarówno w sferze popytowej, jak i podażowej) w tych obszarach, w których obecnie nie istnieje ona wcale. W zakresie zaprezentowanej wyżej strony popytowej prezentowany raport przyjął wyniki prac instytucji, które jak się wydaje w sposób wnikliwy oceniły oczekiwane trendy zapotrzebowania na wodór, oceniając wzrost popytu jako realny i znaczący. W zakresie możliwości podażowych, wyniki analiz wykonanych w ramach raportu skonfrontowano z prognozami przedstawionymi w cytowanych wyżej publikacjach.

7.3 Ocena możliwości podaży zielonego wodoru w kontekście rozwoju lądowej i morskiej energetyki wiatrowej oraz fotowoltaiki

7.3.1 Rok 2030

Jak stwierdzono w rozdziale 5., bilans generacji i zapotrzebowania na energię elektryczną nie będzie szczególnie zagrożony (dzięki utrzymanym w pracy jednostkom konwencjonalnym), ale wielkość i przewidywana struktura generacji OZE (PV 7,3 GW, LFW 9,5 GW, MFW 5,9 GW) dają szansę na co najwyżej symboliczną wartość nadwyżek energii (0,3 TWh). Zwiększenie mocy zainstalowanej OZE wg autorskiego wariantu B (PV 12 GW, LFW 12 GW, MFW 8 GW) pozwala na uzyskanie nadwyżki na poziomie 3 TWh, choć technicznie będzie ona trudna do pełnego wykorzystania, co pokazano na Rys. 10.1. Zakładając wykorzystanie nadwyżek mocy do poziomu 2 GW uzyskuje się ok. 2,2 TWh energii, która przekształcona w wodór zapewnia jego podaż na poziomie 1,6 TWh. Jest to wynik bardzo zbliżony przedstawionego w²¹⁴, w którym dla roku 2030 określono wielkość wodoru uzyskanego z nadwyżek OZE na 1,7 TWh. Obydwie wartości nie zapewniają spełnienia popytu, który (poza przemysłem chemicznym) jest szacowany na 7 TWh.

Rys. 7.1. Spodziewane nadwyżki generacji w źródłach OZE dla roku 2030 dla autorskiego wariantu B ich struktury (PV 12 GW, LFW 12 GW, MFW 8 GW)

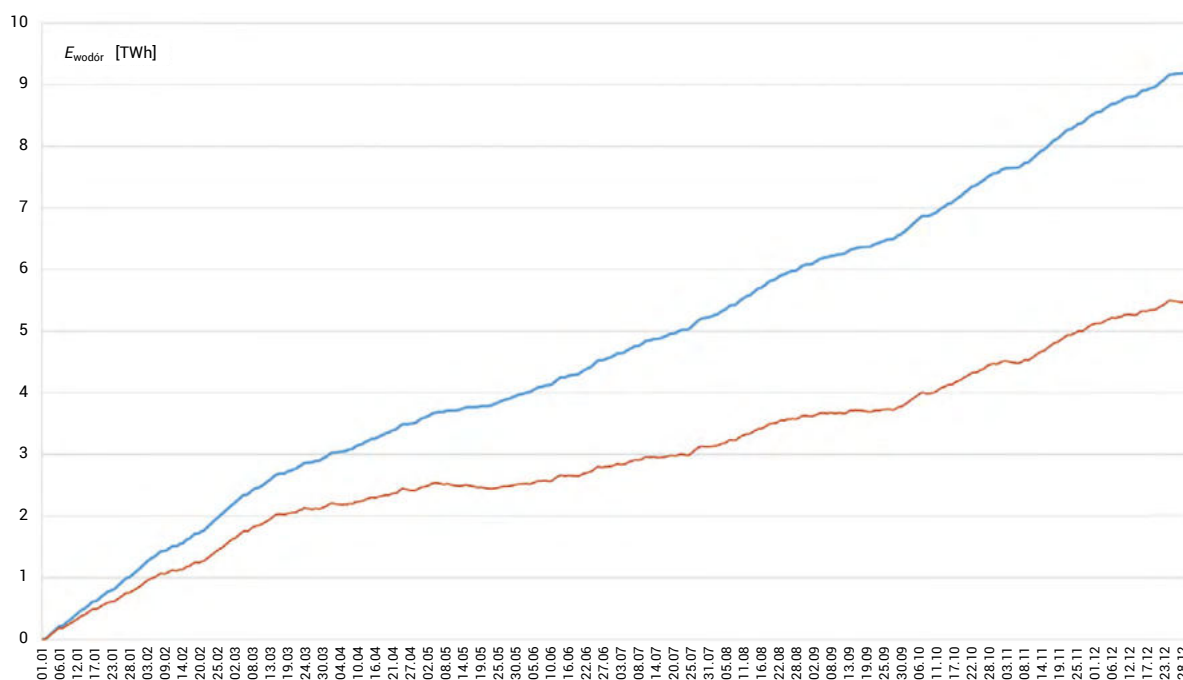


Źródło: badania własne.

214 I. Kielichowska, K. Staschus, L. Kees van der et al, *Polska neutralna klimatycznie 2050...*, s. 54.

Wiadomo także z projektu dokumentu Polskiej Strategii Wodorowej²¹⁵, że dla roku 2030 przewiduje się zainstalowanie elektrolizerów o mocy 2 GW. Nie będzie istniał biznesowy sens ich pracy, jeśli roczny czas wykorzystania mocy znamionowej będzie mniejszy niż 4000–5000 godz. (por. rozdział 6., Rys. 6.4). Ponieważ zasilanie elektrolizerów z planowanych instalacji OZE byłoby *de facto* zmuszeniem źródeł o wysokiej emisji do dodatkowej generacji, (w miejsce energii zużytej przez elektrolizery) należy rozważyć konieczność budowy dodatkowych obiektów energetyki wiatrowej na morzu o mocy 2 GW (ewentualna opcja lądowa) przeznaczonych wyłącznie do zasilania elektrolizerów (technicznie – linia wydzielona lub produkcja na morzu albo rurociąg wodorowy). Uzyskanie w ten sposób ponad 9 TWh energii elektrycznej można rozdzielić pomiędzy potrzeby systemu elektroenergetycznego oraz wprowadzenie do systemu przesyłowego i dystrybucyjnego wodoru z przeznaczeniem na zaspokojenie popytu innych podmiotów gospodarki wodorowej.

Rys. 7.2. Roczny przebieg generacji energii z wydzielonych wiatraków na morzu (moc 2 MW, 9 TWh) – linia niebieska; po przekazaniu części energii do produkcji wodoru wspierającego elektroenergetykę pozostaje ponad 5 TWh na produkcję wodoru dla innych gałęzi gospodarki (linia brązowa)



Źródło: badania własne.

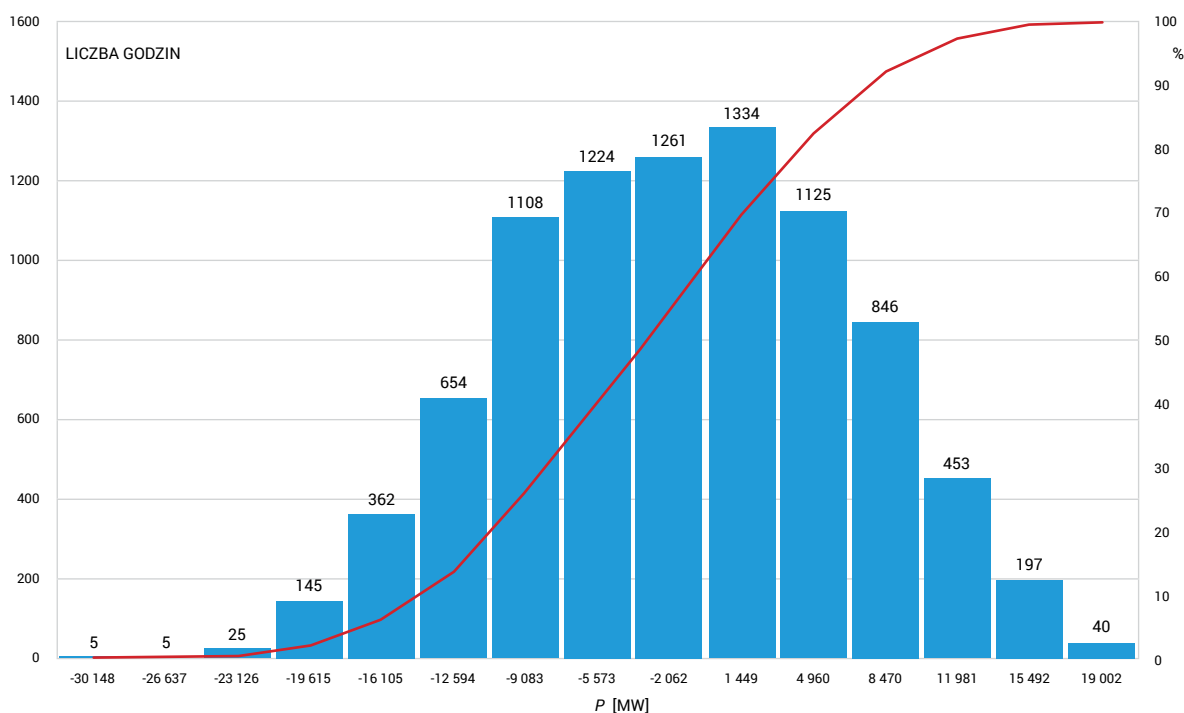
W rezultacie energia elektryczna o łącznej wartości ok. 12 TWh mogłaby zostać wykorzystana do wyprodukowania prawie 8–9 TWh zielonego wodoru, co wobec wykazanego wyżej popytu wynoszącego 7 TWh może być uznane za satysfakcjonujący poziom podaży, szczególnie w świetle początkowego rozwoju gospodarki wodorowej. Jest to wartość przekraczająca prognozowaną jak wariant rozwojowy w p. 2.6.1.

215 Polska strategia wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r. – projekt, s. 18–21, <https://bip.mos.gov.pl/strategie-plany-programy/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030-z-perspektywa-do-2040-r/>

7.3.2 Rok 2040

Rok 2040 przyniesie już bardzo duże zaawansowanie procesu dekarbonizacji i wycofanie z pracy znacznej liczby jednostek energetyki konwencjonalnej – zarówno zaliczanych do JWCD, jak też nJWCD. Jak wskazano w rozdziale 5., szansę na wymierne wartości nadwyżki generacji OZE daje dopiero ich perspektywa określona jako wariant B w Tab. 5.4 określony jako (PV 20 GW, LFW 16 GW, MFW 20 GW). Poniżej przedstawiono wyniki analiz, które jeszcze bardziej stawiają na rozwój OZE, wariant ten nazwano (nawiązując do innych działań UE na rzecz klimatu) jako 3x20 GW (PV 20 GW, LFW 20 GW, MFW 20 GW). Wariant ten daje bardzo wyraźne wartości nadwyżki generacji OZE (41 TWh) nie likwidując jednocześnie zapotrzebowania SEE na bilansowanie (21 TWh, 20 GW). Zależności te pokazano na histogramie widocznym na Rys. 7.3.

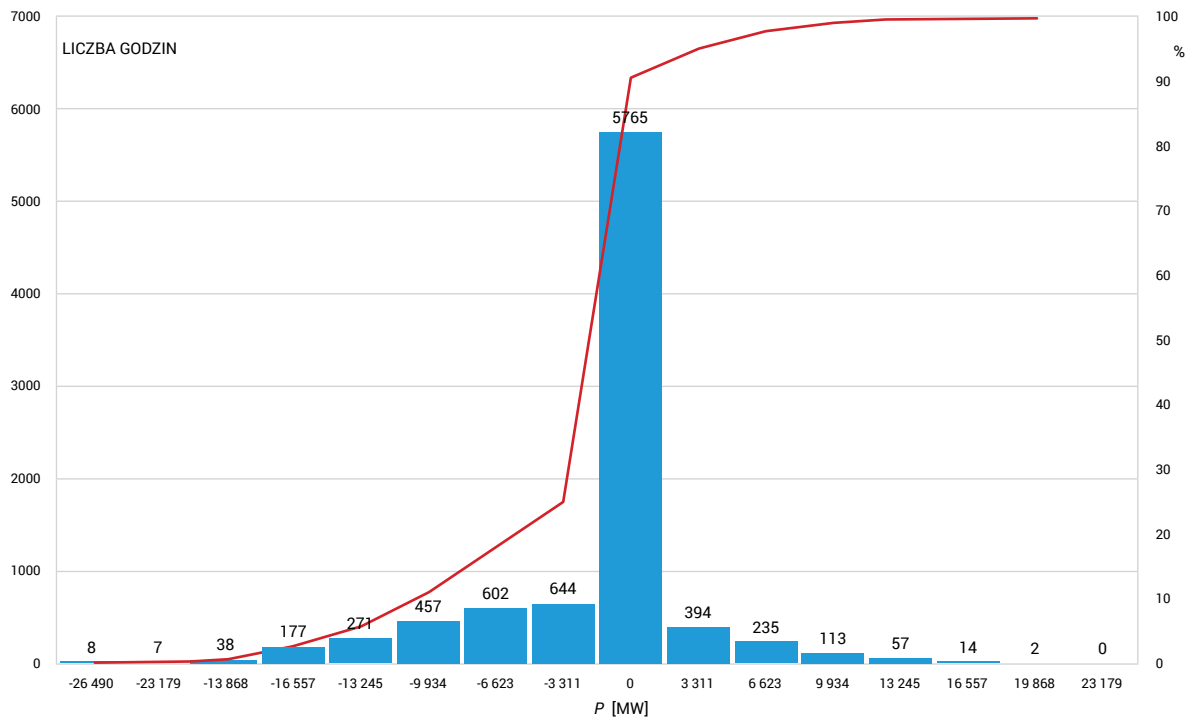
Rys. 7.3. Histogram wartości mocy do zbilansowania dla SEE w roku 2040 dla wariantu 3x20 GW



Źródło: badania własne.

Tak znacząca wartość nadwyżki generacji może zostać efektywnie zagospodarowana w przypadku zapewnienia odpowiednio dużych możliwości magazynowania energii w postaci wodoru. W przypadku osiągnięcia pojemności magazynu globalnego wynoszącej 1 TWh oraz jego mocy równej 10 GW osiąga się bardzo wysoki stopień wykorzystania nadwyżki z OZE oraz zmniejszenie potrzeb bilansowych SEE do niewielkiej wartości 3 TWh. Zależności te pokazano na Rys. 7.4 zawierającym histogram wartości mocy do zbilansowania w SEE przy wykorzystaniu magazynu globalnego. Jak widać, przez okres ponad 6000 godzin w roku system byłby w pełni zbilansowany (zerowa wartość mocy do zbilansowania), dodatkowo wartości mocy do zbilansowania oraz niewykorzystane nadwyżki występują przez bardzo krótkie okresy, w porównaniu z warunkami pracy bez efektu magazynowania energii.

Rys. 7.4. Histogram wartości mocy do zbilansowania dla SEE w roku 2040 dla wariantu 3x20 GW, z uwzględnieniem magazynowania o pojemności 1 TWh i mocy 10 GW

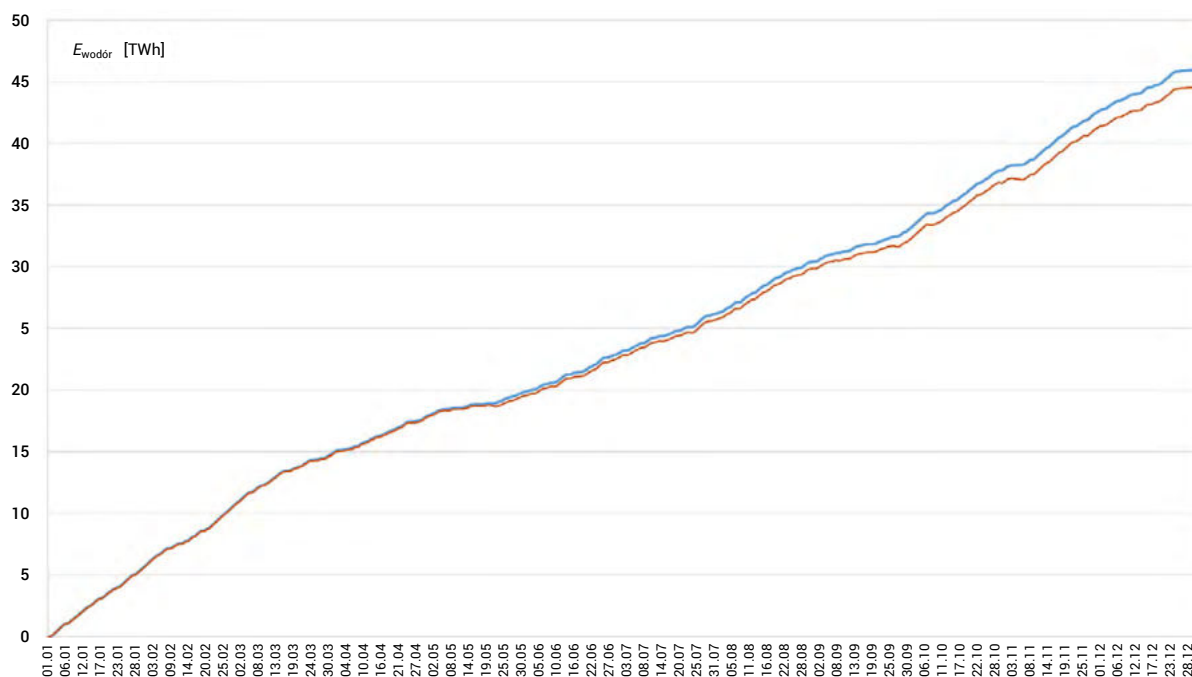


Źródło: badania własne.

Wykorzystanie nadwyżki energii elektrycznej o wartości 41 TWh pozwoli na wyprodukowanie wodoru o wartości energetycznej ok. 30 TWh. Zgodnie z Tab. 7.1 zaspokaja to potrzeby elektroenergetyki prognozowane na rok 2040. Pozostają jeszcze do zaspokojenia potrzeby innych sektorów, które nawet przy wyłączeniu przemysłu chemicznego szacowane są na ponad 30 TWh, a przy jego uwzględnieniu 65 TWh. Mogą je zaspokoić morskie farmy wiatrowe produkujące wyłącznie na potrzeby elektrolizy, w układach elektrolizerów pracujących na morzu, przy zastosowaniu rurociągów wodorowych lub specjalnego typu tankowców. W przypadku mocy takiej dodatkowej grupy farm o wartości 10 GW, oczekiwana wartość energii to ponad 45 TWh, z której może zostać wyprodukowany wodór o wartości energetycznej ok. 32 TWh.

Tym samym potrzeby popytowe określone na rok 2040 w Tab. 7.1 łącznie na 89 TWh mogłyby zostać w istotnej części zbilansowane, mając na uwadze możliwości produkcji wodoru z nadwyżek OZE określone na ok. 30 TWh oraz z farm wydzielonych na 32 TWh. Brakująca część mogłaby być pokryta poprzez działania wewnętrzne firm przemysłu chemicznego (lokalne elektrolizery, wodór niebieski, import).

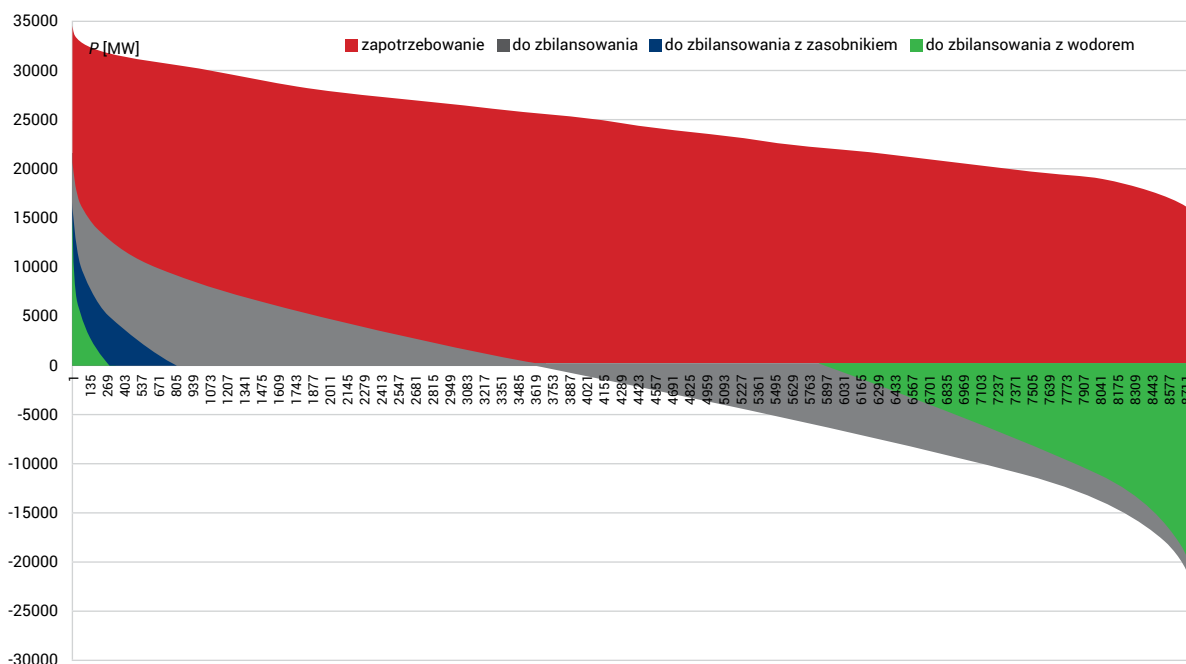
Rys. 7.5. Roczny przebieg generacji energii z wydzielonych wiatraków na morzu (moc 10 MW, 45 TWh) – linia niebieska, po przekazaniu części energii do produkcji wodoru wspierającego elektroenergetykę pozostaje ponad 40 TWh na produkcję wodoru dla innych gałęzi gospodarki (linia brązowa)



Źródło: badania własne.

Całościowy, pozytywny obraz sytuacji bilansowej SEE oraz występowania wysokiego poziomu nadwyżek przy przyjętej strukturze OZE opisanej jako 3x20 GW + 10 GW potwierdza Rys. 7.6, na którym przedstawiono uporządkowany wykres zapotrzebowania i generacji.

Rys. 7.6. Wykres uporządkowany zapotrzebowania na moc w KSE dla 2040; widoczne bardzo niewielkie potrzeby bilansowe (dodatnia wartość – kolor zielony) oraz nadwyżka do wykorzystania po zaspokojeniu potrzeb bilansowych (ujemna wartość kolor zielony)



Źródło: badania własne.

7.3.3 Rok 2050

Rozpatrując prognozowane na ten rok zapotrzebowanie na wodór wynoszące 112 TWh, należy jednak mieć na uwadze, że będzie to jednocześnie rok deklarowanej i oczekiwanej pełnej dekarbonizacji wszystkich obszarów polskiej gospodarki. Prognozy zużycia energii elektrycznej oraz mocy zainstalowanej w OZE „szybują” dla roku 2050 w publikacjach [D1], [D4] wysoko ponad 300 TWh, a moc zainstalowana ponad 160 GW. Niezależnie od stopnia niepewności dywagacji prognostycznych pewne jest, że warunkiem właściwego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w 2050 r. będzie taki poziom rozwoju OZE i możliwości skojarzonego z nim sposobu magazynowania energii, aby zapewnić w każdej chwili zdolność systemu do zbilansowania zapotrzebowania i generacji. Trzeba jednak pamiętać o ograniczonych możliwościach przyłączeniowych i przesyłowych systemu elektroenergetycznego, które spowodują, że stanu równowagi możliwego dla zbilansowanego modelu „miedzianej płyty” w rzeczywistości osiągnąć się nie da. Pozostaje wtedy (oprócz nieuniknionego rozwoju energetyki jądrowej) dalsza eksploracja potencjału morskiej energetyki wiatrowej na Bałtyku i zaspokajanie zapotrzebowania na zielony wodór poprzez niezależne systemy przesyłowe (Rys. 5.19, Rys. 6.1).

7.3.4 Przewidywany kształt gospodarki wodorowej w Polsce – ujęcie syntetyczne

Na podstawie analiz zawartych w niniejszym raporcie rysuje się następująca wizja gospodarki wodorowej Polski w procesie dekarbonizacji:

- A. Zapewnienie odpowiedniego poziomu mocy zainstalowanej w OZE (w energetyce wiatrowej na lądzie i morzu oraz w fotowoltaice), dzięki któremu oprócz bezpośredniego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną osiągnięty zostanie znaczący poziom nadwyżek energii;
- B. Rozwój technologii konwersji energii elektrycznej z nadwyżek w energię zgromadzoną w wodorze przy zapewnieniu maksymalnej sprawności tego procesu i jak najmniejszych kosztach;
- C. Wydzielenie części potencjału OZE o największym wskaźniku wykorzystania mocy zainstalowanej (morska energetyka wiatrowa) do bezpośredniej produkcji wodoru, bez uwzględniania potrzeb bilansowych systemu elektroenergetycznego i bez konieczności połączenia z siecią źródeł wytwórczych oraz elektrolizerów (praca off-grid);
- D. Stworzenie systemu przesyłania, magazynowania i dystrybucji wodoru w celu zaspokojenia potrzeb bilansowych elektroenergetyki oraz w celu zaspokojenia narastającego popytu na ten gaz w innych dziedzinach gospodarki;
- E. Opanowanie efektywnych technik konwersji wodoru w energię elektryczną w celu równoważenia zapotrzebowania w okresach braku dostatecznej generacji ze źródeł OZE;
- F. Rozwój rozproszonych systemów wytwarzania i dystrybucji wodoru, w różnych konfiguracjach technicznych i biznesowych jako wsparcie globalnego systemu wielkoskalowego.

08

**PRZEGLĄD WYBRANYCH
STRATEGII WDRAŻANIA
ZIELONEGO WODORU**

8.1 Narzędzia polityczne i prawne związane z rozwojem produkcji wodoru i odnawialnych źródeł energii

Plan rozwoju wodoru odnawialnego w oparciu o odnawialne źródła energii w tym morską energię wiatrową, jest jednym z fundamentów transformacji energetycznej oraz redukcji emisji CO₂. Polityka obniżania emisji przyspieszyła w 2018 r. wraz z przejęciem przewodnictwa w Komisji Europejskiej przez Ursulę von der Leyen. Wówczas przekształcono politykę na rzecz klimatu i energii w *Europejski Zielony Ład* wielką strategią gospodarczą i przemysłową, której rdzeniem jest ochrona klimatu²¹⁶. Podwyższono planowaną redukcję gazów cieplarnianych do 55% w 2030 r., co uzyskało akceptację wszystkich państw Wspólnoty w grudniu 2020 roku²¹⁷. Rozpoczęto kształtowanie polityk, narzędzi prawnych, systemu normatywnego oraz instrumentów wsparcia finansowego dla realizacji *Europejskiego Zielonego Ładu*²¹⁸. Podjęte działania uruchomią strumień 1 bln EUR na transformację energetyczną do 2030 roku²¹⁹. Zaprojektowano wsparcie finansowe na poziomie 30% budżetu UE na lata: 2021–2027.

Kolejną dźwignią finansową transformacji energetycznej jest Fundusz Odbudowy (ang. *Next Generation EU*) z kwotą ponad 723 mld EUR, z lutego 2021 r.²²⁰ (ma pobudzić gospodarkę po kryzysie i recesji wywołanej pandemią COVID-19 – środki będą wydatkowane w oparciu o priorytety *Zielonego Ładu*)²²¹. Dodatkowo, na wdrożenie tej polityki będzie potrzeba wieloletnich inwestycji w corocznej kwocie 260 mld EUR (1,5% PKB państw UE z 2018 r.)²²². Oznacza to, że Polska do 2027 przeznaczy 30% z kwoty 170 mld EUR na transformację energetyczną²²³ i duże wsparcie wodoru odnawialnego. Ten sektor jest traktowany jako ważny podsystem redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE.

8.2 Strategia wodorowa Unii Europejskiej

Unijna strategia wodorowa, opisana już częściowo w p. 2.5, wskazuje na szerokie zastosowania wodoru odnawialnego lub niskoemisyjnego jako nośnika energii, paliwa oraz magazynu energii. Wodór efektywnie eliminuje emisje z procesów przemysłowych w tych sektorach gospodarki, w których dotychczas był wykorzystywany węgiel (przemysł stalowy, chemiczny)²²⁴ oraz realizuje cel polityki społecznej jakim jest tworzenie nowych miejsc pracy²²⁵.

216 U. von der Leyen, Unia która mierzy wyżej, *Wytyczne polityczne na następną kadencję Komisji Europejskiej (2019–2024)*, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/pl/ip_19_5542/IP_19_5542_PL.pdf (dostęp: 11.08.2021 r.).

217 Konkluzje Rady Europejskiej z 11 grudnia 2020 r. EUCO 22/20 CO EUR 17 CONCL 8, <https://www.consilium.europa.eu/pl/documents-publications/public-register/euco-conclusions/?year=2020> (dostęp: 10.08.2021 r.).

218 Europejski Zielony Ład, Komunikat Komisji Do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Bruksela, z 11.12.2019 R. Com(2019) 640 Final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN>

219 *Ibidem*, s. 7.

220 The EU's 2021-2027 long-term budget & NextGenerationEU. Facts and figures <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/d3e77637-a963-11eb-9585-01aa75ed71a1/language-pl>

221 Plan odbudowy dla Europy, https://ec.europa.eu/info/strategy/recovery-plan-europe_pl

222 Europejski Zielony Ład, Komunikat Komisji Do Parlamentu Europejskiego...

223 Czym jest Krajowy Plan Odbudowy, Jak powstał unijny Fundusz Odbudowy i co ma wspólnego z Krajowym Planem Odbudowy, <https://www.gov.pl/web/planodbudowy/czym-jest-kpo2>

224 Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Bruksela, z 8.07.2020 r. Com(2020) 301 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>

225 *Ibidem*, s. 2.

Koncerny europejskie mogą konkurować w świecie w czystych technologiach wodorowych, są przygotowane do uczestnictwa w rozwoju tworzącego się sektora przemysłu. Celem jest uzyskania kluczowej pozycji na świecie w technologiach odnawialnych źródeł energii. Prognozy wskazują, że w 2050 r. czysty wodór będzie zaspokajać 22% światowego zapotrzebowania na energię z rynkiem o wartości 700 mld USD²²⁶. W UE wodór będzie odpowiadał za 24% zapotrzebowania na energię w 2050 r.²²⁷, jeśli polityki UE będą prowadziły do osiągnięcia wyższego celu redukcji emisji CO₂ niż zobowiązano się w Porozumieniach Paryskich²²⁸ dotyczących globalnego ocieplenia²²⁹.

Sektor przemysłu wodorowego ma stworzyć 1 mln nowych miejsc pracy, zaś łączne inwestycyjne w UE oszacowano w przedziale 180–470 mld EUR²³⁰. Najniższy poziom inwestycji (180 mld EUR) oznacza wdrożenie potężnego projektu przemysłowego na skalę całej Unii Europejskiej²³¹ – jednak strategię UE będą celowały wyżej, co spowoduje inwestycje bliżej pułapu 470 mld EUR.

8.2.1 Unia Europejska – wodór – projektowany system wsparcia – regulacje

Unijna strategia wodorowa wskazuje na priorytet produkcji wodoru odnawialnego z energetyki wiatrowej i fotowoltaiki. Wybór wodoru odnawialnego wynika z faktu, że koncerny przemysłowe z państw UE mają silną pozycję w przemyśle wytwarzania elektrolizerów²³². Można spodziewać się następującego związku: uruchomienie wsparcia dla wodoru odnawialnego zostanie powiązane z wielkoskalowym rozwojem energetyki ze źródeł odnawialnych. System rozwoju sektora wodorowego to: pomoc państwa i Unii Europejskiej, instrumenty finansowe (środki dotacyjne, preferencyjne kredyty), narzędzia regulacyjne (rozwiązania prawne wspierające rozwój sektora przemysłu). Analiza komunikatów UE wskazuje, że z jednej strony do 2030 r. zostanie zbudowany konkurencyjny rynek wodoru w UE, z mechanizmem rozdzielania dostaw wodoru między odbiorców końcowych²³³. Z drugiej zaś, zapowiedziano nowe wytyczne i ramy prawne określające zasady pomocy dla wodoru odnawialnego, oraz pobudzanie popytu i podaży. Mają staneć czyste technologie produkcji i dystrybucji. Zapowiedziano przeznaczenie określonej części energii z OZE do produkcji wodoru oraz budowę systemu wsparcia zapewniającego konkurencyjność z paliwami kopalnymi²³⁴. Wspomagania finansowe otrzymają także magazyny i bunkrowanie wodoru, a także końcowe produkty przemysłowe branży wodorowej. Pojawią się zachęty na poziomie UE, m.in. oparte o system kwotowy (minimalne poziomy wykorzystania wodoru odnawialnego w przemyśle che-

226 Hydrogen Economy Outlook, Key messages, Bloomberg NEF, z dn. 30.03.2020 r., s. 8.

227 Hydrogen Roadmap Europe, A Sustainable Pathway for the European Energy Transition, Publications Office of The European Union, 2019, s. 8, <https://www.fch.europa.eu/news/hydrogen-roadmap-europe-sustainable-pathway-european-energy-transition>

228 Porozumienie Paryskie podsumowujące 21. Konferencję ONZ w sprawie zmian klimatu. Porozumienie zobowiązuje do przedstawienia do 2020 r. długoterminowych scenariuszy ograniczenia emisji gazów cieplarnianych zgodnie z metodologią przyjętą przez IPCC. Celem Porozumienia jest ograniczenie średniego wzrostu temperatury na Ziemi znacznie poniżej 2°C w okresie 1750-2100 oraz dążenie do ograniczenia tego wzrostu do 1,5°C.

229 Gdyby jednak sektor przemysłu wodorowego był rozwijany wyłącznie w oparciu o cele redukcyjne przyjęte na podstawie Porozumienia Paryskiego, to wystarczy, że w 2050 r. wodór odpowiadałby za 8% zapotrzebowania na energię.

230 Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu..., s. 2.

231 Warto przypomnieć, iż niższa wartość skumulowanych inwestycji zapewni realizację ustaleń Porozumienia Paryskiego, mającej umożliwić realizację planu obniżenia temperatury do poniżej 2°C. Celem Porozumienia – jak już wskazano – jest ograniczenie średniego wzrostu temperatury na Ziemi znacznie poniżej 2°C w okresie 1750–2100 oraz dążenie do ograniczenia tego wzrostu do 1,5°C.

232 Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu..., s. 6.

233 *Ibidem*, s. 7, 8.

234 *Ibidem*, s. 12.

micznym, transporcie²³⁵). Powstaną wspólne normy dla technologii i urządzeń końcowych, zbudowane tak, aby eliminować produkcję z wykorzystaniem paliwa węglowego (*de facto* stworzy to bariery dla urządzeń z państw azjatyckich). Planuje się budowę certyfikacji wodoru odnawialnego w oparciu o system EU ETS. Przewidziano tzw. gwarancje pochodzenia dla wykorzystywanego w transporcie wodoru odnawialnego ze źródeł odnawialnych²³⁶ oraz certyfikaty zrównoważonego rozwoju, mające poprawić opłacalność produkcji oraz handlu tym paliwem na rynku wspólnotowym²³⁷.

Pojawią się kontrakty różnicowe dla wodoru niskoemisyjnego, aby eliminować wodór wysokoemisyjny w rafineriach naftowych, przy produkcji stali, nawozów sztucznych, chemikaliów, paliw syntetycznych, paliw wodoropochodnych (amoniak)²³⁸. Zasygnalizowano bezpośrednie systemy wsparcia i minimalne wolumeny produkcji. Strategia wodorowa UE, zakłada, że do 2030 r. zostanie wybudowany ekosystem wodorowy o dużej skali gotowy do komercjalizacji²³⁹. Wspierana będzie też produkcję wodoru w klastrach przemysłowych, w regionach przybrzeżnych, w bezpośredniej bliskości lokalizacyjnej morskich farm wiatrowych. Zostanie przyjęte prawo ułatwiające budowę i eksploatację rurociągów oraz bezpośrednich linii energetycznych²⁴⁰.

8.2.2 Wodór odnawialny – prognozowana wielkość produkcji i wsparcie finansowe, odbiorcy końcowi

Wodór odnawialny produkowany przez OZE postrzegany jest jako nośnik energii zastępujący paliwa kopalne (ropę naftową, paliwa ropopochodne, węgiel). Ma także stać się magazynem energii, będzie odgrywał kluczową rolę w utrzymaniu przemysłu gazowego, poprzez uzupełnianie, a z czasem zastępowanie gazu ziemnego w koszyku paliw gazowych. Niezbędna jest przebudowa systemu energetycznego w trzech wymiarach. Pierwszy, to dążenie do działania sektora elektroenergetycznego w obiegu zamkniętym. Drugi, to elektryfikacja sektorów końcowych gospodarki – w oparciu o OZE. Trzeci, to szerokie zastosowanie paliw odnawialnych, w tym wodoru odnawialnego tam, gdzie pełna elektryfikacja nie jest możliwa²⁴¹.

Zakłada się, że wodór odegra kluczową rolę w modernizacji przemysłu gazu ziemnego. Gaz ziemny wysokometanowy jest traktowany jako rozwiązanie przejściowe z uwagi na poziom emisji CO₂. To uruchamia proces zmiany składu koszyka paliwowego: zastępowania gazu wysokometanowego gazem bezemisyjnym. W 2050 r. koszyk prawdopodobnie będzie zawierał: 20% gazu ziemnego i 80% gazów odnawialnych (przede wszystkim wodoru odnawialnego)²⁴².

235 *Ibidem*, s. 14.

236 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (wersja przekształcona) (tekst mający znaczenie dla EOG), 2018/2001 z 11 grudnia 2018 r. L 328/82, art. 19, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A32018L2001> (dostęp: 11.08.2021 r.).

237 Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu..., s. 15.

238 *Ibidem*, s. 16.

239 *Ibidem*, s. 17.

240 Art. 38 – zawierający opis ułatwień i wyłączeń z regulacji prawny dla gazociągów bezpośrednich w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/prawo/prawo-wspolnotowe/dyrektywy/4350,Dz-U-UE-L-0921194.html> (dostęp 11.08.2021 r.), art. 7 – linie bezpośrednie, zawiera ułatwienia i wyłączenia takich inwestycji, Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca Dyrektywę 2012/27/UE, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX%3A32019L0944>

241 Impuls dla gospodarki neutralnej dla klimatu: Strategia UE dotycząca integracji systemu energetycznego, Komunikat Komisji Do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Bruksela, 8.7.2020 r. Com(2020) 299 Final, s. 3, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0299>

242 *Ibidem*, s. 19.

Kluczowa dla wodoru odnawialnego jest energetyka odnawialna. Jej udział w wytwarzaniu prądu ma do 2030 r. wzrosnąć dwukrotnie, do poziomu 55–60%, zaś do 2050 r. ma pokrywać ok. 84% zapotrzebowania²⁴³. Najważniejsza będzie morska energetyka wiatrowa. W 2050 r. moc zainstalowana w morskich farmach wiatrowych w państwach UE ma osiągnąć: 300–450 GW (obecnie: 12 GW)²⁴⁴. Jeśli moc zainstalowana wyniesie 300 GW, to nastąpi 25-krotny wzrost; jeśli 450 GW, to ponad 37-krotny przyrost mocy zainstalowanej. To uzmysławia wielką skalę rozbudowy energetyki wiatrowej – produkcja wodoru ma stymulować wzrost mocy instalowanej na farmach wiatrowych²⁴⁵.

Po 2030 roku, według strategii UE, jedna czwarta energii elektrycznej wyprodukowanej przez OZE powinna zostać przeznaczona na produkcję wodoru odnawialnego²⁴⁶. To oznacza jego wielkoskalową produkcję. Inwestycje w elektrolizery pochłoną według szacunków od 24 do 42 mld EUR. Kolejne wydatki na kwoty: 220–340 mld EUR, zwiększą skalę produkcji i umożliwią podłączenie 80–120 GW elektrolizatorów do odnawialnych źródeł energii wykorzystujących energię słoneczną i wiatrową²⁴⁷. Następne 65 mld EUR to koszt inwestycji w magazynowanie wodoru, jego dystrybucję oraz transport.

8.3 Strategie wodorowe Republiki Federalnej Niemiec, Japonii i Stanów Zjednoczonych

8.3.1 Republika Federalna Niemiec

Republika Federalna Niemiec w *Narodowej Strategii Wodorowej Niemiec* (niem. *Nationale Wasserstoffstrategie*, ang. *The National Hydrogen Strategy*) przyjętej w 2020 r. wyznaczyła kierunki rozwoju gospodarki wodorowej. Strategicznym celem jest zastępowanie paliw płynnych i gazowych zielonym wodorem, który postrzegany jest jako jedyna długoterminowa opcja produkcji wodoru w sposób zrównoważony.

Zakłada się, że w perspektywie 2023 r. zostaną stworzone podstawy krajowego rynku wodoru, zaś w kolejnych latach ma dojść do ustabilizowania oraz ukształtowania tego rynku w skali nie tylko krajowej, ale przede wszystkim międzynarodowej. W niemieckiej strategii wodorowej wskazuje się obszary, które mogą mieć największe zastosowanie w odniesieniu do wodoru i są to: transport, przemysł, ciepłownictwo, magazynowanie energii. Do produkcji wodoru konieczna będzie rozbudowa energetyki morskiej wiatrowej i fotowoltaiki²⁴⁸. Produkcja paliw syntetycznych będzie upowszechniała rolę wodoru w transporcie oraz dodawanie min. 2% kerozyny do paliwa lotniczego²⁴⁹.

Niemcy zużywają obecnie ok. 55 TWh wodoru, do 2030 r. zapotrzebowanie zwiększy się do: 90–110 TWh²⁵⁰. Produkcja odbędzie się z prądu wytworzonego w morskiej energetyce wiatrowej i lądowej.

243 *Ibidem*, s. 9.

244 *Ibidem*, s. 9.

245 Strategia UE mająca na celu wykorzystanie potencjału energii z morskich źródeł odnawialnych na rzecz neutralnej dla klimatu przyszłości, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Bruksela, 19.11.2020 r. COM(2020) 741 final, s. 15, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2020%3A741%3AFIN&qid=1605792629666>

246 *Ibidem*, s. 8.

247 *Ibidem*, s. 9.

248 *The German Hydrogen Strategy*, Watson Farley & Williams, 2021, <https://www.wfw.com/articles/the-german-hydrogen-strategy/>

249 M. Kędziński, *Niemiecka strategia wodorowa: zielony wodór w centrum uwagi*, Ośrodek Studiów Wschodnich, 2020, <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2020-06-16/niemiecka-strategia-wodorowa-zielony-wodor-w-centrum-uwagi>

250 *The National Hydrogen Strategy*, Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energii Republiki Federalnej Niemiec, 2020, <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.html>

wej (fotowoltaika)²⁵¹. Własna produkcja wodoru odnawialnego zaspokoi 16% potrzeb – pozostały będzie importowany²⁵².

Podstawą rozwoju gospodarki wodorowej będzie system przesyłowy i dystrybucyjny gazu ziemnego. Gazociągi zostaną przebadane pod kątem dostosowania ich do wykorzystania na potrzeby przesyłania wodoru, zaś zmodernizowane rurociągi gazu ziemnego zostaną zweryfikowane pod względem możliwości zapewnienia im kompatybilności z wodorem²⁵³. Nakłady na rozwój niemieckiej gospodarki wodorowej wyniosą 7–9 mld EUR, rządowe inwestycje wyniosą kolejne 12 mld EUR do 2026 r.²⁵⁴, zaś zagraniczne m.in.: w Afryce to kolejne 2 mld EUR²⁵⁵. Rozwój zielonego wodoru będzie wspierany na poziomie landów o potencjale dla rozwoju energetyki odnawialnej²⁵⁶.

Strategicznym celem Republiki Federalnej Niemiec jest osiągnięcie pozycji lidera międzynarodowego w obszarze gospodarki wodorowej oraz eksporcie technologii i rozwiązań wodorowych²⁵⁷. Niemcy dążą do wprowadzenia wodoru do polityki globalnej posiadają zdolność kreowania nowych obszarów rywalizacji politycznej w obszarze geoeconomii. Stwarzając nowe fragmenty rzeczywistości, wytwarzają pola rywalizacji oraz nowe formy zdobywania źródeł przewag konkurencyjnych²⁵⁸. Dążą do stania się światowym liderem technologii wodorowych. W interesie niemieckiej gospodarki jest, aby wodór odgrywał kluczową rolę w procesie transformacji energetycznej. W pierwszej kolejności stworzony zostanie wewnętrzny rynek wodoru w ramach Unii Europejskiej, zaś docelowo rynek globalny.

Niemcy dążą do ustalenia standardów certyfikacji produkcji wodoru, co zwiększyłoby przewagę konkurencyjną niemieckiej gospodarki nad pozostałymi oraz przyczyniłoby się do wykorzystywania międzynarodowego handlu wodorem i produktami pochodnymi do celów geopolitycznych. Kluczowe znaczenie dla budowania pozycji Niemiec w ramach światowej gospodarki wodorowej będzie miała infrastruktura gazowa składająca się z gazociągów przesyłowych, dystrybucyjnych oraz magazynów gazu.

Celem Republiki Federalnej Niemiec jest rozbudowanie mocy elektrolizerów do 5 GW w perspektywie 2030 r.²⁵⁹, zaś w perspektywie 2040 r. do 10 GW. Krajowa produkcja nie zaspokoi potrzeb, niezbędny będzie dodatkowy import wodoru – głównie z Afryki²⁶⁰, Holandii, Norwegii oraz Federacji Rosyjskiej²⁶¹.

251 Szacuje się, że do produkcji 14 TWh zielonego wodoru potrzebna będzie energia elektryczna pochodząca z odnawialnych źródeł energii na poziomie 20 TWh. Za: *The German Hydrogen Strategy*, Watson Farley & Williams, 2021, <https://www.wfw.com/articles/the-german-hydrogen-strategy/>

252 M. Kędzierski, *Niemiecka strategia wodorowa...*

253 *The National Hydrogen Strategy*, Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energii Republiki Federalnej Niemiec, 2020, <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.html>

254 K. Zamorowska, *10 GW mocy z elektrolizy wodoru zielonego do 2040 r. w Strategii wodorowej Niemiec*, „Teraz Środowisko”, <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/strategia-wodorowa-Niemcy-zielony-wodor-8824.html>, 2020; *The German Hydrogen Strategy*, Watson Farley & Williams, 2021, <https://www.wfw.com/articles/the-german-hydrogen-strategy/>

255 M. Kędzierski, *Niemiecka strategia wodorowa...*

256 A. Fedorowska, *Strategie wodorowe w Niemczech*, „Rzeczpospolita”, <https://energia.rp.pl/nowa-energia/22411-strategie-wodorowe-w-niemczech>, 2020

257 M. Kędzierski, *Niemiecka strategia wodorowa...*

258 M. Foucault, *Bezpieczeństwo, terytorium, populacja*, PWN, Warszawa 2018.

259 Będzie to umożliwiała produkcję 14 TWh zielonego wodoru rocznie.

260 S. Göss, *Germany's plans to be a Hydrogen leader: producer, consumer, solutions provider*, „Energypost.eu”, 2021, <https://energypost.eu/germanys-plans-to-be-a-hydrogen-leader-producer-consumer-solutions-provider/#comment-419583>

261 *Niemcy przyjęli strategię energetyczną. Kluczowa rola wodoru*, „Gramzielone.pl”, 2020, <https://www.gramzielone.pl/trendy/103197/niemcy-przyjeli-strategie-energetyczna-kluczowa-rola-wodoru>; K. Magdaliński, *Niemiecka Strategia Wodorowa*, „Myśl Suwerenna” 2021, <https://myslsuwerenna.pl/nemiecka-strategia-wodorowa/>

Dotychczasowi importerzy gazu ziemnego do Niemiec zachowują swoją pozycję w obszarze dostaw wodoru ze względu na sieć połączeń gazowych z Niemcami.

8.3.2 Stany Zjednoczone

Departament Energii USA jest autorem strategii wodorowej Stanów Zjednoczonych. Amerykanie planują uruchomienie produkcji wodoru z energii elektrycznej wyprodukowanej w odnawialnych źródłach energii, energetyce nuklearnej oraz z paliw kopalnych – pod warunkiem składowania dwutlenku węgla. W sierpniu 2021 r. Kongres głosował nad ustawą, na mocy której infrastruktura wodorowa zostanie wsparta inwestycjami wartymi 9,2 mld USD. Planowane jest wybudowanie wielu hubów wodorowych. Ustawa wprowadza również definicję czystego wodoru, wskazując, że tylko 2 kg CO₂ mogą zostać wyemitowane przy produkcji 1 kg wodoru (wytworzenie 1 kg tzw. wodoru z paliw kopalnych wiąże się z emisją 9-12 kg CO₂)²⁶².

Ważny jest także plan Departamentu Energii, nazwany „strzałem wodorowym”, mający na celu obniżenie ceny 1 kg wodoru odnawialnego do 1 USD do końca 2030 roku. Cel 80% redukcji kosztów wytwarzania wodoru odnawialnego jest traktowany jako kluczowe działanie, umożliwiające rozwinięcie szerokiego zastosowania tego nośnika do m.in. produkcji stali, amoniaku, produkcji ciężarówek dużej ładowności. Departament Energii szacuje, że obniżenie kosztów wytwarzania wodoru umożliwiłoby konkurencję w skali globalnej²⁶³.

Amerykańska strategia wodorowa szacuje wartość światowego rynku technologii wodorowych na 2,5 bln USD do 2050 roku. Prognozuje się, że do 2050 r. gospodarka wodorowa wygenerować przychody w wysokości 750 mld USD oraz zapewnić łącznie 3,4 mln nowych miejsc pracy w Stanach Zjednoczonych. Obecnie przemysł zaczyna inwestować w projekty wodorowe na dużą skalę, w wielu miejscach te działania dotyczą zarówno produkcji przechowywania oraz wykorzystania końcowego wodoru m.in. do wytwarzania energii elektrycznej. Wyprodukowano generatory energii elektrycznej dużej mocy przystosowane do spalania mieszanki wodoru i gazu wysokometanowego. Wiele z tych innowacyjnych rozwiązań technicznych udało się skomercjalizować dzięki grantom finansowym Departamentu Energii²⁶⁴. W Stanach Zjednoczonych dużą rolę w rozwoju sektora wodorowego pełnią władze municypalne. Dla przykładu, władze Los Angeles chcą, aby ich miasto stało się pierwszym w USA, w którym energia elektryczna wytwarzana będzie z czystego wodoru. Dlatego planują zrezygnowanie z elektrowni węglowych i gazowych. Projekt miasta ma zostać zrealizowany w dwóch etapach, które mają umożliwić zastąpienie elektrowni węglowej w Utah o mocy 1,9 tys. MW. W pierwszym etapie do 2025 r. powstaną dwie instalacje gazowe o mocy 840 megawatów. Następnie mają zostać połączone w wart 1 mld USD magazyn energii, przylegający do instalacji wodorowej²⁶⁵.

262 M. Perzyński, *Amerykanie przeznaczą 9,2 mld USD na rozwój gospodarki wodorowej*, „BiznesAlert.pl”, dn. 05.08.2021 r., <https://biznesalert.pl/usa-gospodarka-wodorowa-ustawa-zalozenia/>

263 *Hydrogen Shot*, Overview, <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-shot>

264 *Hydrogen Program Plan*, Department of Energy, listopad 2020 r., s. 3, https://www.hydrogen.energy.gov/roadmaps_vision.html

265 *Los Angeles chce być pierwszym miastem w USA zasilanym wodorem*, „wnp.pl” z dn. 16.03.2020 r., <https://www.wnp.pl/energetyka/los-angeles-chce-byc-pierwszym-miastem-w-usa-zasilanym-wodorem,379140.html>

8.3.3 Japonia

W Japonii już w 2017 r. zatwierdzono strategię wodorową. Planuje się, że rozwój sektora wodorowego przyczyni się do przełamania stagnacji gospodarczej. Wszystkie działania ukierunkowane są zarówno na obniżenie ceny dostępnego wodoru na rynku, jak i rozwój technologii, w których wodór może znaleźć zastosowanie. Szacują, że pod koniec bieżącej dekady cena wodoru odnawialnego obniży się do 2,7 EUR/kg zaś od 2040 r. ma wynosić 1,7 EUR/kg. Jeśli obniżenie ceny zostanie osiągnięte, wówczas od 2030 r. pojawi się ekonomiczne uzasadnienie dla szerszego zastosowanie wodoru w gospodarce. Zakłada się produkcję wodoru z odnawialnych źródeł energii. Przewiduje się budowę zdywersyfikowanego rynku wodorowego, rozwój technologii wodorowych oraz budowę międzynarodowego łańcucha dostaw. Taka polityka ma podstawy w położeniu geograficznym oraz braku znaczących zasobów naturalnych kraju.

W Japonii, tak jak w innych państwach dotychczasowe wsparcie państwa dla rozwoju sektora gospodarki wodorowej nie było znaczące i nie przekraczało kwoty kilkuset milionów EUR. Strategia planuje rozwój określonych sektorów odbiorców końcowych. Wodór znajdzie zastosowanie przy produkcji energii elektrycznej – w 2020 r. łączna moc zainstalowana w ogniach napędzanych generatorach wykorzystujących wodór sięgnęła 1000 MW. Ważne działania zaplanowano w transporcie: pod koniec 2025 r. flota aut wodorowych ma sięgnąć 200 tys. pojazdów, pięć lat później będzie ich już cztery razy więcej. Spowoduje to wzrost liczby punktów tankowania: do 320 za pięć lat, w porównaniu ze 160 działającymi obecnie. Z czasem przewiduje się rozwój transportu ciężkiego i żeglugi przybrzeżnej.

Japonia planuje zawieranie partnerstw energetycznych tak jak Niemcy. Najważniejszym partnerem ma być Australia, zaś współpraca ma dotyczyć zarówno dostaw wodoru, jak i ogni wodorowych. Japonia ma już doświadczenie w podpisywaniu partnerstw międzynarodowych – jednym z dostawców wodoru do Japonii jest Sułtanat Brunei²⁶⁶.

266 Na podst.: *Basic Hydrogen Strategy*, Ministerial Council on Renewable Energy, Hydrogen and Related Issues, z dn. 26.12.2017 r., https://www.meti.go.jp/english/press/2017/1226_003.html oraz Niemcy i Japonia. Wodorowe strategie przyszłości, Esperis Consulting, sierpień 2021, <https://esperis.pl/home-en-2-3/our-reports-2-4/>

09

**ZIELONY WODÓR JAKO NARZĘDZIE
DEKARBONIZACJI GOSPODARKI
– PROBLEMY WYBRANE**

9.1 Mieszanie wodoru z gazem ziemnym

Gęstość energetyczna wodoru wynosi 1/3 gęstości gazu ziemnego, co powoduje, że zawartość energii w jednostce mieszanki jest mniejsza niż w czystym gazie ziemnym. Wskazuje się, że 3 proc. mieszanka wodoru z gazem ziemnym zmniejszy ilość energii transportowanej przez rurociąg o 2%²⁶⁷. To zwiększa obciążenie rurociągów i ich koszty funkcjonowania – będzie potrzebne więcej energii na przetłoczenie mieszanki o ekwiwalencie energetycznym czystego gazu ziemnego. Z tej przyczyny zmniejszy się przepustowość gazociągów. Istnieje prawdopodobieństwo, że w kolejnej dekadzie rurociągi zostaną przystosowane do transportowania mieszanki o zwiększonej zawartości wodoru.

Osiągnięcie określonych poziomów mieszania wodoru z gazem będzie zależne od możliwości wykorzystania mieszaniny w urządzeniach końcowych. Przemysł już produkuje np. turbiny wytwarzające energię elektryczną, przystosowaną do zasilania 30% mieszanką wodoru z gazem ziemnym²⁶⁸. Górna granica składu mieszanki będzie zależała od technicznych możliwości przystosowania urządzeń. Ważna jest międzynarodowa standaryzacja, określająca zarówno wspólne normy przesyłanej i magazynowanej mieszanki wodoru z gazem ziemnym, jak i dopasowanie parametrów urządzeń końcowych do zasilania mieszankami. Wiele gazowych urządzeń grzewczych i wyposażenia kuchennego stosowanych na kontynencie europejskim jest certyfikowane do zasilania 23% mieszaniną wodoru, jednak nie przeprowadzono badań odnośnie do resursu urządzeń zasilanych takim paliwem²⁶⁹.

Obecnie istnieje 37 projektów demonstracyjnych badających mieszanie wodoru w sieci gazowej. Projekt Ameland w Holandii nie wykazał, aby 30% mieszanka wodoru stwarzała trudności dla urządzeń domowych: kotłów, płyt gazowych oraz urządzeń do gotowania²⁷⁰. Z kolei w Wielkiej Brytanii, realizowany jest projekt H21 Leeds City Gate, dostosowujący do 2028 r. miejską sieć dystrybucyjną gazu ziemnego do transportu 100% wodoru. Podobne projekty przygotowują inne brytyjskie miasta. Takie przekształcenia sieci i urządzeń końcowych miały już miejsce w przeszłości. W latach 60. i 70. XX wieku, przez dziesięć lat za kwotę 12 mld dolarów dostosowano wszystkie urządzenia końcowe do gazu wysokometanowego w Wielkiej Brytanii, zastępując nim gaz miejski o zawartości 50% wodoru. Taki sam proces przeprowadzono także w Austrii, Niemczech i w Stanach Zjednoczonych.

Największe trudności wiążą się z dostosowaniem przemysłu – wiele urządzeń końcowych nie certyfikowano ani też nie testowano odnośnie do zasilania mieszanką wodorową. Większość istniejących konstrukcji turbin gazowych może być zasilana jedynie 3–5% mieszanką z wodorem. Prognozuje się, że do końca dekady zostaną wyprodukowane turbiny zdolne do pracy także czystym wodorem²⁷¹. Jest możliwe, że modernizacja wielu urządzeń przemysłowych umożliwi zasilanie mieszanką ze znacznie większą zawartością wodoru.

267 *The Future of Hydrogen. Seizing Today's Opportunities...*, s. 71.

268 *Hydrogen Program Plan*, Department of Energy, listopad 2020 r., s. 24, https://www.hydrogen.energy.gov/roadmaps_vision.html

269 *The Future of Hydrogen. Seizing Today's Opportunities...*, s. 71.

270 *Ibidem*, s. 73.

271 *Ibidem*, s. 156.

9.2 Transport i dystrybucja mieszanin wodoru

Podstawowe wyzwanie, jakie wiąże się z dostosowaniem wodoru do systemów dystrybucyjnych są własności fizyczno-chemiczne gazu: niska objętościowa gęstość energetyczna oraz duża masowa gęstość energii. Z tych przyczyn wodór wydaje się optymalnym nośnikiem energii do zastosowania w elastycznych systemach energetycznych, można go także transportować na duże bardzo odległości.

Koszty transportu i magazynowania mają duże znacznie dla tworzenia się rynku wodoru odnawialnego. Jeśli nośnik będzie wykorzystywany w pobliżu miejsca jego produkcji, koszty będą znikome. Jeśli będzie transportowany na duże odległości wówczas koszty przesyłu i dystrybucji mogą sięgnąć trzykrotnej wartości kosztów wytworzenia wodoru²⁷². Tak diagnozuje Międzynarodowa Agencja Energii. Wydaje się, że w przypadku Polski koszty transportu będą niższe z uwagi na mniejsze odległości.

Mieszanie wodoru w sieciach gazociągowych to najtańsza i najbardziej efektywna technologia transportowa. Wymaga jedynie dostosowania technicznego istniejących obecnie gazociągów do mieszanki wodoru odnawialnego z gazem ziemnym wysokometanowym. Szacuje się, że na odległości do 1500 km taki transport będzie najtańszy. Powyżej 1500 km, co w przypadku produkcji wodoru w Polsce nie wystąpi, najbardziej opłacalny jest transport wodoru przekształconego w amoniak oraz przy zastosowaniu niedawno skomercjalizowanej technologii LOHC²⁷³. W wielu państwach, wodór ciekły lub sprężony transportowany jest ciężarówkami i ten rodzaj transportu będzie dominować do końca obecnej dekady. W ten sposób przesyłane jest 15% wyprodukowanego wodoru, pozostałe 85% jest wykorzystywane w procesach technologicznych w miejscu wyprodukowania nośnika²⁷⁴.

Tolerancja na wodór w poszczególnych ogniwach łańcucha przesyłu gazociągowego jest zróżnicowana. Rurociągi przesyłowe można dostosować do 10% mieszanki wodoru z gazem ziemnym, ponieważ przesył wodoru wymaga podawania wyższego ciśnienia przez kompresory (z powodu mniejszej gęstości wodoru od gazu ziemnego), które to urządzenia wykazują najmniejszą tolerancję na wodór. Obecnie stosowane kompresory w sieciach przesyłowych pozwalają na tłoczenie 10% poziom domieszki wodoru. Jest wysoce prawdopodobne, że modernizacja najmniej odpornych na działanie wodoru ich podzespołów umożliwi podwyższenie składu mieszaniny. Z kolei sieci dystrybucyjne, z uwagi na niższe ciśnienia charakteryzują się wyższą tolerancją – możliwy jest przesył 50% mieszanki wodoru. Tylko niektóre ogniwa systemu dystrybucji gazu ziemnego wykazują bardzo dużą tolerancję – gazociągi dystrybucyjne z polietylenu mogą transportować nawet 100% wodór. W Polsce, wyzwaniem dla transportu mieszanki wodoru z gazem ziemnym może okazać się przestarzały system przesyłowy i dystrybucyjny. Spośród ponad 10,7 tys. km sieci przesyłowych połowa ma ponad 36 lat, jedynie 10% ma mniej niż 5 lat. W sieciach dystrybucyjnych o długości ok 195 tys. km ponad 25% liczy 30 lat, zaledwie 18% ma mniej niż 10 lat²⁷⁵. Można jednak założyć, że wysoki poziom wyeksploatowania części gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych nie stanowi tak poważnej przeszkody, skoro w polityce energetycznej zapowiedziano

272 *The Future of Hydrogen. Seizing Today's Opportunities...*, s. 67.

273 LOHC – ang. *Liquid Organic Hydrogen Carriers*, to technologia oparta na związkach organicznych, mających zdolność do absorbować a następnie uwalniania wodoru w wyniku zastosowanych reakcji chemicznych. Tę technologię na skalę przemysłową zastosowała Japonia w 2020 r., w celu realizacji partnerstwa wodorowego z Sultanatem Brunei. Dostawy wodoru do Japonii wykorzystują technologię LOHC koncernu Kawasaki opartej na toluenie. Technologia LOHC jest rozwijana w innych państwach Dalekiego Wschodu. Koreański koncern Hyundai Motor inwestuje w rozwój stacjonarnych i pokładowych systemów LOHC. Technologie LOHC umożliwiają obniżenie kosztów transportu, ale generują znaczne koszty w procesach konwersji wodoru do transportu i ponownej konwersji do przed wykorzystaniem gospodarczym.

274 *The Future of Hydrogen. Seizing Today's Opportunities...*, s. 67–68.

275 M. Maj, A. Szpor, *Kierunki rozwoju gospodarki wodorowej...*, s. 24.

w 2030 r. uzyskanie przez sieć zdolność do transportowania 10% mieszanki wodoru z gazem ziemnym.

Z kolei raporty naukowe wskazują, że jest możliwe stosowanie mieszanki wodoru z gazem ziemnym w proporcjach: 20% – 80%. Wyższy udział wodoru jest możliwy pod warunkiem zastosowania syntetycznego metanu, możliwego także do wyprodukowania z wodoru. Jednak przy obecnych kosztach, taka operacja spowodowałaby znaczny wzrost cen takiego paliwa w porównaniu do mieszanki wodor – gaz ziemny w przeliczeniu na jednostkę energii²⁷⁶.

9.3 Sektor transportu wodoru oraz węglowodory syntetyczne

Wodór posiada potencjał jako paliwo w transporcie szczególnie w tych sektorach, w których elektryfikacja jest trudna. Większość strategii wodorowych państw UE, które zostały w ostatnich latach opublikowane wskazują, że wodór będzie stosowany głównie w transporcie. Przyczyni się to do zmniejszenia zapotrzebowania na importowane paliwa kopalne. Spośród poszczególnych gałęzi transportu wskazuje się na duży potencjał w zastosowaniu wodoru w ciężkim transporcie ciężkim, kolejowym, morskim oraz lotniczym.

W transporcie ciężkim oraz długodystansowym ogniwa paliwowe (FCEV) mają średnio czterokrotnie większą gęstość energetyczną niż baterie litowo-jonowe (BEV), dlatego umożliwiają osiągnięcie większych zasięgów kilometrowych. Napędy elektryczne nie do końca sprawdzają się w transporcie ciężkim, gdyż waga akumulatorów dodatkowo zwiększa masę pojazdu. Natomiast stosowanie paliw kopalnych w przypadku tych pojazdów prowadzi do bardzo dużej emisji dwutlenku węgla. Ponadto wodór jako paliwo można też zatankować ponad dziesięciokrotnie szybciej niż baterie litowo-jonowe²⁷⁷. Z tego względu sprawdzi się on również w lokalnych autobusach miejskich. Kluczowe będzie odpowiednie rozbudowanie infrastruktury w postaci stacji do tankowania wodorem. Istniejący kształt infrastruktury do tankowania dostosowany jest do paliw konwencjonalnych. Według Europejskiego Stowarzyszenia Producentów Samochodów w perspektywie 2025 r. powinno być zbudowanych w Europie blisko trzysta stacji do tankowania wodorem, zaś w perspektywie 2030 r. miałyby być ich tysiąc. Odległość pomiędzy poszczególnymi stacjami powinny wynosić 200 km²⁷⁸. Ponadto paliwo wodorowe może zwiększyć zasięg mobilności pojazdów wojskowych, a także ich bezpieczeństwo poprzez zmniejszenie przerw na postoje podczas wykonywania różnych misji. Należy przypomnieć, że transport ciężki jest charakterystyczny dla sił zbrojnych. Podobne wyzwania związane są z budową infrastruktury do tankowania wodoru dla transportu kolejowego²⁷⁹. Właśnie ta gałąź transportowa jest również bardzo perspektywiczna dla rozwiązań wodorowych, które będą mogły być stosowane w tych częściach transportu kolejowego, gdzie elektryfikacja jest niemożliwa, a wykorzystywana jest tam technologia diesla.

Ponadto wodór może być alternatywnym paliwem dla transportu morskiego obejmującego statki pasażerskie oraz żeglugi śródlądowej i żeglugi morskiej. Transport dalekomorski wymaga zastosowania paliw syntetycznych opartych o wodór, podobnie jak transport lotniczy, gdzie zastosowanie znajduje syntetyczna ciekła nafta (kerozyna) bądź inne paliwa syntetyczne. W lotnictwie dostrzega się również zasadność stosowania ciekłego wodoru jako paliwa (stosowany w rakietach kosmicznych).

276 *The Future of Hydrogen. Seizing Today's Opportunities...*, s. 147.

277 M. Dorociak, M. Tomecki, Wodorowa Alternatywa, „300Gospodarka” 2019, https://static.300gospodarka.pl/media/2019/04/alternatywa_wodorowa_raport.pdf

278 T. Budzik, *Europa potrzebuje stacji tankowania wodoru. Zdaniem ACEA w Polsce powinno być ich 40*, 2021, <https://e.autokult.pl/41343,europa-potrzebuje-stacji-tankowania-wodoru-zdaniem-acea-w-polsce-powinno-byc-ich-40>

279 *The National Hydrogen Strategy*, Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energii Republiki Federalnej Niemiec, BMWI, 2020, <https://www.bmw.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.html>

9.4 Magazynowanie wodoru

Rozwój możliwości produkcji energii z OZE, a w szczególności budowa mocy wiatrowych *off-shore*, będzie wymagał zapewnienia systemu wielkoskalowego magazynowania energii. Oczekiwany dalszy rozwój fotowoltaiki, której praca jest skorelowana z letnimi szczytami popytu na energię elektryczną, a także lądowych farm wiatrowych, które wytwarzają energię elektryczną w podobnych przedziałach czasowych, co morska energetyka wiatrowa²⁸⁰, tylko wzmocnią potrzebę magazynowania energii w skali całego systemu. O ile krótkoterminowe magazynowanie energii będzie można zaspokoić za pomocą małych, zdecentralizowanych systemów magazynowania, to średnio- i długoterminowe magazynowanie będzie wymagało rozwoju technologii wielkoskalowego magazynowania energii elektrycznej.

Rozwój łańcucha wartości sektora wodoru odnawialnego będzie wymagał magazynów. Terminal wysyłający wyprodukowany nośnik będzie potrzebował magazynu krótkoterminowego dla zgromadzenia wodoru przed wysyłką. Z kolei krótko- i średnioterminowe magazyny będą potrzebne dla sektora elektrociepłowniczego i ciepłowniczego, zaś długoterminowe magazynowanie oparte o wielkie pojemności będzie niezbędne dla szerszego wykorzystania wodoru w systemie gazowym, zgodnie z sezonowym cyklem pracy sektora (gromadzenie zapasów w sezonie letnim w celu zaspokojenia popytu w sezonie zimowym). Najbardziej efektywne i najtańsze jest magazynowanie podziemne. Potencjalnie, wodór można gromadzić w wyeksploatowanych złożach ropy naftowej lub gazu ziemnego, w warstwach wodonośnych, jednak najlepsze efekty daje wykorzystanie kawern solnych, powstałych z ługowania złóż soli. O ile do magazynów złożowych, gaz zatłaczany jest powoli i w podobnym tempie odbierany, o tyle magazyny kawernowe – umożliwiające stosowanie wysokiego ciśnienia – pozwalają uzyskać zarówno dużą szybkość napełniania jak i rozładowania. Te parametry techniczne podnoszą użyteczność magazynów kawernowych do zastosowań przemysłowych oraz energetycznych. Koszt magazynowania nie przekracza 0,6 USD/kgH₂, wydajność sięga ok. 98%, zaś ryzyko zanieczyszczenia wodoru oceniane jest na niskie. Obecnie kawerny Wielkiej Brytanii umożliwiają przechowywanie 40 000 MWh H₂, w Niemczech wdrażany jest projekt o zdolnościach magazynowania w kawernie solnej 140 000 MWh H₂²⁸¹.

Wyeksploatowane złoża ropy naftowej i gazu ziemnego są zazwyczaj większe niż kawerny solne, ale ich porowata struktura geologiczna skutkuje przepuszczalnością, co ułatwia zanieczyszczenie składowanego nośnika, który musiałby zostać oczyszczony przed wykorzystaniem przemysłowym. Taka operacja podniosłaby koszty magazynowe. Z kolei warstwy wodonośne mają najmniejszy potencjał z trzech wymienionych opcji składowania – badania naukowe wskazują na wiele nierozwiązanych wyzwań technicznych. Wydaje się, jednak, że konieczne jest znalezienie rozwiązań technicznych, ponieważ optymalne dla wodoru pokłady soli (nadające się do budowy magazynów kawernowych) występują tylko w niewielu miejscach²⁸².

Polska posiada dogodną strukturę geologiczną dla kolejnych magazynów kawernowych. Pokłady soli kamiennej i wysady solne znajdują się w kilkudziesięciu miejscach położonych w trzech głównych regionach: na tzw. Wyniesieniu Łeby, na Monoklinie przedsudeckiej, w Wysadach solnych (Kujawy, ziemia

280 *Polityka energetyczna Polski do 2040 r...*

281 *Ibidem*, s. 69.

282 *Ibidem*, s. 69–70.

Łódzka), na Zapadlisku podkarpackim²⁸³. Obecnie istnieją dwa magazyny w kawernach solnych o pojemności 0,8 mld m³ gazu, prowadzone są prace nad zwiększeniem ich pojemności do ponad 1 mld m³, oraz planowana jest budowa kolejnego magazynu kawernowego w Damasławku. Analiza oceniająca możliwości przystosowania magazynów kawernowych w Korsakowie do magazynowania wodoru wskazuje na pojemność 160 000 MWh, a w przypadku Mogilna jest to nawet 260 000 MWh.

9.4.1 Węglowodory syntetyczne

Zielony wodór wytworzony w elektrolizerze może zostać poddany dalszym procesom celem uzyskania paliwa syntetycznego poprzez technologie power-to-X. Wodór może być wykorzystywany w sposób bezpośredni jako paliwo mające postać ciekłą lub gazową. Uzyskać można w ten sposób paliwo gazowe (*power-to-gas*), paliwo płynne (*power-to-liquid*) oraz inne paliwa chemiczne (*power-to-ammonia*)²⁸⁴. Głównym źródłem napędzającym odnawialny proces produkcji niskoemisyjnych elektropaliw, powinna być czysta energia elektryczna przy użyciu, której wytwarzany będzie tzw. zielony wodór, a jego odpowiednia obróbka umożliwi produkcję szerokiej gamy paliw syntetycznych²⁸⁵. Szacuje się, że ważną rolę w procesie transformacji energetycznej w sektorze transportu lotniczego odegra e-kerozyna. Jest to paliwo o parametrach i właściwościach podobnych do tradycyjnej nafty lotniczej, a produkowane jest w ramach technologii power-to-liquid z wykorzystaniem wodoru i odpowiedniego substratu węglowego. Uzyskane w ten sposób paliwo może być transportowane, dystrybuowane, magazynowane, a także wykorzystywane w statkach powietrznych. Należy podkreślić, że podobne właściwości fizyczno-chemiczne syntetycznej kerozyny w porównaniu do jej konwencjonalnej formy, może przyczynić się do poprawy skuteczności przechodzenia z paliw kopalnych na paliwa odnawialne, które będą jednocześnie kompatybilne z istniejącą infrastrukturą. Dynamika tego procesu uzależniona jest od ilości odnawialnego wodoru, który mógłby być wykorzystany do produkcji takiego paliwa. Jednocześnie obecnie koszty jednostkowe lotniczego elektropaliwa (e-kerozyny) są blisko czterokrotnie wyższe niż paliw tradycyjnych²⁸⁶.

283 Wyniesienie Łeba: Łeba, Mechelinka, złoża Zatoki Puckiej. Monoklina przedsudecka: Gubin, Nowa Rola, Nowa Sól, Góra. Wyzsady solne: Rogoźno, Wapno, Damasławek, Mogilno, Inowrocław, Góra, Izbica Kujawska, Kłodawa, Lubień, Łanięta, Dębina. Zapadlisko przedkarpackie. Za: M. Maj, A. Szpor, *Kierunki rozwoju gospodarki wodorowej...*, s. 19.

284 J. Kupecki, M. Wierzbicki, *Wodór jako narzędzie integracji sektorów w nowym modelu energetyki*, „Nowa Energia” 2020, nr 5-6, s. 37–38.

285 S. Heyne, P. Bokinge, I. Nyström, *Global production of bio-methane and synthetic fuels -overview*, „Biomethane and Synthetic Fuels” 2019, s. 12.

286 Jest to blisko 2 USD/litr w porównaniu do 0,5 USD/litr. Zob.: Hydrogen Council, *Path to hydrogen competitiveness: A cost perspective* 2020, s. 46; H. Blanco, W. Nijs, J. Ruf, A. Faaij, *Potential for hydrogen and Power-to-Liquid in a low-carbon EU energy system using cost optimization*, „Applied Energy” 2018, s. 630–639; M. Cames, S. Chaudry, K. Göckeler, P. Kasten, S. Kurth, *E-fuels versus DACCS*, „Institute of Applied Ecology” 2021, s. 23–24.



10

PODSUMOWANIE



Koszty produkcji wodoru „zielonego” są obecnie co najmniej dwukrotnie wyższe od kosztów produkcji wodoru w procesie reformingu parowego węglowodorów. W przyszłości ma to się jednak zmienić za sprawą spadku kosztów instalacji do elektrolizy oraz wzrostu ceny uprawnień do emisji CO₂. Koszty wodoru zielonego ulegną znaczącemu obniżeniu w ciągu najbliższej dekady, co spowoduje, że staną się one konkurencyjne w porównaniu z wodorem otrzymywanym w drodze reformingu.

Tempo rozwoju rynku wodoru w dużej mierze uzależnione będzie od dostosowania regulacji i norm rynkowych. Podstawową barierę w rozwoju odnawialnego wodoru to wysokie koszty w każdym ogniwie łańcucha gospodarki wodorowej. Rozwiązanie kluczowych problemów technologicznych i pozatechnologicznych może okazać się ważną osią budowy przewag konkurencyjnych²⁸⁷. Zapotrzebowanie na wodór i wydatki na infrastrukturę można stymulować m.in. za pomocą bodźców obejmujących limity cen węgla, regulacji dotyczące zanieczyszczenia, zawartości energii odnawialnej. Do zmniejszenia kosztów przyczyni się masowa produkcja elektrolizerów oraz zwiększenie poziomu ich efektywności. Wytwarzana możliwie najniższym kosztem energia elektryczna jest niezbędnym warunkiem konkurencyjności produkcji zielonego wodoru, muszą jednak obniżyć się znacznie koszty nie tylko instalacji urządzeń do produkcji zielonego wodoru, ale również i instalacji jego magazynowania oraz transportu.

Z przeprowadzonych w raporcie analiz wynika, że zapewnienie zbilansowania systemu elektroenergetycznego poprzez generację OZE i wodorowe magazyny energii jak też zaspokojenie popytu na wodór ze stronnych pozostałych gałęzi gospodarki wymaga znacząco większych mocy zainstalowanych niż przewidywane w dokumentach PEP2040 oraz Polska Strategia Wodorowa (elektrolizery). Wyznaczono następujące wielkości:

- dla roku 2030: fotowoltaika 12 GW, farmy wiatrowe na lądzie 12 GW, farmy wiatrowe na morzu 8 GW plus dodatkowo 2 GW farmy wydzielone do wyłącznej produkcji wodoru; elektrolizery wykorzystujące nadwyżki energii 2 GW, elektrolizery wydzielone do współpracy z farmami morskimi 2 GW;
- dla roku 2040: fotowoltaika 20 GW, farmy wiatrowe na lądzie 20 GW, farmy wiatrowe na morzu 20 GW plus dodatkowo 10 GW farmy wydzielone do wyłącznej produkcji wodoru; elektrolizery wykorzystujące nadwyżki energii 10 GW, elektrolizery wydzielone do współpracy z farmami morskimi 10 GW;

Czysty wodór jest obecnie traktowany przez UE jako paliwo, które zastąpi w przyszłości obecnie wykorzystywane w gospodarce węglowodory. Jego upowszechnianie wpisane jest do procesu transformacji energetycznej oraz przeobrażenia innych segmentów gospodarczych (m.in. transport, przemysł chemiczny). W UE rozpoczął się wyścig w zakresie budowy gospodarki czystego wodoru. Przewagę zdobędą te państwa, które opanują cały łańcuch wartości w gospodarce wodorowej i będą w stanie kreować nowe rozwiązania technologiczne. Do 2024 r. moc elektrolizerów w UE ma wzrosnąć do 6 GW, a do 2030 r. aż do 40 GW. Rząd polski szacuje, że do 2030 r. moc krajowych elektrolizerów osiągnie 2–4 GW. Największą zaletą elektrolizy jest możliwość jej stosowania przy wykorzystaniu energii ze źródeł odnawialnych, np. morskich lub lądowych farm wiatrowych. Dzięki temu, w przeciwieństwie do innych sposobów produkcji surowca nie generuje ona niepożądanych produktów ubocznych, przede wszystkim bezpośrednich emisji CO₂. Stosowanie elektrolizerów daje duże możliwości w zakresie sterowania wielkością produkcji wodoru w zależności od bieżących potrzeb i możliwości jego magazynowania. Ponadto,

287 Światowy Łańcuch Dostaw i Wartości Gospodarki Wodorowej, Raport przygotowany dla Urzędu Marszałkowskiego Województwa Wielkopolskiego w ramach dofinansowania z regionalnego funduszu europejskiego, s. 61, <https://h2wielkopolska.pl/wp-content/uploads/2021/03/Swiatowy-lancuch-dostaw-i-wartosci-gospodarki-wodorowej-wersja-finalna-1.pdf>

wyprodukowany w ten sposób wodór cechuje się bardzo wysoką „czystością” (przekraczającą 99,9%), co pozwala na zastosowanie go nie tylko w procesach przemysłowych, ale też w układach napędowych pojazdów wodorowych.

Popyt na zielony wodór będzie rósł w tempie umiarkowanym do 2030 roku. Później prognozuje się przyspieszenie wzrostu popytu. Do 2050 r. roczne zapotrzebowanie na wodór może przekroczyć w Polsce 130 TWh, uwzględniając całkowite wyeliminowanie z przemysłu wodoru produkowanego za pomocą technologii o wysokiej emisyjności.

Z dokumentów strategicznych UE wynika, że czysty wodór może zaspokoić nawet 24% światowego zapotrzebowania na energię w perspektywie 2050 r. Cena produkcji wodoru do 2050 r. powinny sięgnąć 1 do 2 EUR/kg. UE planuje stworzenie gospodarki wodorowej w oparciu o pełny łańcuch wartości. Chodzi zatem nie tylko o rozwój obszaru produkcji wodoru i infrastruktury przesyłowej tego surowca, ale także o kreowanie popytu rynkowego, który stanowi koło napędowe dla zwiększania podaży. Pociąga to za sobą konieczność obniżenia kosztów technologii produkcji i dystrybucji. Przewiduje się wzrost znaczenia wodoru po 2035 r., ponieważ spadające koszty technologii w połączeniu z rosnącymi cenami węgla pozwolą wodorowi na coraz większą konkurencję z dotychczas dominującymi paliwami.

Kluczowe dla rozwoju produkcji wodoru odnawialnego w Polsce jest stworzenie dobrych ram prawnych, instytucjonalnych i organizacyjnych łączących z jednej strony wodór odnawialny z technologiami jego wytwarzania, z drugiej zaś z kluczowymi sektorami gospodarki o największym potencjale popytu. Należy podkreślić, iż morska energetyka wiatrowa, z uwagi na charakterystykę produkcji (duże wolumeny energii elektrycznej produkowane m.in. w dobowym okresie niskiego popytu, ważna rola w europejskiej strategii redukcji gazów cieplarnianych) jest efektywną i optymalną technologią dla produkcji wodoru odnawialnego. Kluczowym działaniem, tworzącym fundamenty pod stabilny rozwój rynku wodoru odnawialnego jest optymalne zaprojektowanie sektora przesyłu i magazynowania wodoru. Gazociągi przesyłowe i dystrybucyjne należy dostosować do transportowania wodoru odnawialnego oraz należy przystosować podziemne magazyny gazu do składowania tego nośnika energii.

Wydaje się, że sektor energetyki gazowej, elektroenergetyki, ciepłownictwa może być najbardziej obiecującym rynkiem, wraz podnoszeniem celów redukcji emisji i prognozowanym wzrostem kosztów uprawnień emisyjnych (EU ETS). Z kolei najszybciej rosnący rynek w perspektywie krótkoterminowej, to transport kołowy, kolejowy i morski. W perspektywie najbliższej dekady dynamicznie rozwinię się miejski transport publiczny. Rozwój transportu ciężkiego w oparciu o wodór prognozowany jest pod koniec perspektywy średniookresowej. Ważnym źródłem popytu na wodór odnawialny może być w krótkiej perspektywie czasowej przemysł rafineryjny oraz chemiczny i nawozowy. Optymalnym rozwiązaniem byłoby w krótkim horyzoncie czasowym substytuowanie wodoru wytwarzanego w technologiach wysokoemisyjnych wodorem odnawialnym. Rynek wodoru odnawialnego, z uwagi na wyższy koszt produkcji oraz drogie technologie zastosowań końcowych będzie potrzebował długoterminowego i wielowymiarowego systemu wsparcia – opartego o dotacje, taryfy, kwoty konsumpcji w wybranych sektorach odbiorców końcowych, kwoty produkcji – określające minimalny pułap produkcji wodoru ze źródeł OZE. Można z dużą dozą prawdopodobieństwa założyć, że przyszłe regulacje wspólnotowe dotyczące wsparcia produkcji wodoru, będą zawierały konkretne rozwiązania we wzmiankowanej kwestii, które państwa członkowskie będą zobowiązane do implementowania. Widać wyraźnie z lektury dokumentów UE, że instrumenty wsparcia będą opierały się na już znanych mechanizmach z rynku gazu ziemnego oraz rynku energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach odnawialnych. Należy zakładać, że cały sektor wodoru odnawialnego osiągnie zdolność konkurowania rynkowego w średniej lub długiej perspektywie czasu. To oznacza, przynajmniej kilkunastoletni okres stosowania instrumentów wsparcia.





11

**REKOMENDACJE W ZAKRESIE
ZMIAN REGULACYJNYCH**

1) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne („PE”):

a. Definicja wodoru:

Obecnie obowiązujące przepisy ustawy nie definiują pojęcia wodoru. Definicja paliwa gazowego zawarta w art. 3 pkt 3a) określa, że takim paliwem jest gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny oraz propan-butan lub inne rodzaje gazu palnego, dostarczane za pomocą sieci gazowej, a także biogaz rolniczy, niezależnie od ich przeznaczenia. O ile, można by było wyinterpretować, że wodór mieści się w definicji „innego rodzaju gazu palnego”, to w celu zagwarantowania jednoznacznego statusu tego paliwa, proponuje się wprowadzenie definicji wodoru do PE. Definicję taką można by wprowadzić bądź poprzez dodanie osobnej jednostki redakcyjnej, która zawierałaby konkretną definicję wodoru czyniąc dystynkcję pomiędzy wodorem konwencjonalnym a wodorem odnawialnym oraz niskoemisyjnym (pochodzącym z procesu elektrolizy z wykorzystaniem energii elektrycznej z OZE oraz innych procesów wytwarzania niskoemisyjnego wodoru). Nie rekomenduje się natomiast rozszerzenia zakresu definicji paliwa gazowego na wodór. Negatywna rekomendacja wynika z faktu, iż w przypadku uznania wodoru za paliwo gazowe, zastosowanie do niego będą miały wszystkie przepisy dotyczące regulacji rynku paliw gazowych. Zbyt wysoki poziom regulacji rynku wodorowego, który jeszcze się nie ukształtował, byłby niepożądaną przeszkodą w jego rozwoju. Istniejące regulacje, które mają zastosowanie do dojrzałego i skomercjalizowanego rynku gazowego, nie powinny być od razu wdrażane także dla tworzącego się rynku wodorowego. W tym kontekście w szczególności polski ustawodawca powinien wziąć pod uwagę rezygnację ze stosowania w odniesieniu do rurociągów służących do transportu wodorów takich reguł, które mają zastosowanie na rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego, takich jak nakaz rozdziału działalności w zakresie transportu od działalności w zakresie wytwarzania lub obrotu (*unbundling*), oraz zasady dostępu osób trzecich (TPA) do instalacji transportu wodoru. Zastosowanie takich reguł w sektorze wodoru, szczególnie na wczesnym etapie jego istnienia, może stanowić istotną przeszkodę w jego rozwoju.

b. Brak obowiązku uzyskania koncesji:

Należy rozważyć rezygnację z objęcia działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu wodoru, przesyłaniu wodoru siecią gazową, magazynowaniu wodoru obowiązkiem posiadania koncesji.

c. Zmiana definicji linii bezpośredniej:

Rekomenduje się zmianę art. 3 pkt 11f) PE zawierającego definicję linii bezpośredniej, która w obecnym stanie prawnym oznacza linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych. Zmiana powinna obejmować umożliwienie zaopatrywania przez przedsiębiorstwa energetyczne za pomocą linii bezpośredniej odbiorcy niepowiązanego kapitałowo z tym przedsiębiorstwem energetycznym, a także łączenie wydzielonej jednostki wytwarzania energii elektrycznej wytwórcy bezpośrednio z odbiorcą, niezależnie od tego czy ma połączenie z systemem elektroenergetycznym. Taka zmiana byłaby zgodna z Dyrektywą rynkową, która wskazuje, że państwo członkowskie powinno podjąć odpowiednie środki umożliwiające łączenie bezpośrednią linią elektroenergetyczną wydzielonego miejsca wytwarzania z wydzieloną odbiorcą lub wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do innych własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców. Linia bezpośrednią powinna być

traktowana jako alternatywa dla systemu elektroenergetycznego, podczas gdy polski ustawodawca ogranicza rolę linii bezpośredniej do narzędzia rozwiązywania problemu niedostatecznego stopnia rozwoju sieci elektroenergetycznej. Na takie podejście polskiego ustawodawcy wskazuje fakt, że wydając zgodę na budowę linii bezpośredniej, Prezes URE, uwzględnia zdolności systemu do świadczenia usług oraz odmowę świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej istniejącą siecią elektroenergetyczną podmiotowi występującemu o uzyskanie zgody na budowę linii bezpośredniej. Taka interpretacja uniemożliwia połączenie linią bezpośrednią źródła OZE z np. odbiorcą przemysłowym już przyłączonym do sieci elektroenergetycznej. Dlatego rekomenduje się także zmianę art. 7 ust 4 PE uwzględniający nakaz badania zdolności systemu do świadczenia usług przez Prezesa URE, poprzez jego zniesienie.

Wsparcie rozwoju linii bezpośrednich łączących instalacje OZE z odbiorcami posiadającymi elektrolizery, umożliwiające magazynowanie nadwyżek wytworzonej energii elektrycznej, niezależnie od posiadanego przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, będzie promować rozwój produkcji odnawialnego wodoru.

2) **Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych**²⁸⁸:

Obecnie przepisy ustawy stanowią, że w przypadku jednostek samorządu terytorialnego, których liczba mieszkańców przekracza 50 000 usług komunikacji miejskiej powinny być świadczone przez podmioty, którego udział autobusów zeroemisyjnych we flocie użytkowanych pojazdów na obszarze tej jednostki samorządu terytorialnego wynosi co najmniej 30%. Z kolei autobus zeroemisyjny zdefiniowany jest jako autobus wykorzystujący do napędu energię elektryczną wytworzoną z wodoru w zainstalowanych w nim ogniwach paliwowych lub wyłącznie silnik, którego cykl pracy nie prowadzi do emisji gazów cieplarnianych lub innych substancji objętych systemem zarządzania emisjami gazów cieplarnianych, o którym mowa w ustawie z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. z 2020 r. poz. 1077), oraz trolejbus - autobus przystosowany do zasilania energią elektryczną z sieci trakcyjnej. Obecnie cel promocji wykorzystania autobusów zeroemisyjnych we flocie komunikacji miejskiej.

W celu promocji rozwoju technologii zero oraz niskoemisyjnego wodoru, należałoby zmienić art. 36 ustawy, w taki sposób, że określi się oddzielnie cele udziału (i) autobusów napędzanych wodorem, (ii) autobusy z silnikami bez emisji GHG, (iii) trolejbusy. Te ostatnie, do czasu znacznego obniżenia emisyjności w sieci przesyłowej, a co za tym idzie również w sieci trakcyjnej, powinny mieć najmniejszy udział w spełnianiu celu udziału autobusów zeroemisyjnych we flocie komunikacji miejskiej.

Zgodnie z powyższym, konkretne założenia powinny mieć zastosowanie również do udział jednostek pływających wykorzystujących do napędu wyłącznie silnik, którego cykl pracy nie prowadzi do emisji gazów cieplarnianych lub innych substancji objętych systemem zarządzania emisjami gazów cieplarnianych, o którym mowa w ustawie z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji świadczących usługi komunikacji miejskiej w rozumieniu ustawy z dnia 16 grudnia 2010 r. o publicznym transporcie zbiorowym podmiotowi.

Proponuje się również przyspieszenie wejścia w życie art. 36. Przepis ten w obecnym brzmieniu ma wejść w życie 1 stycznia 2028 r. Należałoby znowelizować ten przepis zgodnie z proponowaną rekomendacją oraz przyspieszyć jego wdrożenie, w celu zapewnienia rozwoju rynku dla wodoru.

288 Tekst jedn. Dz.U. z 2021 r., poz. 110, t.j.

- 3) Pojazdy napędzane wodorem we flocie pojazdów służbowych naczelnych i centralnych organów administracji państwowej oraz we flocie pojazdów służbowych jednostek samorządu terytorialnego:
- Obecne przepisy art. 34 oraz 35 ustawy, zakładają konkretne cele procentowego udziału we flocie pojazdów służbowych naczelnych i centralnych organów administracji państwowej oraz we flocie pojazdów służbowych jednostek samorządu terytorialnego jedynie dla pojazdów elektrycznych. Podobne rozwiązanie powinno zostać wdrożone dla pojazdów napędzanych wodorem, z uwzględnieniem sposobu jego wytwarzania, czyli z podziałem wiążących celów udziału pojazdów napędzanych wodorem odnawialnym oraz niskoemisyjnym. Przywołane przepisy mają wejść w życie 1 stycznia 2025 r. Rekomenduje się zmianę tych przepisów poprzez rozszerzenie ich zakresu o pojazdy napędzane wodorem oraz ustanowienie dla nich wiążących celów procentowego udziału w wymienionych flotach pojazdów, a także przyspieszenie wejścia w życie tych przepisów, w celu umożliwienia rozwoju rynku dla wodoru.
 - Rekomenduje się wprowadzenie przepisów umożliwiających wydanie aktów wykonawczych, które określiłyby warunki techniczne dla stacji tankowania wodorem pochodzącym z procesu elektrolizy, jak i innych procesów wytwarzania niskoemisyjnego wodoru oraz wprowadzenie definicji stacji tankowania wodorem i zmianę powiązanych przepisów.
- 4) **Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii OZE:**
- Rekomenduje się jak najszybszą implementację przepisów dyrektywy RED II dotyczących gwarancji pochodzenia dla wodoru.
 - Obecnie obowiązujące przepisy ustawy określają, że gwarancje pochodzenia wydawane są jedynie dla energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach OZE wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej. Oznacza to, że dla energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE i dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej, nie będą przysługiwały gwarancje pochodzenia. Wprowadzone powinny zostać zmiany zapewniające otrzymywanie gwarancji pochodzenia dla każdej ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE, niezależnie od sposobu jej dostarczenia, czy to siecią elektroenergetyczną czy linią bezpośrednią.
- 5) **Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych²⁸⁹:**
- W celu zagwarantowania rozwoju technologii wodorowych, w tym, w szczególności tych wykorzystujących w procesach elektrolizy energię pochodzącą z odnawialnych jej źródeł, kluczową kwestią jest zniesienie barier w rozwoju nowych mocy lądowych elektrowni wiatrowych i wprowadzenie zmian do ustawy z dnia 20 maja 2016 r., w zakresie:
- zniesienia wymogu minimalnej odległości farmy wiatrowej od budynku mieszkalnego, która obecnie wynosi przynajmniej dziesięciokrotności wysokości elektrowni wiatrowej mierzonej od poziomu gruntu do najwyższego punktu budowli, wliczając elementy techniczne, w szczególności wirnik wraz z łopatom, tzw. zasada 10H. Zasada ta powinna być zupełnie zniesiona bądź znacznie ograniczona, w tym znaczeniu, że powinno być dopuszczalne, przy spełnieniu określonych warunków, lokalizowanie farm wiatrowych w odległości mniejszej niż dziesięciokrotność jej wysokości od budynku mieszkalnego.

289 Dz.U. z 2021, poz. 724. t.j.

6) **Ustawa z dnia 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych²⁹⁰ oraz ustawa z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych²⁹¹:**

- a. Proponuje się wprowadzenie zmian polegających na umożliwieniu odpisów amortyzacyjnych dla pojazdów napędzanych wodorem, jakim obecnie podlegają samochody elektryczne.

7) **Piaskownice regulacyjne:**

Rozwój innowacyjnych technologii i inwestycji w energetyce potrzebuje uproszczonego reżimu regulacyjnego. Zbyt wysokie bariery wejścia na rynek, w tym wymogi regulacyjne, mogą stanowić przeszkodę w szybkim rozwoju nowych rozwiązań. Rozwiązaniem tego problemu mogą być „piaskownice regulacyjne” (ang. *regulatory sandbox*). Piaskownice regulacyjne to konstrukcje prawne, które zapewniają bezpieczne środowisko do rozwoju projektów pilotażowych i wdrażania nowych innowacyjnych technologii czy modeli systemu, charakteryzujące się zniesieniem lub złagodzeniem prawnego reżimu regulacyjnego, który normalnie miałby zastosowanie. Piaskownice regulacyjne w sektorze energetycznym mogą przybierać postać czasowych derogacji, np. od wymogu uzyskiwania koncesji na prowadzenie określonej działalności gospodarczej czy odstąpienia od zasad określania taryf, zapewniając większą swobodę w ich kształtowaniu. Piaskownice regulacyjne najczęściej nadzorowane są przez organ regulacyjny, który ocenia bariery wejścia na rynek dla innowacyjnych technologii oraz zasady zarządzania nimi, również poprzez proponowanie nowych rozwiązań, które najlepiej będą wspierać rozwój tych technologii, aż do osiągnięcia przez nie dojrzałości rynkowej i pełnej komercjalizacji.

290 Tekst jedn. Dz.U. z 2021 r., poz. 1128 ze zm.

291 Tekst jedn. Dz.U. z 2020 r., poz. 1406 ze zm.



12

**PRZYKŁADOWE PROJEKTY
ZWIĄZANE Z PRODUKCJĄ
I MAGAZYNOWANIEM
WODORU Z OZE**

H₂

N₂

12.1 Case study I - Ørsted:

W kierunku świata zasilanego wyłącznie odnawialnymi źródłami energii



Wodór wytwarzany z odnawialnych źródeł energii ma kluczowe znaczenie dla obniżenia emisji gazów cieplarnianych i w konsekwencji powstrzymania katastrofy klimatycznej. Pełna dekarbonizacja światowej gospodarki, w szczególności przemysłu ciężkiego, transportu, dalekomorskiej żeglugi czy lotnictwa nie jest możliwa bez innowacyjnych technologii i rozwiązań, w tym zielonego wodoru

Dzięki odpowiedniej stymulacji rozwoju tej technologii, wodór ze źródeł odnawialnych może stać się tanią i powszechnie dostępną alternatywą dla paliw kopalnych. Dlatego Ørsted inwestuje w projekty badawczo-rozwojowe, buduje międzynarodowe konsorcja partnerów z różnych branż, aby odpowiedzieć na globalne potrzeby i zwiększyć skalę produkcji tego paliwa. Jego komercyjne wykorzystanie przybliży nas do wizji świata zasilanego wyłącznie energią z odnawialnych źródeł.

Nasza sieć partnerstw w zakresie rozwoju technologii i komercjalizacji odnawialnego wodoru zrzesza organizacje z różnych regionów geograficznych i branż, reprezentujące sektory transportu ciężkiego, żeglugi i rafinacji, ale także renomowane instytuty badawcze. Nasze innowacyjne projekty prowadzimy we współpracy m.in. z Siemens Gamesa, Maersk, Scandinavian Airlines czy lotniskiem w Kopenhadze. Partnerstwa te w ciągu niespełna trzech lat doprowadziły do rozwoju projektów w Danii, Niemczech, Holandii i Zjednoczonym Królestwie, począwszy od instalacji demonstracyjnych, takich jak H2RES, po obiekty na skalę przemysłową, takie jak projekt o mocy 1300 MW „Zielone paliwa dla Danii”. Wybraliśmy kilka z nich, by przedstawić je bardziej szczegółowo.

Czterem projektom, jak dotąd, przyznano dofinansowanie ze środków publicznych. Są to:

1. H2RES – otrzymał 34,6 mln DKK od Duńskiej Agencji Energetycznej
2. Westküste 100 – 30,0 mln EUR (223,1 mln DKK) od niemieckiego Federalnego Ministerstwa Gospodarki i Energii
3. Gigastack – 7,5 mln GBP (65,0 mln DKK) z Departamentu Biznesu, Energii i Strategii Przemysłowej (BEIS).
4. Oyster – 5,0 mln EUR (37,17 mln DKK) ze Wspólnego Przedsięwzięcia na rzecz Technologii Ogniw Paliwowych i Technologii Wodorowych (FCH2-JU)

12.1.1 H2RES: wodór paliwem łączącym sieć i transport

Najbardziej zaawansowanym projektem firmy Ørsted, mającym na celu komercyjne pozyskiwanie zielonego wodoru jest demonstracyjna instalacja H2RES zlokalizowana w Avedøre Holme w pobliżu Kopenhagi (Dania). Na należącym do Ørsted terenie, powstanie wysokosprawny elektrolizer o mocy 2 MW. Instalacja ma produkować wodór przy wykorzystaniu energii z dwóch przybrzeżnych turbin wiatrowych o łącznej mocy 3,6 MW. Zakłada się, że wytworzony w ten sposób surowiec trafi do duńskiej sieci do końca 2021 roku, zaledwie kilka miesięcy po rozpoczęciu budowy instalacji.

Po uruchomieniu, elektrolizer ma produkować 1000 kg wodoru dziennie, który zostanie wykorzystany do napędzenia transportu drogowego w regionie Kopenhagi i na Zelandii.

Budżet projektu badawczego opiewa na blisko 73 mln duńskich koron, z czego niemal połowę pozyskano z grantu od Duńskiej Agencji Energii. Przedsięwzięcie realizowane jest przez konsorcjum siedmiu spółek (obok Ørsted Wind Power są w nim także Everfuel Europe, NEL Hydrogen, Green Hydrogen Systems, DSV Panalpina, Hydrogen Denmark oraz Energinet Elsystemansvar), gdzie każdy z partnerów ma przypisaną określoną rolę m.in. w zakresie rozwoju, projektowania i budowy elektrolizera, systemu kompresji oraz magazynowania, a także badaniem wpływu instalacji na działanie sieci energetycznej.

Celem projektu jest pokazanie pracy wysoko wydajnego elektrolizera wytwarzającego wodór ze zmiennego zasilania wiatrowego w zintegrowanym systemie elektroenergetycznym, a następnie wykorzystanie ekologicznie pozyskanego paliwa do zasilania transportu bezemisyjnego. Wodór we flagowym projekcie H2RES ma się stać swoistym łącznikiem między systemem elektroenergetycznym (siecią) a sektorem transportu, co z kolei będzie stymulować zarówno rozwój wielkoskalowych farm morskich, jak i komercjalizację transportu zeroemisyjnego opartego o to paliwo. Ambicją projektu jest także uruchomienie produkcji wodoru z OZE w warunkach zbliżonych do komercyjnych, a także opracowanie rekomendacji w zakresie technologii, regulacji i modeli biznesowych, które w najbliższej przyszłości zwiększą konkurencyjność zielonego wodoru.

Ørsted nie ujawnia wielkości nakładów inwestycyjnych na elektrolizer, ani przewidywanego kosztu pozyskania 1 kg zielonego wodoru.

Anders Nordstrøm, wiceprezes i szef działalności wodorowej Ørsted:

„Odnawialny wodór będzie kamieniem milowym w osiągnięciu ambitnego celu dekarbonizacji Danii. H2RES jest przykładem tego, jak publiczne współfinansowanie w połączeniu z zaangażowanym przemysłem wodorowym i ambitnymi odbiorcami może napędzać dekarbonizację sektora transportu. H2RES to mały, ale ważny krok w kierunku produkcji wodoru na dużą skalę ze źródeł odnawialnych. Projekt pozwoli nam wykazać, w jaki sposób morski wiatr w połączeniu z elektrolizą na lądzie może zapewnić dekarbonizację wykraczającą poza bezpośrednią elektryfikację”.

12.1.2 Oyster: zaprojektowanie elektrolizera do pracy w trudnym środowisku morskim

Ørsted, obok Siemens Gamesa Renewable Energy, Element Energy i ITM Power, jest jednym z czterech członków konsorcjum, które pozyskało unijne dofinansowanie na zbadanie możliwości produkcji zielonego wodoru bezpośrednio na morzu. Grant w wysokości 5 mln euro zostanie wykorzystany

do zbudowania oraz przetestowania kompleksowego systemu składającego się z morskiej turbiny wiatrowej i elektrolizera o mocy 1 MW, zaprojektowanego do pracy w wymagającym środowisku morskim.

Wyzwaniem jest zbudowanie kompaktowej instalacji wymagającej minimalnych zabiegów konserwacyjnych. Jednocześnie konstrukcja musi spełniać wyśrubowane wymagania w zakresie kosztów i wydajności tak, by w ostatecznym rozrachunku pozyskiwane paliwo było tanie.

Projekt rozpocznie się już w 2021 r. i potrwa do końca 2024 r. Demonstracyjny test pracy elektrolizera zwodowanego w porcie wystartuje z końcem 2022 r. i potrwa 18-miesiący.

Projekt jest pierwszym krokiem, niezbędnym do opracowania komercyjnej produkcji wodoru z morskich farm wiatrowych bezpośrednio na morzu, a następnie jego przesyłania rurociągiem na ląd. Potencjał tego rozwiązania ma pomóc we wdrożeniach komercyjnych systemów produkcji wodoru z morskich farm wiatrowych na morzach w Europie i poza nią.

W procesie realizacji projektu ITM Power przejął odpowiedzialność za rozwój systemu elektrolizera i jego testowanie. Z kolei Ørsted prowadzi analizę wdrożeń, a następnie studium wykonalności przyszłych fizycznych realizacji takich instalacji na morzu. Jednocześnie będzie wspierać ITM Power w projektowaniu systemu elektrolizera i testowaniu go w trudnych warunkach morskich. SGRE i Element Energy zapewnią ekspertyzy techniczne i projektowe.

12.1.3 SeaH2Land: największa na świecie elektrownia wodorowa dla przemysłu w Holandii i Belgii

Ørsted pracuje nad zakładem produkującym odnawialny wodór o mocy 1 GW w celu dekarbonizacji produkcji amoniaku, stali, etylenu i paliw w klastrze holendersko - flamandzkiego portu Morza Północnego.

Projekt zakłada budowę instalacji do 2030 r., a następnie jej podłączenie bezpośrednio do nowej morskiej farmy wiatrowej o mocy 2 GW na holenderskim Morzu Północnym.

Umożliwi to dostarczanie na dużą skalę odnawialnej energii elektrycznej wymaganej do produkcji odnawialnego wodoru, co dobrze wpisuje się w ambicje władz holenderskich dotyczące przyspieszonego rozwoju morskiej energetyki wiatrowej zgodnie z rosnącym zapotrzebowaniem na energię elektryczną.

Nowa morska farma wiatrowa mogłaby powstać w jednej ze stref w południowej części holenderskiej wyłącznej strefy ekonomicznej, która została już przeznaczona pod rozwój MEW. Taki elektrolizer połączony rurociągiem z klastrem zlokalizowanym w holendersko-flamandzkich portach Morza Północnego mógłby wyprodukować zielony wodór wystarczający na pokrycie ok. 20 proc. zapotrzebowania tamtejszego przemysłu.

Zlokalizowane w regionie firmy, m.in. ArcelorMittal, Yara, Dow Benelux i Zeeland Refinery korzystają obecnie z wodoru kopalnego, generując największe w Europie zapotrzebowanie na ten surowiec – rzędu 580 tys. ton rocznie. Przemysł wspiera budowę wymaganej infrastruktury transregionalnej, aby umożliwić w przyszłości produkcję stali, amoniaku, etylenu i paliw w sposób zrównoważony i zeroemisyjny, pomagając Holandii i Belgii przyspieszyć dekarbonizację ich przemysłu do 2030 r., a także w kolejnych dziesięcioleciach. Dzięki wysiłkom na rzecz dekarbonizacji popyt przemysłowy w klastrze może wzrosnąć do około 1 mln ton do 2050 r., co odpowiada około 10 GW elektrolizy.

12.1.4 DFDS ferry: bezemisyjny statek Kopenhaga-Oslo

Ørsted wraz z DFDS oraz we współpracy z wieloma, innymi partnerami (ABB, Ballard Power Systems Europe, Hexagon Purus, Lloyd's Register, KNUD E. HANSEN, Danish Ship Finance) przyjęli za cel połączenie skandynawskich stolic Oslo i Kopenhagi, przy wykorzystaniu promu zasilanego wodorem produkowanym z odnawialnych źródeł energii.

Prom będzie zasilany energią elektryczną z systemu wodorowych ogniw paliwowych, który emituje tylko wodę i może wytwarzać do 23 MW do napędzania promu. Poważnym wyzwaniem dla partnerów jest zbudowanie tak dużej instalacji. Dzisiaj największe systemy paliwowe wytwarzają tylko 1–5 MW. Klucz do sukcesu leży we współpracy z firmami, które razem mogą zdobyć jedną z najlepszych na świecie ekspertyz w zakresie projektowania, zatwierdzania, budowy, finansowania i eksploatacji innowacyjnych statków

Partnerstwo otrzymało dofinansowanie z unijnego funduszu innowacji. Jeśli projekt rozwinie się zgodnie z założeniami, prom może w pełni funkcjonować na trasie już w 2027 r. Prom o roboczej nazwie Europa Seaways będzie mógł przewieźć 1800 pasażerów i pomieścić 120 ciężarówek lub 380 samochodów.

Wodór do jego napędzania będzie produkowany lokalnie w regionie Kopenhagi w oparciu o morską energetykę wiatrową, a uczestnicy projektu zbadają, jak optymalnie zintegrować produkcję zielonego wodoru z lokalnym systemem energetycznym.

12.1.5 Green fuels for Denmark

Ørsted nawiązał współpracę z wiodącymi duńskimi firmami, aby rozwinąć na skalę przemysłową produkcję odnawialnego wodoru i wytwarzanych w sposób zrównoważony paliw do wykorzystania w transporcie drogowym, morskim i lotniczym. Za projektem stoi partnerstwo składające się z A.P. Moller - Maersk, DSV Panalpina, DFDS, SAS, Copenhagen Airports i Ørsted. Nel, Haldor Topsøe i Everfuel nawiązały współpracę przy pierwszej fazie Green Fuels dla Danii oraz przy opracowywaniu drugiej fazy. Ponadto COWI jest partnerem merytorycznym projektu. Projekt jest wspierany przez Molslinjen, Miasto Kopenhaga i Region Stołeczny Danii. Zaangażowanie tak licznych partnerów ma na celu zapewnienie zarówno podaży, jak i popytu na zielony wodór i umożliwić budowę elektrolizera o mocy 10 MW do 2023 r., elektrolizera o mocy 250 MW z możliwością produkcji ekologicznych paliw do 2027 roku i z wizją zwiększenia mocy do 1,3 GW. Potrzebna do procesu elektrolizy energia ma być pozyskiwana z morskich farm wiatrowych u wybrzeży Bornholmu na Morzu Bałtyckim. Do czasu rozwoju MEW w okolicach Bornholmu, główna część odnawialnego wodoru zostanie połączona ze zrównoważonym pozyskiwaniem węgla, aby wyprodukować 250 000 ton e-nafty i e-metanolu na rok.

12.1.6 Westküste 100: w kierunku bardziej zrównoważonego przemysłu, lotnictwa, budownictwa i ciepłownictwa

Celem niemieckiego projektu jest wsparcie procesu dekarbonizacji przemysłu, lotnictwa, budownictwa i ciepłownictwa przy wykorzystaniu odnawialnego wodoru na dużą skalę. Projekt otrzymał dofinansowanie w wysokości 30 mln euro z niemieckiego Federalnego Ministerstwa Gospodarki i Energii. Dzięki tym środkom projekt Westküste 100 wszedł w fazę realizacji. W jej ramach powołano spółkę joint

venture „H2 Westküste GmbH”, składającą się z EDF Germany, Ørsted i rafinerii Heide, która zbuduje 30-megawatowy elektrolizer. Instalacja będzie wytwarzać zielony wodór z morskiej energii wiatrowej. W ramach projektu będą także gromadzone i przetwarzane informacje na temat eksploatacji, konserwacji, sterowania i usług sieciowych elektrowni. Testowany będzie także transport wodoru rurociągami oraz wykorzystanie paliwa w istniejącej i nowej infrastrukturze wokół Heide. Konsorcjum rozpocznie również prace nad opracowaniem wizji wielkoskalowego sprzężenia sektorowego, w tym systemu elektrolizera o mocy 700 MW.

Czytaj więcej o naszych projektach: <https://orsted.com/en/our-business/renewable-hydrogen>

12.1.7 Ścieżka rozwoju odnawialnego wodoru w Europie

Wyzwania klimatyczne oraz konieczność dekarbonizacji gospodarki, jeśli traktowane poważnie i odpowiedzialnie, stają się szansą dla rozwoju innowacyjnych technologii. W odpowiedzi na te wyzwania Ørsted już w 1991 roku rozpoczął prace nad nową technologią produkcji energii, w ten sposób rozwinięta została i skomercjalizowana technologia produkcji czystej energii z morskich farm wiatrowych.

Ambicja głębokiej dekarbonizacji gospodarki jest dla Ørsted ważnym wyzwaniem. Każdy kolejny projekt, realizowany w gronie innowacyjnych partnerów, przybliży nas do etapu, w którym z powodzeniem będziemy mogli skomercjalizować produkcję wodoru z odnawialnych źródeł energii i odpowiedzieć na potrzeby wielu sektorów gospodarki.

Technologie pozyskiwania odnawialnego wodoru i wdrożenie produkcji e-paliw na skalę masową są kluczowe dla utrzymania wzrostu temperatury Ziemi poniżej 1,5°C.

Komisja Europejska szacuje m.in., że osiągnięcie przez Europę neutralności klimatycznej do 2050 r., zwiększy zapotrzebowanie na energię nawet o 150% w porównaniu do dnia dzisiejszego. Część rosnącego popytu napędzi elektryfikacja lub bezpośredni wzrost gospodarczy. Jednak szacuje się, że za ponad połowę europejskiego wzrostu na moc do 2050 r. odpowiadać ma produkcja wodoru odnawialnego i e-paliw. Sukces zielonej transformacji zależy, więc od wysiłku ze strony decydentów, inwestorów, producentów energii odnawialnej i odbiorców przemysłowych.

Uczestnictwo w tak licznych europejskich projektach to wyraz najwyższego zaangażowania Ørsted w proces globalnej dekarbonizacji, ale także wielu lat doświadczeń związanych z komercjalizacją technologii MEW, które uczą nas, że osiągnięcie etapu, w którym zielony wodór będzie na skalę masową wykorzystywany we wszystkich gałęziach gospodarki, może zająć nawet 10 kolejnych lat.

Podobnie działało się z kosztami produkcji energii z farm słonecznych oraz wiatrowych: na lądzie i morzu.

12.2 Case study II - PGNiG, Gas Storage Poland:

Wykorzystanie magazynów kawernowych – znaczenie dla systemu energetycznego i zakres usług możliwych do świadczenia

**Tomasz Jarmicki**

Dyrektor Departamentu Badań i Innowacji,
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA,
tomasz.jarmicki@pgnig.pl

Paweł Wilkosz

Kierownik Działu Geologii i Ochrony Środowiska,
Departament Inwestycji,
Gas Storage Poland sp. z o.o.,
pawel.wilkosz@gas-storage.pl

12.2.1 Transformacja systemu energetycznego a wielkoskalowe magazynowanie energii

Jak opisano w innych częściach Raportu, w systemie elektroenergetycznym Polski pojawia się i będzie się pojawiać coraz więcej odnawialnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej w szerokim zakresie mocy: od intensywnie rozwijającego się sektora fotowoltaiki, głównie dzięki przyrastającej liczby prosumentów, do planowanych farm wiatrowych na morzu. Znacznie zmieni to model całego systemu elektroenergetycznego oraz jego funkcjonowanie. W obliczu wzrostu ilości energii wytwarzanej z instalacji odnawialnych źródeł energii (OZE), rynek przechowywania energii zyskuje coraz większe znaczenie i zainteresowanie zarówno ze strony prosumentów zainteresowanych wykorzystaniem produkowanej energii, i jak również operatorów sieci i dużych źródeł OZE (instalacje hybrydowe). Rozwój możliwości produkcji energii z OZE, a w szczególności budowa mocy wiatrowych *off-shore*, będzie wymagał zapewnienia systemu wielkoskalowego magazynowania energii. Oczekiwany dalszy rozwój fotowoltaiki, której praca jest skorelowana z letnimi szczytami popytu na energię elektryczną, a także lądowych farm wiatrowych, które wytwarzają energię elektryczną w podobnych przedziałach czasowych co morska energetyka wiatrowa²⁹², tylko wzmocnią potrzebę magazynowania energii w skali całego systemu.

292 Polityka energetyczna Polski do 2040 r...

Integracja wysoce niestabilnych i mało elastycznych OZE oraz opracowanie i wdrożenie skutecznej metody magazynowania energii na dużą skalę ma na celu sprostanie fluktuacjom zapotrzebowania na energię i zintegrowanie wytwarzania energii elektrycznej z niestabilnych odnawialnych źródeł. Gdyby można było magazynować duże ilości energii i w razie potrzeby wprowadzać ją z powrotem do sieci, wytwarzanie jej nie byłoby już uzależnione od zmiennego zapotrzebowania. Dlatego w przyszłości, gdy produkcja energii będzie oparta na OZE, wielkoskalowe magazyny energii będą niezbędnym, kluczowym elementem systemu energetycznego. Raport Gas Infrastructure Europe [GIE]²⁹³ oparty na projekcie European Hydrogen Backbone [EHB] wskazuje, że zapotrzebowanie na pojemności magazynowe dla wodoru do 2050 roku będzie prawie dwukrotnie większe od pojemności magazynowych dla gazu ziemnego, z uwagi na znacznie mniejszą gęstość energetyczną wodoru w porównaniu z gazem ziemnym. W Polsce, na obecnym etapie planowania w perspektywie roku 2040 zakłada się wybudowanie 4–5 kawern solnych dla magazynowania wodoru. Każda kawerna solna będzie miała objętość geometryczną rzędu 200–300 tys. m³, co pozwoli na zmagazynowanie w kawernach od 320 do 450 tys. MWh energii w postaci wodoru.

12.2.2 Magazynowanie energii w podziemnych strukturach geologicznych

O ile krótkoterminowe magazynowanie energii będzie można zaspokoić za pomocą małych, zdecentralizowanych systemów magazynowania, to średnio- i długoterminowe magazynowanie będzie wymagało rozwoju technologii wielkoskalowego magazynowania energii elektrycznej.

Jedną z najbardziej obiecujących metod wielkoskalowego magazynowania energii elektrycznej jest jej przechowywanie w postaci sprężonego wodoru w strukturach geologicznych. Wykorzystywanie wodoru jako nośnika energii może w przyszłości pomóc w rozwiązaniu problemu bilansowania sieci, gdy do miksu energetycznego wprowadzane będą duże ilości energii odnawialnej o zmiennej wydajności. Magazynowanie energii w postaci wodoru w strukturach geologicznych jest bardzo efektywnym rozwiązaniem ograniczającym koszty inwestycji oraz zajmowaną powierzchnię terenu. Jedna kawerna solna o objętości geometrycznej 200 tys. m³ pozwala na zmagazynowanie około 80 tys. MWh energii w postaci wodoru. Wraz z infrastrukturą napowierzchniową zajmuje około 6 ha terenu. Dla zmagazynowania podobnej ilości energii w kontenerach bateryjnych 40 calowych o pojemności 0,8 MWh potrzeba zainstalować 100 000 kontenerów, których łączna długość wyniesie 1200 km, a zajmowana powierzchnia około 3,5 mln m².

Podziemne magazynowanie nośników energii w strukturach geologicznych jest praktykowane na dużą skalę od dziesięcioleci. Jest to ekonomicznie i technicznie dojrzałe rozwiązanie. Obecnie uruchamiane są liczne projekty koncentrujące się na wielkoskalowym podziemnym magazynowaniu energii w strukturach geologicznych w postaci wodoru i sprężonego powietrza. Podziemną przestrzeń wykorzystywaną do procesu magazynowania substancji jest naturalna przestrzeń porowa lub sztucznie utworzone pustki. Substancje magazynuje się w przestrzeni porowej wyeksploatowanych złóż gazu ziemnego lub ropy naftowej, w strukturach wodonośnych (tzw. aquiferach) oraz w sztucznie utworzonych w procesach górniczych, wyrobiskach pokopalnianych, grotach skalnych czy w kawernach solnych. Kawerny solne w ostatnich latach zyskują coraz większe znaczenie z uwagi na możliwości wielkoskalowego magazynowania krótko-, średnio- i długoterminowego wszystkich rodzajów gazowych i płynnych

293 *Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system*, Guidehouse study, Gas Infrastructure Europe 2021.

węglowodorów, wodoru i sprężonego powietrza oraz znakomite parametry techniczno-eksploatacyjne. Spośród wszystkich typów magazynów w strukturach geologicznych tylko kawerny solne charakteryzują się bardzo dużą elastycznością pracy, czyli możliwością przestawienia się w przeciągu kilku godzin z załadowania na odbiór i odwrotnie. Ponadto kawerny mają możliwości wykonywania wielu cykli załadowania i odbioru w ciągu roku oraz duże moce załadowania, jak również odbioru magazynowanej substancji tj. rzędu 200 tys. m³ gazu na godzinę, co jest kluczowe w przypadku funkcji magazynu energii. Kawerny solne zapewniają również bardzo wysokie bezpieczeństwo techniczne i środowiskowe z uwagi na własności fizyko-chemiczne skał solnych. Sól kamienna posiada właściwości korzystne dla magazynowania gazów, w tym wodoru. Charakteryzuje się znikomą przepuszczalnością i porowatością, nie zawiera wody i jest obojętna chemicznie w stosunku do magazynowanych substancji. Specyficzne własności reologiczne zapewniają szczelność górotworu dla magazynowanej substancji. Sól kamienna jest ośrodkiem w zasadzie nieprzepuszczalnym dla magazynowanych mediów. W pewnych warunkach jednak, gdy ciśnienie w kawernie zbliża się do ciśnienia litostatycznego panującego w górotworze, sól kamienna zachowuje się jak ośrodek porowy o bardzo niskiej przepuszczalności rzędu 10⁻²⁰ – 10⁻²¹ m². Przydatność złóż soli dla budowy podziemnych magazynów gazu została udowodniona poprzez budowę i eksploatację kilkuset kawern magazynowych na całym świecie, w tym w Polsce 24 kawern dla magazynowania gazu ziemnego w KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

12.2.3 Kawerny solne najlepszym rozwiązaniem dla wielkoskalowego magazynowania energii

Według Raportu GIE² kawerny solne są jedynym rodzajem magazynu, którego przydatność do magazynowania czystego wodoru lub mieszaniny wodoru i gazu ziemnego została już udowodniona. Ponadto ujednolicone koszty magazynowania wodoru w kawernach solnych będą niższe niż w przypadku przechowywania w grotach skalnych, wyeksploatowanych złóżach gazu i ropy czy warstwach wodonośnych.

Obecnie na świecie eksploatowanych jest sześć kawern solnych wypełnionych wodorem. Pierwsze wielkoskalowe magazyny do gromadzenia wodoru były głównie wykorzystywane przez przemysł petrochemiczny. Obecnie w Wielkiej Brytanii (np. miejscowość Teesside) i w Stanach Zjednoczonych zagospodarowano kilka kawern solnych do magazynowania wodoru, do celów petrochemicznych, który jest produkowany z gazu ziemnego. Szczegóły techniczne wymienionych kawern przedstawiono w Tab. 12.1.

Tab. 12.1. Parametry istniejących kawern solnych do magazynowania czystego wodoru na terenie USA oraz w Wielkiej Brytanii

Lokalizacja/ Parametry	Teesside, Sabic Petrochemical Wlk. Brytania	Clemens Dome Conoco Phillips, USA	Spindletop, AirLiquide, USA	Moss Bluff Praxair, USA
Geologia	Pokład solny	Wysad solny	Wysad solny	Wysad solny
Objętość geometryczna [m ³]	3 x 70 000	580 000	906 000	566 000
Głębokość [m p.p.t.]	350–380	850–1150	1158–1524	> 820
Zakres ciśnień [MPa]	~4,5 MPa	7–13,5	6,8–20	5,5–15,2
Zgromadzona energia [GWh]	25	83,3 (ok. 2500 ton H ₂)	b.d.	80

Źródło: Overview on all known underground storage technologies for hydrogen. HyUnder Project Report 2013.

Magazynowanie wielkoskalowe wodoru w kawernach solnych w USA i Wielkiej Brytanii jednoznacznie pokazuje, że podziemne przechowywanie wodoru jest technicznie wykonalne. Raport GIE potwierdza, że magazynowanie wodoru w wyeksploatowanych złożach gazu i ropy oraz w warstwach wodonośnych wykazuje spory potencjał, ale wymaga dalszych badań w celu udowodnienia przydatności do magazynowania czystego wodoru lub mieszaniny gazu ziemnego i wodoru.

12.2.4 Magazynowanie wodoru w Polsce

W Polsce występują bardzo dogodne warunki geologiczno-górnictwa oraz techniczne do budowy magazynów kawernowych w wysadach solnych. Według danych z raportu Gas Infrastructure Europe GIE²⁹⁴, Polska zajmuje wysokie miejsce wśród krajów europejskich odnośnie do możliwości magazynowania wodoru w kawernach solnych.

Badania GIE przewidują, że Polska będzie miała potrzeby magazynowania wodoru na poziomie 3,6 TWh w 2030 roku i około 36,5 TWh w roku 2050. Polska ma obecnie potencjał magazynowania wodoru w kawernach solnych na poziomie 2,2 TWh, a we wszystkich typach magazynów 9,3 TWh – Tab. 12.2.

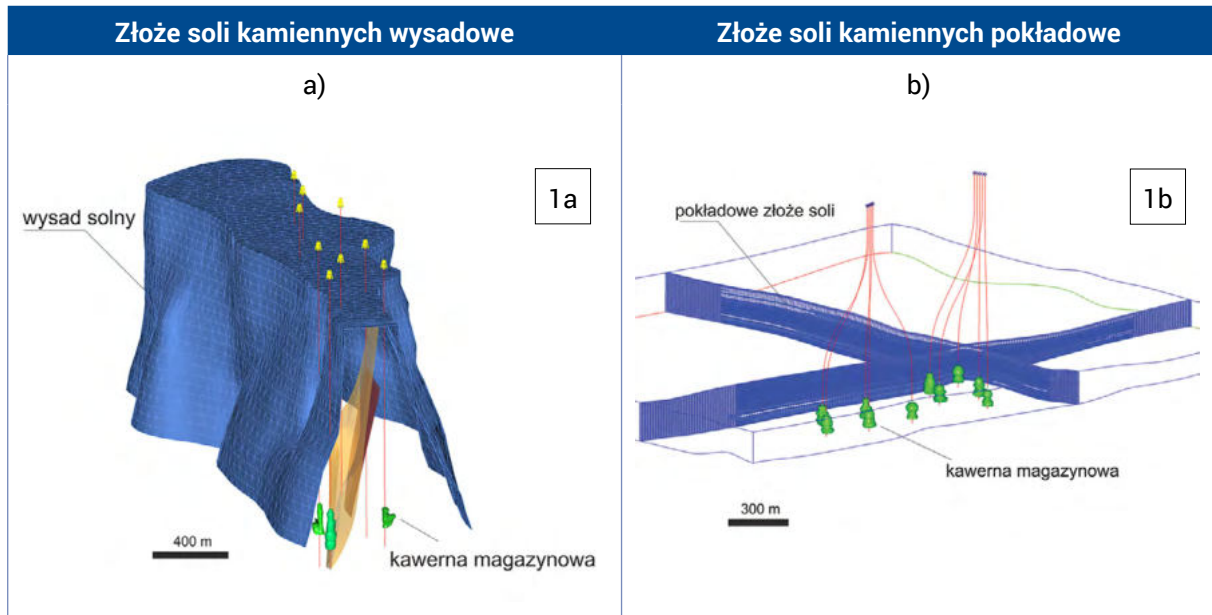
Tab. 12.2. Potencjalna pojemność magazynowania wodoru

Kraj	Potencjalna pojemność magazynowania wodoru: kawerny solne	Potencjalna pojemność magazynowania wodoru: wszystkie rodzaje magazynów
Dania	1,3 TWh	3,3 TWh
Francja	2,5 TWh	31,9 TWh
Niemcy	39,5 TWh	61,4 TWh
Polska	2,2 TWh	9,3 TWh
Wielka Brytania	3,7 TWh	4,8 TWh

Źródło: H₂ storage needs to exceed existing gas storage: GIE (argusmedia.com).

Złoża soli kamiennych występują w Polsce w zarówno w formie złóż pokładowych (Polska północna i monoklina przedsudecka), jak i wysadowych (Polska północno-zachodnia i centralna) Rys. 12.1. Decydujący wpływ na pojemności magazynowe pojedynczej kawerny oraz całego magazynu ma forma złoża i jego budowa wewnętrzna. Złoża wysadowe Rys. 12.1a) charakteryzują się ograniczeniem w rozciągłości horyzontalnej złoża, praktycznie nieograniczoną miąższością z punktu widzenia budowy kawern magazynowych oraz skomplikowaną budową wewnętrzną, tj. wysokokątowym zaleganiem warstw skał ewaporatowych i występowanie różnych typów litologicznych soli kamiennych i potasowo-magnezowych oraz przewarstwienia anhydrytów, mułowców i iłowców o bardzo zróżnicowanej miąższości.

294 H₂ storage needs to exceed existing gas storage: GIE, <https://www.argusmedia.com/en/news/2225419-h2-storage-needs-to-exceed-existing-gas-storage-gie>

Rys. 12.1. Model geologiczny dla a) wysadowego oraz b) pokładowego złoża soli kamiennej

Źródło: opracowanie własne.

Złoża pokładowe (Rys. 12.1b) charakteryzują się ograniczeniem w rozciągłości wertykalnej złoża, praktycznie nieograniczoną rozciągłością horyzontalną oraz prostą budową wewnętrzną, tj. horyzontalne lub niskokątowe zaleganie warstw skał ewaporatowych i występowanie prawie jednolitych typów litologicznych soli kamiennych, brak soli potasowo-magnezowych oraz przewarstwieniami niewielkiej miąższości anhydrytów. Zdobyte doświadczenia w zakresie budowy kawern solnych pozwalają na stwierdzenie, że z uwagi na budowę wewnętrzną złóż wysadowych w Polsce do celów magazynowania wodoru można będzie budować kawerny o objętości geometrycznej wynoszącej 300–400 tys. m³. Z kolei w złożach pokładowych w Polsce do celów magazynowania wodoru można będzie zbudować kawerny o objętości geometrycznej rzędu 150–250 tys. m³. Tak duże objętości geometryczne pozwolą na zmagazynowanie bardzo dużych ilości energii w postaci wodoru. Szacuje się, że pojedyncza kawerna solna o objętości geometrycznej 200 tys. m³, posadowiona na głębokości 1000–1200 m p.p.t. i maksymalnym dennym ciśnieniu magazynowania 17 MPa pozwoli na zmagazynowanie około 2200–2400 Mg wodoru, tj. około 82,5 GWh.

12.2.5 Magazynowanie wodoru – modele biznesowe

Kluczową, z punktu widzenia komercyjnego, kwestią związaną z magazynowaniem wodoru w kawernach solnych jest wypracowanie modeli biznesowych, które będą uwzględniały nie tylko status operatora magazynów (rola regulowana), ale także zakres świadczonych usług na styku magazynów kawernowych i systemu energetycznego oraz system śledzenia/certyfikacji „zielonego wodoru” i zasad jego rozliczeń. Poniżej przedstawione zostały cztery możliwe modele biznesowe dla magazynowania wodoru w kawernach solnych, uwzględniające poszczególne zakresy świadczonych usług w zależności od oczekiwań rynku.

W pierwszym modelu odbierane są nadwyżki energii elektrycznej wyprodukowanej np. przez morskie farmy wiatrowe na Bałtyku. Energia w formie wodoru (wytworzonego przez elektrolizer współpracujący z kawerną) jest magazynowana, a następnie ponownie przetwarzana na energię elektryczną i wprowadzana do systemu, zapewniając jego elastyczność. Model ten polega zatem na odebraniu, a następnie dostarczeniu energii elektrycznej. Budowa całego układu jest w takim wypadku po stronie zarządzającego kawerną, podobnie jak ma to obecnie miejsce w elektrowniach szczytowo-pompowych.

Drugi z możliwych modeli zakłada odbiór energii elektrycznej, przetworzenie i przechowanie wodoru i oddanie energii nadal w formie wodoru. W tym rozwiązaniu usługa magazynowania energii „kończy się” w momencie oddania wodoru z magazynu. Dalsze przetwarzanie wodoru czy jego zastosowanie jest już poza usługą zarządzającego kawerną.

W modelu trzecim odbierana jest już nie energia elektryczna, lecz wodór (elektroliza odbywa się poza usługą zarządzającego kawerną), który po zmagazynowaniu jest przetwarzany na energię elektryczną oddawaną do systemu. W tym modelu zarządzającemu kawerną podlegają również źródła wytwarzania energii elektrycznej „za kawerną”

Ostatni, czwarty z modeli, obejmuje tylko usługę przechowania wodoru, który do zarządzającego kawerną jest dostarczany i odbierany. W tym wypadku po stronie zarządzającego magazynowaniem nie ma ani elektrolizy, ani generacji przy użyciu wodoru, natomiast sama usługa magazynowania jest najprostsza z punktu widzenia technicznego i biznesowego.

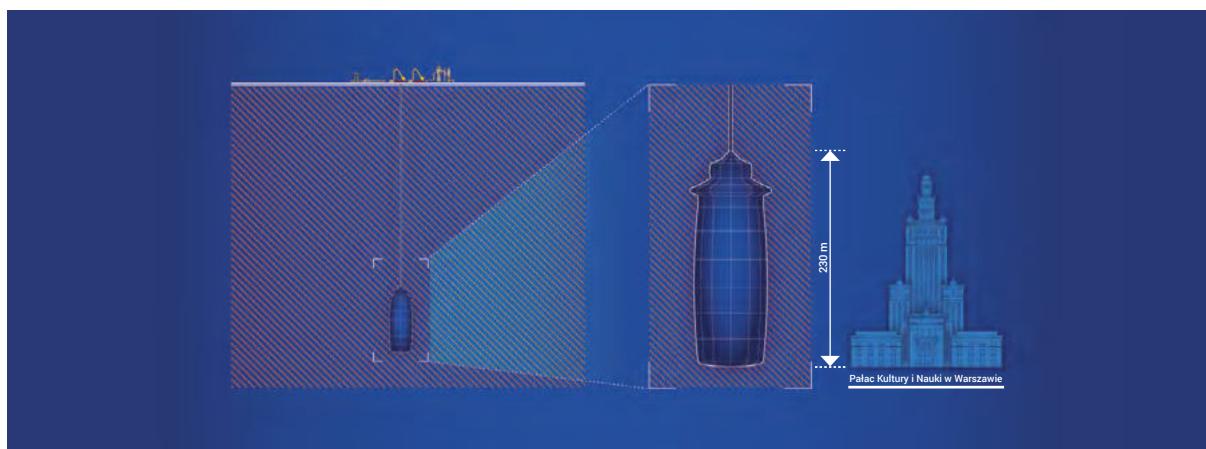
Aby powyższe modele biznesowe mogły funkcjonować, niezbędna jest współpraca z poszczególnymi grupami interesariuszy rynku energetycznego – szczególnie wytwórców OZE, operatora systemu przesyłowego (OSP), operatora systemu dystrybucyjnego (OSD), użytkowników energii z różnych gałęzi gospodarki oraz regulatora systemu energetycznego.

12.2.6 Projekt H2020 – Wielkoskalowego magazynowania energii w postaci wodoru w kawernach solnych

W Polsce w 2020 roku w Gas Storage Poland została opracowana „Koncepcja budowy wielkoskalowego magazynu zielonego wodoru w kawernach solnych” i uruchomiono projekt o nazwie H2020, który obejmuje budowę instalacji demonstracyjnej z kawerną badawczą oraz wielkoskalowego magazynu energii w kawernach solnych. Projekt zakłada budowę kawern solnych do magazynowania zielonego wodoru współpracujących ze źródłem OZE, elektrolizerem dużej mocy do wytwarzania zielonego wodoru oraz ogniwami paliwowymi i/lub turbiną wodorową do produkcji zielonej energii.

Aktualnie, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo wspólnie z Gas Storage Poland realizuje projekt wielkoskalowego komercyjnego podziemnego magazynowania energii w postaci wodoru w kawernach solnych, które w przyszłości będą stanowić magazyny energii na potrzeby rozwoju OZE, równoważenia popytu i podaży energii, przy jednoczesnym zapewnieniu niezawodności, wydajności oraz bezpieczeństwie dostaw energii elektrycznej.

Rys. 12.2. Kawernowy podziemny magazyn gazu składający się z ośrodka naziemnego koordynującego załaczanie i odbieranie gazu oraz z podziemnej komory, tj. kawerny solnej



Źródło: opracowanie własne.

12.2.7 Podsumowanie

Przechodzenie z konwencjonalnych na odnawialne źródła energii sprawia, że potrzebne są nowe metody magazynowania energii elektrycznej w skali systemowej w celu zrównoważenia podaży i popytu. W związku z tym, coraz większą rolę będzie odgrywał wodór, jako nośnik dający się zmagazynować. Jednocześnie struktury geologiczne – kawerny solne – są jedynym zbiornikiem odpowiedniej pojemności i możliwości długoterminowego przechowywania potrzebnych systemowi dużych ilości wodoru (energii).

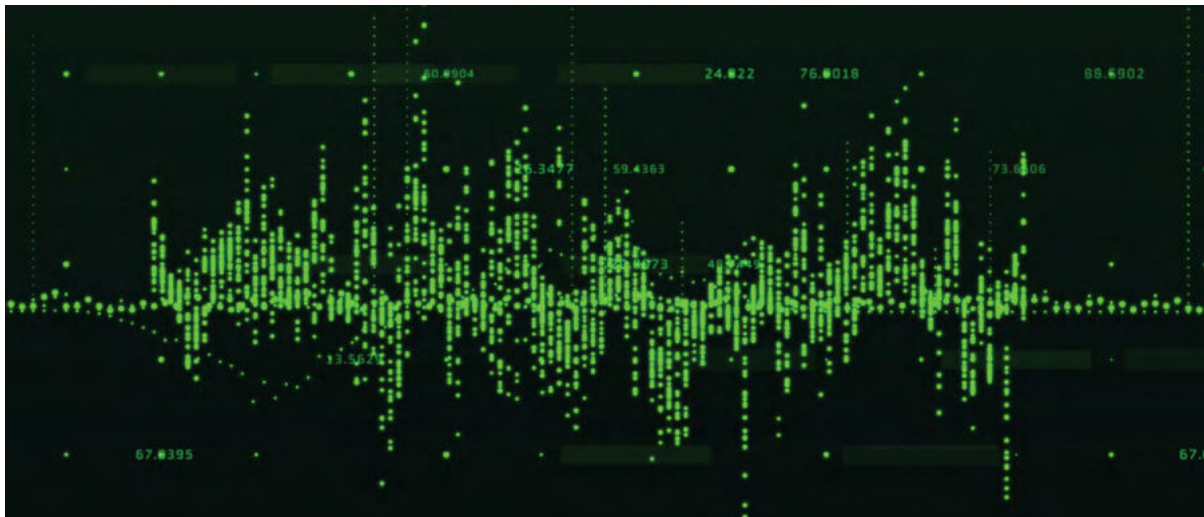
Polska ma niezwykle korzystne warunki geologiczne oraz długoletnie doświadczenie w budowie kawern solnych dla gazu ziemnego, aby być jednym z nielicznych krajów w Europie, który będzie posiadać komory magazynowe na wodór. Magazynowanie energii w postaci wodoru w kawernach solnych będzie istotnym elementem w procesie transformacji energetycznej w Polsce i Europie. Obecnie, ze względów techniczno-technologicznych i środowiskowych nie rozważa się już innych sposobów wielkoskalowego magazynowania energii w celu równoważenia jej produkcji z OZE.

Prawie wszystkie aktualnie realizowane projekty związane z wielkoskalowym magazynowaniem energii w postaci wodoru zakładają jego przechowywanie tylko w kawernach solnych, przede wszystkim ze względów technicznych, ekonomicznych, środowiskowych i bezpieczeństwa. Z uwagi na ograniczony zasięg występowania złóż soli kamiennych lub też ich brak w niektórych krajach, będą prowadzone dalsze prace badawcze nad możliwościami magazynowania wodoru w innych strukturach geologicznych, w szczególności w wyeksploatowanych złóżach gazu ziemnego i ropy.

Aktualnie powstają projekty wielkoskalowego magazynowania energii wraz z modelami biznesowymi, natomiast aktywa będą tworzyły się równolegle wraz z powstawaniem rynku „zielonego wodoru” w ciągu najbliższych od kilku do kilkunastu lat.

12.3 Case study III - Transition Technologies:

Wsparcie IT dla przemysłu zielonego wodoru w Polsce

**Mirosław Dyrda**

Dyrektor Operacyjny
ds. Rynku Gazu
Transition Technologies S.A.

Jakub Rak

Zastępca Dyrektora
ds. Rynku LNG oraz Gazu
Transition Technologies S.A.

Severyn Dranchuk

Kierownik
ds. Rozwoju Biznesu
Transition Technologies S.A.

12.3.1 Wykorzystanie nowoczesnych technologii IT w procesie rozwoju branży zielonego wodoru jako niezbędny element budowania przewag konkurencyjnych

Rywalizacja w technologiach materiałowo-inżynierskich, niezbędnych do rozwoju gospodarki wodorowej, w szczególności zielonego wodoru z wykorzystaniem źródeł OZE, z takimi potęgami przemysłowymi jak Niemcy, USA, Japonia czy Korea, może stanowić nie lada wyzwanie i warto postawić pytanie, czy jako Polska, jesteśmy w stanie stać się istotnym graczem w tym sektorze oraz jak skutecznie zbudować przewagę konkurencyjną w tym zakresie? W niniejszym rozdziale Raportu stawiamy tezę, że osiągnąć to możemy wyłącznie poprzez włączenie szeroko rozumianej cyfryzacji oraz zastosowanie narzędzi IT na każdym etapie produkcji, magazynowania, przesyłu, dystrybucji oraz wykorzystania z kontrolą procesów i ich optymalizacją kosztową. Obszarem, który zasługuje na zwrócenie szczególnej uwagi, z pewnością jest sektor IT, gdzie Polska ma od lat wyrobioną markę i uznanie w Europie a nawet na świecie. Postawienie na rozwój narzędzi IT wspierających rynek zielonego wodoru może dać nowy impuls dla zupełnie niezależnego sektora gospodarki i uplasować Polskę w czołówce dostawców i konsumentów tego nośnika energii.

Kompleksowe podejście do tematu digitalizacji przemysłu wodorowego wymaga analizy współdziałania systemów informatycznych zapewniających wsparcie uczestnikom procesu, zarówno w warstwach OT, jak i IT. W przypadku zaawansowanych narzędzi IT, mogą one pełnić rolę doradcą bądź w połączeniu dwukierunkowym z systemami OT, być źródłem sygnałów sterujących do systemów automatyki eliminując czynnik ludzki w większości procesów rutynowych. Zasadniczo, systemy informa-

tyczne nakierowane mogą być na wsparcie dwóch obszarów działalności podmiotów zaangażowanych w branżę wodorową: technicznego oraz biznesowego.

Efektywna produkcja i przetwarzanie nowego gazowego nośnika energii, jakim jest wodór, nie jest możliwa bez nowoczesnego i zautomatyzowanego procesu przemysłowego opartego na technologiach opisywanych jako Przemysł 4.0 (ang. *Industry 4.0*). Do jego głównych komponentów najczęściej zaliczane są następujące technologie: **Internet of Things, Big Data, Augmented reality, Blockchain, SMART manufacturing** oraz **Connected Enterprise**. Wszystkie te elementy tworzą podstawę do stopniowej digitalizacji procesów technologicznych oraz komercyjnych i uzyskiwania w ten sposób dodatkowych korzyści, wynikających z ich optymalizacji. Bardzo trafnie opisuje to firma Deloitte w swoim raporcie *Industry 4.0 and manufacturing ecosystems. Exploring the world of connected enterprises*²⁹⁵. Podejście polegające na wykorzystaniu zalet technologii Przemysłu 4.0 w odbywającej się transformacji całego sektora energetycznego, w szczególności w trakcie rozszerzania go o nowe segmenty tj. segment energetyki wodorowej, niewątpliwie zwiększa innowacyjność całego przedsięwzięcia i umożliwia rozwój zupełnie nowych gałęzi gospodarki. Jest to szansa, której warto nie zaprzepaścić skupiając się wyłącznie na aspektach ekonomicznych czy procesowych. Zjawisko to jest wskazywane w wielu raportach i opracowaniach organizacji międzynarodowych, w tym w raporcie UNIDO²⁹⁶ pt. *Accelerating clean energy through Industry 4.0 – manufacturing the next revolution*.

12.3.2 Wsparcie procesów technicznych

Pod kątem wsparcia obszaru technicznego branży wodorowej, każdy z poszczególnych etapów łańcucha dostaw: produkcja, magazynowanie, przesył i dystrybucja oraz wykorzystanie, może zyskać na wzroście efektywności oraz bezpieczeństwa operacji dzięki wykorzystaniu narzędzi IT. Podstawową klasą produktów informatycznych, które poprzez integrację z systemami automatyki umożliwiają dalsze prace z dużymi wolumenami danych, stanowią narzędzia do akwizycji oraz archiwizacji danych. Systemy te stanowią źródło danych do zasilania narzędzi symulujących oraz optymalizujących pracę obiektów technologicznych. Głównym atutem wykorzystania produktów symulacyjnych dla obiektów powstającej infrastruktury wodorowej, jest możliwość oceny efektywności oraz opłacalności nowych inwestycji w instalacje oraz zamodelowania przypadków ich operacyjnej eksploatacji. Stosowanie takich narzędzi, dodatkowo, pozwala na wyznaczenie wąskich gardeł instalacji w celu stworzenia efektywnego planu ich rozbudowy oraz doposażenia. Implementacja narzędzi optymalizacyjnych jest kolejnym krokiem, który pozwala na efektywne wykorzystanie istniejących instalacji z uwzględnieniem ograniczeń technicznych oraz biznesowych. Narzędzia optymalizacyjne zazwyczaj są najwyższą warstwą kompleksowych systemów IT oraz dzięki połączeniu z systemem automatyki tworzą podwaliny do wykorzystania sztucznej inteligencji w celu zarządzania procesami w obiektach technologicznych.

W poniższych podpunktach wyszczególniono szereg obszarów, w których wsparcie systemów informatycznych zapewni możliwość intensyfikacji rozwoju branży wodorowej poprzez większą efektywność oraz bezpieczeństwo procesów technologicznych.

295 B. Sniderman, M. Mahto, M. Cotteleer, *Industry 4.0 and manufacturing ecosystems Exploring the world of connected enterprises*, <https://www2.deloitte.com/us/en/insights/focus/industry-4-0/manufacturing-ecosystems-exploring-world-connected-enterprises.html>

296 United Nations Industrial Development Organization, *Accelerating clean energy through Industry 4.0. Manufacturing the next revolution*, REPORT_Accelerating_clean_energy_through_Industry_4.0.Final_0.pdf (unido.org)

12.3.3 Integracja, akwizycja i walidacja danych procesowych

Rzetelna ocena stanu technicznego instalacji przemysłowej oraz stanu procesów technologicznych stanowi absolutną podstawę do podejmowania kluczowych decyzji operacyjnych, jak i biznesowych, związanych z pracą danej instalacji. Podstawowym źródłem informacji, pozwalającym na dokonanie tej oceny są systemy automatyki, sterujące procesem realizowanym przez instalację techniczną.

Dostarczenie danych procesowych w odpowiednio zagregowanej postaci personelowi decydującemu o celach biznesowych, stawianych poszczególnym instalacjom leży w zakresie stosowanych już powszechnie w przemyśle, tzw. hurtowni danych procesowych. Główne obszary działania tych systemów obejmują:

- akwizycję danych procesowych z wielu systemów automatyki do jednej, centralnej bazy danych z wykorzystaniem mechanizmów wspierających cyberbezpieczeństwo (np. diody danych zapewniające w pełni jednokierunkową transmisję danych z obszaru OT do sieci IT),
- ręczną i automatyczną (z wykorzystaniem modeli cyfrowych) walidację poprawności danych procesowych,
- wizualizację procesu „w czasie rzeczywistym” (np. za pomocą trendów czasowych pomiarów lub z wykorzystaniem tzw. grafik synoptycznych), wstępne przetwarzanie i agregowanie danych procesowych do wskaźników KPI obrazujących jakość realizowanego procesu technicznego, raportowanie bieżącego lub archiwalnego stanu procesu
- udostępnienie danych procesowych do innych systemów informatycznych wspierających analizy (systemy klasy BI ang. *Business Intelligence*) oraz decyzje operacyjne i biznesowe.

12.3.4 Zarządzanie majątkiem technicznym i wsparcie utrzymania ruchu

Systemy wspierające zarządzanie majątkiem technicznym i procesy utrzymania ruchu (systemy klasy CMMS, ang. *Computerized Maintenance Management System* oraz EAM, ang. *Enterprise Asset Management*) weszły już do kanonu rozwiązań informatycznych stosowanych przez przedsiębiorstwa przemysłowe. Ich podstawowym celem jest zapewnienie dobrego stanu technicznego instalacji przemysłowej poprzez odpowiednie procedury obsługi, utrzymania i serwisu, optymalnie dopasowane do poszczególnych komponentów instalacji.

Główne zadania systemów klasy CMMS/EAM obejmują:

- inwentaryzację i ewidencję składników majątku technicznego,
- planowanie, realizację i monitorowanie strategii utrzymaniowych właściwych dla poszczególnych komponentów instalacji technicznej,
- wsparcie dla standardowych działań konserwacyjnych: prewencyjnych, mających zapobiegać występowaniu awarii (konserwacja zapobiegawcza) oraz naprawczych, związanych z usuwaniem skutków awarii (konserwacja reaktywna),
- obsługa zleceń pracy kompleksowo opisujących zakres prac, warunki ich wykonania, kompetencje osób realizujących, wymagane części, materiały eksploatacyjne, narzędzia itp.,
- klasyfikację wykonywanych działań konserwacyjnych oraz usterek umożliwiającą gromadzenie wiedzy potrzebnej do sukcesywnego dostosowywania strategii utrzymaniowej,
- dodatkowe obszary działania systemów klasy EAM, takie jak zarządzanie inwestycjami, zasobami materiałowymi, zasobami ludzkimi, finansami, ryzykiem.

Założenia Przemysłu 4.0 w odniesieniu wsparcia procesów utrzymania majątku technicznego realizuje gama nowoczesnych rozwiązań informatycznych obejmujących:

- systemy diagnostyki bieżącej pracy urządzeń, których celem jest wykrywanie „w czasie rzeczywistym” anomalii dotyczących pracy maszyn, lub całej instalacji przemysłowej, poprzez porównanie zmierzonych wartości sygnałów pomiarowych z estymowanymi wartościami sygnałów, wyznaczonymi na podstawie cyfrowego modelu urządzenia/procesu (ang. *digital twin*),
- systemy wspierające konserwację predykcyjną, pozwalające na przewidywanie awarii urządzeń w pewnym horyzoncie czasowym w przyszłości – również z wykorzystaniem cyfrowych modeli, mogących uwzględniać informacje o historycznym przebiegu procesu oraz o historii utrzymaniowej urządzenia,
- systemy wykorzystujące technologie wirtualnej lub rozszerzonej rzeczywistości (ang. *Virtual Reality, Augmented Reality, Assisted Reality*), które dostarczają personelowi dodatkowych informacji, w sposób, nie zakłócający pracy, za pomocą dodatkowych okularów rozszerzonej rzeczywistości lub tzw. komputerów noszonych, co stanowi alternatywę lub uzupełnienie dla wykorzystywanych dotychczas urządzeń mobilnych takich jak smartfon czy tablet.

Powyżej wyszczególnione systemy na ogół integruje się z rozwiązaniami klasy CMMS/EAM w celu kompleksowego wsparcia dla procesów zarządzania majątkiem technicznym.

12.3.5 Przewidywanie oraz wykrywanie stanów niepożądanych infrastruktury

Kolejnym kluczowym aspektem rozwoju branży wodorowej jest zapewnienie integralności infrastruktury technologicznej. Takie zjawiska, jak korozja materiałów oraz deformacja gruntu mogą spowodować naruszenie integralności obiektów infrastruktury oraz spowodować wycieki zmagazynowanego wewnątrz medium. W ramach tej problematyki proponowane zatem jest kompleksowe rozwiązanie IT, celem którego jest zarówno przewidywanie niepożądanych zjawisk, jak i ich natychmiastowe wykrywanie. Wykorzystanie nowoczesnych technologii uczenia maszynowego, w połączeniu z badaniami nad współdziałaniem wodoru z licznymi materiałami, skutkować będzie wypracowaniem narzędzi informatycznych do efektywnego modelowania zjawiska korozji, stanowiących ważny element doradczy do oceny atrakcyjności inwestycyjnej w infrastrukturę wodorową, a także do jej dalszego utrzymania.

Kluczowym pozostaje także temat wykrywania niepożądanych zmian, które mogą negatywnie wpłynąć na eksploatację istniejącej infrastruktury. Najbardziej innowacyjną oraz dynamicznie rozwijającą się technologią w tym zakresie jest obecnie technologia bezzałogowych statków powietrznych (dronów), wyposażonych w odpowiednie czujniki oraz oprogramowanie do analizy danych. Dużą przewagą tej metody jest niski koszt oraz duża mobilność rozwiązania. Oparta o zaawansowane metody analizy danych oraz uczenia maszynowego wysoka, ponad 90% skuteczność, pozwala na wykrywanie nawet nieznacznych wycieków medium bądź deformacji gruntu, mogących do tego doprowadzić. Wykorzystanie technologii bezzałogowych statków powietrznych w połączeniu z narzędziami do predykcji potencjalnych awarii oraz optymalizacji tras nalotu, a także wypracowanie technologii nowych czujników do wykrywania obecności wodoru w powietrzu, z pewnością podniesie poziom skuteczności oraz bezpieczeństwa rozwijającej się branży wodorowej.

12.3.6 Symulacja oraz bieżąca optymalizacja pracy elektrolizera oraz zespołów elektrolizerów

Problem optymalnego pod kątem kosztowym zarządzania pracą instalacji elektrolizerów do produkcji wodoru warto rozwiązywać za pomocą połączenia sterowania procesem elektrolizy w trybie online, a także planowania rozdziału obciążenia pomiędzy poszczególnymi jednostkami w oparciu o ich charakterystyki. Zadanie bieżącego sterowania polega na utrzymywaniu ich punktów pracy w optymalnych obszarach, przy sterowaniu wartościami aktualnymi parametrów procesowych w taki sposób, aby doprowadzać je do poziomu wartości zadanych. W połączeniu ze wcześniej wspomnianymi narzędziami do bieżącej diagnostyki, takie rozwiązania mogą zapewniać optymalne, pod kątem operacyjnym oraz technologicznie bezpieczne zarządzanie pracą poszczególnych elektrolizerów. Nadrzędnym, uzupełniającym ten proces narzędziem jest optymalizator rozdziału obciążenia pomiędzy poszczególnymi elektrolizerami, działający na podstawie planu zagregowanego zapotrzebowania na produkcję wodoru z całej instalacji oraz charakterystyk elektrolizerów. Takie podejście wymaga stworzenia modeli poszczególnych jednostek produkujących wodór – tak zwanych bliźniaków cyfrowych (ang. *digital twins*).

12.3.7 Symulacja oraz optymalizacja procesu magazynowania wodoru (również w połączeniu z gazem ziemnym)

Najczęściej rozważanym w chwili obecnej sposobem na zmagazynowanie dużych wolumenów wodoru jest jego przechowywanie w magazynach podziemnych. Na bazie stworzonych modeli magazynów, zawierających zarówno urządzenia naziemne, jak i infrastrukturę podziemną, a także danych wejściowych (w tym tych, otrzymanych z systemów informatycznych do akwizycji danych) możliwa jest symulacja bądź optymalizacja pracy tych obiektów. Wykorzystanie narzędzi symulacyjnych daje możliwość szybkiej weryfikacji realizowalności operacji zatłaczania bądź wytlaczania wymaganych objętości medium oraz w rezultacie – wyznaczenia wąskich gardeł instalacji.

Wykorzystanie narzędzia optymalizacyjnego służyć może minimalizacji kosztów operacyjnych na tym etapie łańcucha dostaw. Dla zadanych wolumenów zatłaczanego bądź wytlaczanego medium oraz warunków brzegowych, optymalizator będzie w stanie zaproponować optymalną ścieżkę przepływu medium – zestaw połączonych ze sobą elementów instalacji oraz ich optymalne punkty pracy do realizacji zadania. Dodatkowo modele magazynów mogą zostać użyte do rozwiązania innego zadania optymalizacyjnego – maksymalizacji przepustowości instalacji. W tym trybie operator techniczny może oszacować, jaka jest maksymalna, możliwa do wykorzystania przez klientów przepustowość magazynu w zależności od aktualnego stanu wypełnienia oraz aktualnego i przewidywanego stanu poszczególnych komponentów instalacji technicznej.

Narzędzie optymalizacyjne może zostać wykorzystane w trybie doradczym, zapewniając informacje dla kadry operatorskiej, niezbędne do optymalnego prowadzenia ruchu na magazynie. Wyliczone, optymalne wartości parametrów procesowych mogą także zostać przekazane do systemu automatyki w postaci sygnałów sterujących, w taki sposób zapewniając pełną automatyzację procesu zarządzania technicznego magazynem.

12.3.8 Symulacja oraz optymalizacja pracy gazowych sieci przesyłowych oraz dystrybucyjnych z rozproszoną produkcją oraz włączaniem wodoru

Uwzględniając aktualne tendencje rozwoju w obszarze wielkoskalowego przesyłu wodoru, ważnym aspektem w zakresie eksploatacji sieci gazowych w najbliższym czasie będzie umożliwienie realizacji procesów eksploatacyjnych z uwzględnieniem rozproszonego włączania wodoru. Szczególnie istotne będzie zadanie utrzymania dopuszczalnych stężeń wodoru w gazie ziemnym, które mogą się różnić w zależności od segmentu systemu, przy zachowaniu ciągłości dostaw mieszaniny o wymaganych parametrach jakościowych. Do obsługi tego zagadnienia należałoby zatem wypracować precyzyjny model sieci z uwzględnieniem mieszania się oraz niejednorodnego rozptywu gazu ziemnego w połączeniu z wodorem, Systemy IT do symulacji procesów mogłyby zapewniać istotne wsparcie w opracowywaniu planów rozbudowy nowej infrastruktury sieciowej, dedykowanej dla wodoru, do zaspokojenia rosnącego zapotrzebowania na ten nośnik energii, w miejscach, w których sieć gazowa już nie mogłaby zapewniać niezbędnej chłonności dodatkowych wolumenów medium wodorowego.

Opracowany model sieci z poszczególnymi jej segmentami mógłby zostać wykorzystany w ramach optymalizacyjnego narzędzia IT do efektywnego zarządzania pracą sieci na poszczególnych etapach rozbudowy. Rozwiązanie to, działając w strukturze wielowarstwowej, zapewniałoby w warstwie nadrzędnej, minimalizację kosztów poprzez wykorzystanie optymalnych zestawów urządzeń na liniach alternatywnych, przeznaczonych do wykonywania określonych czynności: sprężania transportowanego medium w sieciach przesyłowych bądź redukcji jego ciśnienia w sieciach dystrybucyjnych wraz z włączaniem wodoru do sieci ze źródeł rozproszonych. Warstwa podrzędna na podstawie tych danych byłaby w stanie rozdzielać obciążenie pomiędzy dostępne urządzenia w zespołach, uwzględniając ich charakterystyki sprawnościowe oraz zmieniającą się dostępność.

12.3.9 Techniczno-ekonomiczna optymalizacja wykorzystania wyprodukowanego wodoru

Zgodnie z głównymi wytycznymi rozwoju branży wodorowej, wykorzystanie tego nośnika energii planowane jest w trzech głównych obszarach: energetyce, transporcie oraz przemyśle. Wsparcie informatyczne dla spółek multi-energetycznych w tym zakresie może zostać zapewnione za pomocą wielowarstwowego narzędzia optymalizacyjnego, uwzględniającego zarówno aspekty komercyjne, jak i techniczne powiązanych procesów.

Głównym celem optymalizacji mogłaby zostać maksymalizacja przychodu z wykorzystania wodoru w oparciu o informacje o dostępnych ilościach wodoru, aktualnych warunkach rynkowych, dane z istniejących systemów wsparcia ekonomicznego oraz techniczno-kosztowe charakterystyki procesów technologicznych wykorzystujących wodór jako nośnik energii. Dla każdego kroku czasowego scenariusza, optymalizator byłby w stanie przekazać użytkownikowi informacje o tym, w jaki sposób dostępny wodór może zostać optymalnie wykorzystany lub odsprzedany odbiorcom docelowym. Narzędzie będzie mogło służyć wsparciem zarówno zespołom, zajmującym się obrotem paliwami gazowymi, jak i operatorom instalacji do wykorzystania wodoru.

W warstwie nadrzędnej optymalizator uwzględniałby aktualnie dostępne wolumeny oraz zapotrzebowanie na wodór, ceny wodoru i energii elektrycznej, ale również i aktualne zapotrzebowanie na energię elektryczną. System uwzględni również profil zapotrzebowania na paliwo wodorowe oraz poziom

krytyczności instalacji przemysłowych.

Warstwa podrzędna realizowałaby zadanie minimalizacji kosztów operacyjnych pracy poszczególnych instalacji technicznych w łańcuchu dostaw poprzez planowanie optymalnego rozdziału obciążenia pomiędzy poszczególnymi urządzeniami, a także dobór punktów pracy urządzeń gwarantujący realizację zadanych parametrów procesu.

12.3.10 Wsparcie procesów biznesowych

W chwili obecnej rynek wodoru jest rynkiem płytkim, opierającym się o bezpośrednie relacje sprzedający-kupujący i brak jest masowego, zinstytucjonalizowanego obrotu, jak ma to miejsce na rynku gazu ziemnego. Co więcej, jak wspomniano w Raporcie, brak jest regulacji i wytycznych związanych z obrotem, magazynowaniem, transportem i związanymi np. z wymaganiami bezpieczeństwa. Bez szybkiego rozwoju tych podstaw formalnych Polska nie będzie w stanie stać się istotnym uczestnikiem gospodarki wodorowej.

Niemniej jednak, obserwując decyzje polityczne oraz kierunki badań naukowych, z dużym prawdopodobieństwem można przewidywać, że docelowo rynek wodoru będzie zbliżony do obecnego rynku gazu ziemnego. Podobnie jak obecnie, szczególnie istotne będą takie elementy łańcucha wartości jak produkcja, magazynowanie, przesył oraz dystrybucja i wykorzystanie wodoru. Na każdym z tych etapów konieczne będzie stworzenie narzędzi wspierających funkcjonowanie poszczególnych uczestników i ról w tym systemie.

12.3.11 Wsparcie procesów obrotu wodorem

Utworzenie masowego i publicznego rynku obrotu wodorem będzie wymagało stworzenia narzędzi informatycznych do wsparcia handlu tym nośnikiem energii. Obecnie wiele firm z branży energetycznej do wsparcia procesów handlowych wykorzystuje różne rozwiązania klasy CTRM. Narzędzia te umożliwiają prowadzenie obrotu oraz obsługi kontraktów na surowce energetyczne zarówno pod względem stricte handlowym jak również zapewnienia i obsługi finansowania. Jednocześnie istotnym elementem tych systemów jest zarządzanie oraz mitygacja ryzyk związanych z zajętymi pozycjami handlowymi, umowami i kontraktami kredytowymi. Systemy te umożliwiają również obsługę handlu prawami majątkowymi oraz certyfikatami emisyjnymi. Oczywiście należy założyć pewną specyfikę handlu nowym nośnikiem energii – wodorem, odmienną od gazu ziemnego i wynikające z tego konieczności modyfikacji tych rozwiązań, niemniej podobieństwa zdają się jednak przeważać.

Optymalizacja portfela kontraktów zazwyczaj zawiera również możliwości konwersji lub przejścia pomiędzy różnymi rodzajami energii.

12.3.12 Zarządzanie biznesowe usługami przesyłu i magazynowania wodoru

Ze względu na wspomniany w Raporcie brak regulacji i standardów dotyczących wodoru, jedynie z dużym prawdopodobieństwem można stwierdzić, że procesy magazynowania wodoru będą przebiegały podobnie do obecnie znanych procesów magazynowania gazu ziemnego. Wówczas konieczne będzie dostosowanie obecnych narzędzi i zaimplementowanie tych zmian w istniejących już narzędziach do obsługi rynku gazu ziemnego. Umożliwią one procesy zawierania transakcji kupna-sprzedaży przez

Operatora pojemności magazynowych oraz towarzyszących temu usług zatłaczania lub wytlaczania. Regulacje taryfowe wymuszają wielką różnorodność tych usług i wynikający z tego stopień skomplikowania różnych pakietów. Dzięki zastosowaniu platform aukcyjnych możliwe jest ustandaryzowanie procesów sprzedaży, jak również obiegu dokumentów transakcyjnych. Skomplikowane mechanizmy walidacji tych procesów zapobiegają popełnieniu błędów oraz wspierają transparentność rynku i poszczególnych transakcji.

Na szczególną uwagę zasługuje również zapewnienie niezbędnego wsparcia dla zarządzania usługami przesyłu wodoru. Wraz z rozwojem branży oraz rynku wodoru do zakresu usług operatorów sieci przesyłowych dodana zostanie możliwość rezerwowania odpowiedniej przepustowości sieci pod realizację usług przesyłu nowego medium. W zależności od rodzaju oraz zakresu usług niezbędnym będzie umożliwienie ich efektywnego oraz transparentnego rezerwowania przez klientów, w oparciu o określone algorytmy oraz regulacje rynkowe.

Wykorzystaniu platformy wspierającej procesy sprzedaży usług przesyłowych zapewni możliwość standaryzacji procesów wraz z zapewnieniem wysokiego poziomu transparentności oraz obiegu niezbędnej dokumentacji transakcyjnej.

12.3.13 Logistyka i dystrybucja wodoru

Ze względu na znaczące koszty rozbudowy infrastruktury sieciowej dedykowanej czystemu wodorowi, jej zasięg będzie z pewnością początkowo bardzo niewielki. Rodzi to konieczność transportu wyprodukowanego wodoru w inny sposób w miejsca, gdzie dostępność sieci gazociągowej jest ograniczona. Jedną z takich możliwości jest transport kołowy. Forma transportu wodoru, czy to w postaci sprężonej, ciekłej lub nawet w postaci amoniaku w tym stosunku nie ma większego znaczenia. Oczywiście istotne są regulacje dotyczące bezpieczeństwa, oddziaływania na środowisko itp., niemniej sam łańcuch dostaw składający się z procesów certyfikacji i weryfikacji uprawnień, harmonogramowania, załadunku, przewozu a następnie rozładunku i rozliczenia, pozostaje zbliżony do obecnie realizowanych procesów przewozu ładunków o podobnej specyfice – np. LNG. Wykorzystanie wiedzy i doświadczenia polskich firm IT w budowaniu narzędzi wspierających te procesy powinno leżeć w interesie państwa polskiego oraz służyć budowaniu polskiej gospodarki wodorowej w oparciu o idee Przemysłu 4.0.

Obecnie wdrażane narzędzia IT klasy SCM (*Supply Chain Management*) wspierające współpracę różnych uczestników rynku transportowego, zapewniają obsługę całego łańcucha dostaw począwszy od kontraktacji i zarządzania umowami, przez procesy weryfikacji pojazdów i kierowców, harmonogramowanie i uzgodnienia sprzedawcy, dostawcy i klienta, na procesach odbiorowych i rozliczeniowych kończąc. W miarę wdrażania regulacji związanych np. z bezpieczeństwem transportu wodoru, konieczne będzie zaimplementowanie odpowiednich reguł i algorytmów optymalizujących poszczególne ww. procesy oraz optymalizujących trasy dojazdu, czasu pracy kierowcy lub rozładunków i załadunków pośrednich.

12.3.14 Zarządzanie klastrami energetycznymi oraz rozproszoną generacją wodoru

Coraz częstszym modelem biznesowym, obserwowanym na rynku podmiotów posiadających bądź zarządzających infrastrukturą energetyczną lub również prowadzących obrót energią, jest sterowanie produkcją i sprzedaż energii pod różnymi postaciami, w oparciu o coraz bardziej płynny i dynamiczny rynek. Takie podejście opiera się na technicznych możliwościach sterowania źródłami energii w czasie

zbliżonym do rzeczywistego oraz wykorzystaniem publicznie dostępnych platform handlu. Wszystkie te procesy możliwe są jednak tylko dzięki wsparciu odpowiednio zaprojektowanych narzędzi IT.

Wynikiem obecnych zmian rynkowych są grupy podmiotów określane jako klastry energetyczne, bazujące w dużej mierze na rozproszonej generacji, możliwościach transformacji energii oraz jej magazynowaniu. Wykorzystanie tych technicznych możliwości pozwala na uzyskanie dodatkowych korzyści ekonomicznych i finansowych. Systemami pozwalającymi na kojarzenie wielu rozproszonych źródeł są systemy klasy Virtual Power Plant. Narzędzia te obsługują wszystkie wyżej opisane zagadnienia a dodatkowo pozwalają agregować produkcję i reprezentować ją w Krajowym Systemie Energetycznym w postaci ujednoliconego zbiorczego źródła. Pozwala to w łatwiejszy sposób zarządzać tymi rozproszonymi, często niewielkimi generacjami, uzyskując zdecydowany efekt skali. Ze względu na zaawansowanie technologiczne, agregację różnego rodzaju danych, analizowanie w oparciu o zróżnicowane algorytmy oraz funkcje celu, rozwój tego sektora o elementy wodorowe nie byłby możliwy bez wykorzystania i wsparcia sektora IT.

12.3.15 Podsumowanie

Przedstawione powyżej różne procesy i aspekty gospodarki wodorowej możliwe są do zrealizowania jedynie przy aktywnym i wydajnym wsparciu sektora informatycznego. Obecnie realizowane projekty rozwojowe oraz badawcze w sposób jedynie pobieżny wspierają ten segment naszej gospodarki. Oczywiście badania materiałowe, technologiczne lub konstrukcyjne stanowią podstawę rozwoju gospodarki wodorowej, ale w obecnym świecie nie można pomijać w tym rozwoju branży IT, umożliwiającej spójne i koherentne współdziałanie każdego elementu tego sektora. Efektywne wykorzystanie narzędzi IT do wsparcia zarówno biznesowych, jak i technicznych procesów zachodzących w tworzącej się branży wodorowej stworzy przewagę konkurencyjną dla polskiej gospodarki, a co za tym idzie – przyczyni się do wzmocnienia pozycji Polski w zakresie energetyki odnawialnej oraz Przemysłu 4.0.



12.4 Case study IV - Grupa LOTOS:

Inicjatywy i projekty wodorowe w Grupie Kapitałowej LOTOS

**Marek Laskowski**

Szef Biura Innowacji, Pion Innowacji,
Obszar Wiceprezesa Zarządu
ds. Inwestycji i Innowacji

Paweł Korczak

Kierownik,
Obszar Wiceprezesa Zarządu
ds. Inwestycji i Innowacji

Sylvia Pawlak

Dyrektor, Pion Innowacji,
Obszar Wiceprezesa Zarządu
ds. Inwestycji i Innowacji

Aktualne globalne trendy determinują konieczność zmiany modeli biznesowych tradycyjnych sektorów. Sprostanie przyszłym wyzwaniom rynkowym będzie wymagało dostosowania się przez firmy z branży paliwowo-energetycznej do nowych uwarunkowań. Globalne spółki naftowe transformują i dywersyfikują swoją działalność w kierunkach pozapaliwowych, inwestując przede wszystkim w odnawialne źródła energii i technologie wodorowe. Główne makrotrendy oddziałujące na działalność spółek naftowych obejmują: dekarbonizację, decentralizację oraz digitalizację procesów. Grupa Kapitałowa LOTOS posiada i rozwija kompetencje wpisujące się w te obszary. Gotowość do wdrażania innowacji jest jednym z celów strategicznych zdefiniowanych w Strategii Grupy LOTOS S.A. na lata 2017–2022. Inwestycje w nowoczesne technologie na przestrzeni ostatnich trzech dekad przyczyniły się do tego, że Grupa LOTOS jest obecnie jedną z najbardziej nowoczesnych i innowacyjnych instalacji rafineryjnych w Europie. Analiza globalnych trendów, identyfikacja obszarów oraz wyznaczenie celów oraz zadań strategicznych zostało zebrane w dokumencie pt. Strategiczne Kierunki Rozwoju Innowacji w Grupie Kapitałowej LOTOS w perspektywie roku 2030. Inicjatywy i projekty związane z rozwojem paliw alternatywnych w szczególności wodoru stanowią jeden z kluczowych obszarów rozwoju Grupy Kapitałowej LOTOS. W ramach realizowanych projektów związanych z technologiami wodorowymi wyróżnić można następujące: Green H2, Vetni, Pure H2, Hestor czy WOW (węzeł odzysku wodoru) oraz IT-Biogaz.

12.4.1 Green H2

Grupa LOTOS uruchomiła program inwestycyjny, w ramach którego chce zbudować wielkoskalową instalację do produkcji zielonego wodoru. Zgodnie z założeniami projektu Green H2, wodór powstanie

w procesie elektrolizy, czyli rozkładu wody przy użyciu energii elektrycznej. Jeżeli do jego produkcji zostanie wykorzystana energia pochodząca ze źródeł odnawialnych, to taki wodór będzie zakwalifikowany jako tzw. wodór zielony. Wytworzony wodór zostanie wykorzystany do procesów rafineryjnych, co spowoduje, że tradycyjne paliwa wytwarzane z ropy naftowej, staną się paliwami bardziej ekologicznymi. W ramach Green H2 powstać ma wielkoskalowa instalacja złożona z elektrolizerów, magazynów wodoru i ogniw paliwowych. Całość ma produkować zeroemisyjny wodór na potrzeby rafinerii i jednocześnie wspierać polski system elektroenergetyczny na zasadzie elektrowni szczytowo-pompowej. Pierwszym krokiem w ramach programu jest projekt pilotażowy, który pozwoli stworzyć instalację elektrolizy w mniejszej skali. Tak zaprojektowana instalacja będzie docelową konfiguracją dla projektu w dużej skali. Program Green H2 będzie ewoluował. Wspomniany wcześniej pilotaż zaplanowano na lata 2020–2024. Umożliwi on zdobycie pierwszych doświadczeń oraz będzie stanowił podstawę do budowy oprogramowania. Równoległe do pilotażu realizowana ma być faza pierwsza, której celem jest stworzenie wielkoskalowej instalacji elektrolizy, produkującej wodór na potrzeby rafineryjne, ale będącej również uczestnikiem rynku elektroenergetycznego. W fazie drugiej planowana jest dalsza rozbudowa mocy instalacji i zwiększanie roli na rynku elektroenergetycznym. Długoterminowo, w kolejnej fazie zakreślonej do 2040 roku, LOTOS zamierza umacniać pozycję regionalnego lidera produkcji i dystrybucji wodoru.

12.4.2 VETNI

Grupa LOTOS S.A., w ramach konsorcjum z Instytutem Energetyki oraz Akademią Górniczo-Hutniczą w Krakowie, realizuje współfinansowany ze środków Unii Europejskiej w ramach Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój 2014–2020, Działanie 1.1 „Projekty B+R przedsiębiorstw”, Poddziałanie 1.1.1 „Badania przemysłowe i prace rozwojowe realizowane przez przedsiębiorstwa” (Szybka ścieżka, konkurs 1/1.1.1/2021) projekt VETNI (isl. wodór). Celem projektu jest opracowanie i konstrukcja instalacji pilotażowej systemu wytwarzania wodoru w elektrolizerach stałotlenkowych (SOE), pozwalających na wysokosprawną produkcję zielonego wodoru o wysokiej czystości.

W ramach projektu przeprowadzone zostaną prace B+R zorientowane na opracowanie, budowę i badania w rzeczywistych warunkach eksploatacyjnych systemu z elektrolizerem zintegrowanym z procesem rafineryjnym, który dostarczać będzie parę procesową do produkcji wodoru. Parametry prototypowego elektrolizera pozwolą na produkcję ok. 16 kg wodoru na dobę o czystości 99,999%, co umożliwi zatankowanie kilku samochodów zasilanych wodorem.

Projekt VETNI jest przedsięwzięciem unikalnym na skalę światową ze względu na głęboką integrację elektrolizerów SOE z istniejącym procesem, który będzie przystosowany do nadania mu nowej roli. Wykorzystanie obiektu rafineryjnego jako źródła pary w instalacji wytwarzania wodoru pozwala na poprawę efektywności procesu przy jednoczesnym zagospodarowaniu aktywów przemysłowych w nowych zastosowaniach, w tym dla potrzeb wytwarzania wodoru i paliw pochodnych. W dłuższej perspektywie, projekt VETNI wyznacza nowe kierunki modernizacji obiektów przemysłowych, obejmujące ich przystosowanie do nowych celów, które będą wynikały z sukcesywnego rozwoju gospodarki wodorowej. Projekt charakteryzuje się wysokim stopniem innowacyjności i, co ważne, bazuje na polskich rozwiązaniach technologicznych i materiałowych. Długoczasowa stabilność pracy oraz wysoka efektywność działania elektrolizera zostaną zapewnione m.in. poprzez wykorzystanie nowej grupy opracowywanych w AGH materiałów do konstrukcji elektrody powietrznej, w których zminimalizowana zostanie zawartość toksycznego i drogiego kobaltu. Realizacja przedsięwzięcia będzie niewątpliwie ważnym krokiem na drodze transformacji energetycznej w kierunku zwiększenia wykorzystania źródeł niskoemisyjnych.

12.4.3 IT-BIOGAZ

Trend do rozproszenia produkcji energii (paliw) i lokalnej korelacji wytwarzania z produkcją jest przyszłością, której oczekują nie tylko państwa, ale także konsumenci. Rok 2030 z perspektywy redukcji emisji CO₂ o 55% i cenami za emisję na poziomie co najmniej 76 euro/tonę nadchodzi wielkimi krokami. W tym kontekście pojawia się możliwa do wykorzystania szansa dla biomasy dla biometanu i biowodoru. W związku z powyższym pojawia się bardzo duża szansa dla takiej organizacji jak Grupa LOTOS na zaistnienie na rynku biometanu, biowodoru poprzez wdrożenie hybrydowej strategii podejścia do tego rynku. Hybrydowość podejścia zakłada udział Grupy LOTOS w produkcji biometanu i biowodoru, ale również uruchomienie działań w kierunku budowy społeczności (ekosystemu współpracy) z inwestorami, którzy będą zainteresowani długotrwałym procesem dostawy biometanu i biowodoru do Grupy LOTOS. Aby powyższy cel osiągnąć uruchomiono projekt, który dostarczy kompleksową innowacyjną Platformę IT-BIOGAZ, która pozwoli na kontraktację określonych przez Grupę LOTOS wolumenów paliw ekologicznych, bieżący nadzór nad procesami produkcji zakontraktowanych instalacji, sprzedaż paliwa oraz komunikację promocyjno-informacyjną ze środowiskiem potencjalnych dostawców technologii, instytucji finansujących czy partnerów biznesowych. Internetowa platforma aukcyjna stanowić będzie innowacyjne rozwiązanie biznesowe pozwalające Grupie LOTOS pozyskać efektywnie znaczące wolumeny paliw alternatywnych. Projektowany system w warstwie aukcyjno-handlowej będzie posiadać funkcjonalności podobne do tych stosowanych przez Platformę Użytkowników Rynku Mocy.

Dla Grupy LOTOS kluczowe są inwestycje w wytwarzanie „zielonego” wodoru, jednakże w swoim portfolio posiada ona również projekty związane z wykorzystaniem „szarego” wodoru, wytwarzanego w procesach rafinacji. Jednym z takich projektów jest projekt „PURE H2. Wytworzone w ten sposób paliwo wodorowe będzie również oferowane dla klientów poprzez realizowaną Platformę IT-BIOGAZ.

12.4.4 PURE H2

Grupa LOTOS zamierza wykorzystać swój potencjał i doświadczenie w dziedzinie wytwarzania wodoru, a także promować wodór jako zeroemisyjne paliwo przyszłości. Wykorzystanie wodoru jako alternatywnego źródła energii przyczyni się do ograniczenia zanieczyszczeń powietrza, spowodowanych emisją gazów spalinowych z pojazdów wyposażonych w konwencjonalne silniki, szczególnie na terenie aglomeracji miejskich. Przedmiotem projektu PURE H2 jest budowa i uruchomienie infrastruktury do produkcji i sprzedaży wodoru o wysokiej czystości (99,999%), spełniającego wymagania norm dla paliwa wodorowego przeznaczonego do zasilania ogniw paliwowych wykorzystywanych w transporcie kołowym. W Gdańsku zostanie zbudowana instalacja oczyszczania wodoru do odpowiednich wymogów, która zostanie umiejscowiona na terenie rafinerii. Stacja dystrybucji czystego wodoru, czyli instalacja służąca do napełniania tzw. bateriowozów (pojazdów do transportu sprężonego wodoru) – zostanie zbudowana od podstaw na terenie obecnego placu składowego zlokalizowanego w bezpośrednim sąsiedztwie rafinerii przy ulicy Benzynowej. Ponadto – projekt PURE H2 zakłada również budowę dwóch instalacji do tankowania pojazdów w standardzie 350 bar (np. autobusy) i 700 bar (pojazdy osobowe). Instalacje te powstaną w obrębie istniejących stacji paliw należących do LOTOS Paliwa w Gdańsku i Warszawie.

Poszczególne lokalizacje i elementy Projektu są ze sobą zintegrowane i dopasowane pod względem zdolności przerobowych i logistycznych. Instalacja oczyszczania wodoru w Gdańsku ma zdolność produkcyjną około 160 kg/h wodoru, a wytworzony w ten sposób wodór trafi w całości na węzeł spręża-

nia wodoru. Następnie przy wykorzystaniu węzła dystrybucji oraz tankowania będzie możliwa sprzedaż wodoru w Gdańsku. Do Warszawy odpowiednie ilości wodoru zostaną przetransportowane przy pomocy pozyskanych w ramach Projektu dwóch bateriowozów (trailerów), które będą wykorzystywane także dla dostaw do innych dużych odbiorców. Projekt realizowany jest przez konsorcjum Grupy LOTOS oraz LOTOS Paliwa. Projekt PURE H2 uzyskał dofinansowanie w ramach instrumentu CEF (konkurs 2017 CEF Transport Blending MAP Call II), w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (ang. *Connecting Europe Facility* – CEF).

12.4.5 HESTOR

W ramach projektu HESTOR, realizowanego wspólnie z Akademią Górniczo-Hutniczą w Krakowie, Politechnikami Śląską i Warszawską, firmami CHEMKOP i GAZ-SYSTEM, Grupa LOTOS pracowała nad technologią magazynowania energii w postaci wodoru uzyskiwanego w procesie elektrolizy z nadwyżek energii pochodzącej z elektrowni wiatrowych i słonecznych. Projekt był współfinansowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju – NCBR w ramach programu Gekon – Generator Konceptcji Ekologicznych. Zgodnie z założeniami projektu przeanalizowano możliwość pozyskiwania i magazynowania wodoru w kawernach solnych, który następnie może być wykorzystany do procesów rafineryjnych np. w razie awarii wytwórni wodoru lub jako uzupełnienie dla sieci wodoru. Ponadto w ramach Projektu rozważano również aspekty techniczne i ekonomiczne zastosowania wodoru jako paliwa w transporcie – analizowano zagadnienia dotyczące rozwoju rynku wodoru, nowoczesnych usługi magazynowania energii w postaci wodoru, możliwości wytwarzania i obrotu energią elektryczną oraz wykorzystania wodoru w procesach technologicznych. Istotnym aspektem było określenie ekonomicznych warunków opłacalności projektu. Wytworzony i zmagazynowany w kawernie solnej wodór będzie mógł być wykorzystany, poprawiając efektywność energetyczną, do:

- celów energetycznych,
- procesów technologicznych w rafinerii, zmniejszając potrzebę jego produkcji z gazu ziemnego i pozwalając na zrjonalizowanie i optymalizację gospodarki wodorem;
- celów transportowych: zastosowanie wodoru w transporcie.

Kwestie związane z magazynowaniem energii elektrycznej były jednym z kluczowych zagadnień Projektu, a wyniki analiz możliwych do zastosowania rozwiązań technicznych z uwzględnieniem kryterium ekonomicznego pozwolą na generowanie podstawowych korzyści społeczno-gospodarczych i determinowanie uwarunkowań wdrożeniowych.

Przykładem projektów wodorowych, powiązanych z ograniczaniem emisji CO₂ do atmosfery, Grupa LOTOS zrealizowała projekt instalacji Węzła Odzysku Wodoru.

12.4.6 WOW (Węzeł Odzysku Wodoru)

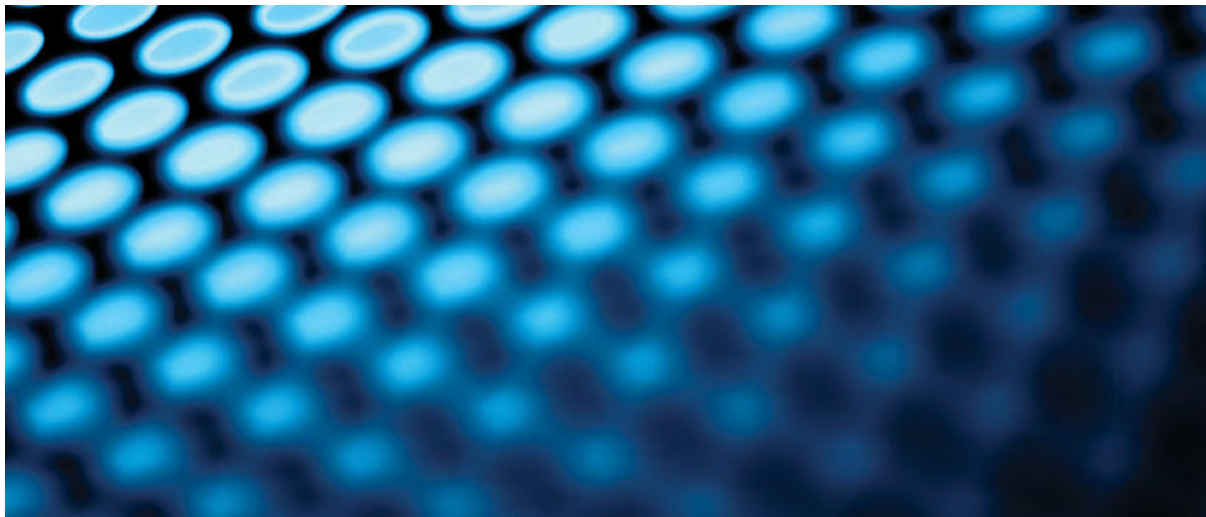
Instalacja Węzła Odzysku Wodoru, uruchomiona w rafinerii Grupy LOTOS wytworzy rocznie: 70 tys. ton LPG, 43 tys. ton benzyny surowej, 39 tys. ton benzyny lekkiej i prawie 9 tys. ton wodoru rocznie.

W rafineryjnej sieci gazu opałowego płynie paliwo, które jest mieszanką gazu ziemnego z sieci zewnętrznej (ok. 50%) oraz gazów powstających w procesach rafineryjnych. Węzeł Odzysku Wodoru (WOW) ma za zadanie wyizolowanie z tej mieszaniny: LPG, benzyny lekkiej i surowej oraz wodoru. Dodatkowy wodór zostanie skierowany do procesów rafineryjnych (co finalnie przełoży się na obniżenie jego

kosztu produkcji), a LPG i benzyna na rynek. Powstały deficyt w bilansie energetycznym rafinerii zostanie uzupełniony zakupem dodatkowego gazu ziemnego z sieci zewnętrznej. Zwiększenie jego udziału w rafinerijnej sieci gazu opałowego wpłynie na obniżenie emisyjności paliwa spalanego w zakładzie – zarówno pod kątem CO₂, jak i zanieczyszczeń energetycznych. Sercem WOW pracującej w technologii kriogenicznej jest tzw. coldbox, w którym mieszanina gazów resztkowych przy parametrach –180°C i ciśnieniu 45 barów rozdziela się na ciekłe węglowodory i gazowy wodór. Przy takich warunkach uzyskujemy wodór o czystości 98,6%. Gdy ta temperatura obniży się jeszcze do –187 stopni, wtedy osiągniemy 99,5% czystości wodoru. Najważniejsze urządzenie instalacji to kompresor wsadowy, który zasilany jest przez największy silnik w rafinerii – o mocy ponad 4 MW. Kompresor sprężający 24,7 tys. m³ gazu wsadowego: z 4,5 do 64 atmosfer.

To tylko kilka przykładów projektów, które zostały zainicjowane w Grupie LOTOS, w celu rozwoju technologii wodorowych. Dzięki reńcie geograficznej, czyli strategicznemu położeniu nieopodal Morza Bałtyckiego, Grupa LOTOS otwiera się na możliwość szerszego rozwoju technologii wodorowych przeznaczonych np. dla żeglugi. Umożliwia to posiadanie nabrzeża przy Martwej Wiśle, do którego zgodnie z przeprowadzonymi badaniami mogą dopływać jednostki nawet do 9 tys. ton nośności. Dodatkowo Grupa LOTOS jest aktywnym uczestnikiem rynku, który zarówno monitoruje, jak i bierze udział w tworzeniu legislacji w obszarze wodoru.



12.5 Case study V - PKN ORLEN:**Nisko i zeroemisyjny wodór kluczem do dekarbonizacji Europy Środkowo - Wschodniej****Anna Filipowicz**

Kierownik Projektu,
Zespół Projektów
Integracyjnych

Krzysztof Łokaj

Kierownik Projektu,
Dział Rozwoju Nowych
Strumieni Biznesowych

Jakub Lubiński

Kierownik, Zespół Transformacji
Wodorowej i Paliw Odnawialnych

Dominika Niewierska

Kierownik, Dział Rozwoju
Nowych Strumieni Biznesowych

Grzegorz Józwiak

Dyrektor, Biuro Wdrażania
Paliw Alternatywnych

Wodór zero i niskoemisyjny uznawany jest za jeden z kluczowych elementów łańcucha wartości prowadzącego do zielonej transformacji – może być wykorzystywany jako surowiec, paliwo lub nośnik i magazyn energii. Ze względu na swój potencjał energetyczny połączony z minimalną emisyjnością jest przedmiotem nieustającego zainteresowania w Europie i na świecie. W efekcie globalnego przyspieszenia ambicji klimatycznych wodór uzyskał status kluczowego filaru transformacji. Szeroki wachlarz zastosowań w sektorach przemysłu, transportu oraz energetyce, stanowiących główne sektory emisji CO₂ w UE, sprawia, że wodór odgrywa istotną rolę, umożliwiając osiągnięcie ambitnego celu min. 55% redukcji emisji CO₂ do 2030 roku oraz neutralności klimatycznej do 2050 roku.

W strategii wodorowej Komisja Europejska uznaje za główny cel rozwój tego typu technologii w oparciu o odnawialne źródła energii. W krótkim i średnim terminie pozostawia jednocześnie miejsce dla alternatyw niskoemisyjnych.

Grupa ORLEN, zgodnie ze swoją strategią 2030 i zobowiązaniem osiągnięcia całkowitej neutralności emisyjnej w 2050 roku, będzie wdrażać projekty w całym łańcuchu wartości nisko i zeroemisyjnego wodoru na rzecz obniżenia emisyjności swoich aktywów, a także rozwoju branży związanej z transportem wykorzystującym wodór jako nowe paliwo.

W rozwoju tego wschodzącego rynku decydujące znaczenie będzie miała współpraca nie tylko między przedsiębiorstwami, ale także między sektorem publicznym i prywatnym. W tym celu Grupa

ORLEN wspiera i promuje duże, krajowe jak i międzynarodowe, ekosystemy w całym łańcuchu wartości wodoru, w których rozwój technologiczny, inwestycje i działania sektora publiczno-prywatnego mocno się przenikają. Przekładają się one bezpośrednio na realizowane przez koncern projekty. Dwa z nich - Clean Cities – Hydrogen mobility in Poland (Phase I) i Hydrogen Eagle pozwolą na utworzenie korytarzy wodorowych na kluczowych trasach w obrębie sieci TEN-T oraz w największych miastach. Ze względu na strategiczną lokalizację Polski, Czech i Słowacji, na głównych korytarzach transportowych, nasza sieć stacji tankowania wodoru stanie się częścią większej paneuropejskiej sieci, w tym przede wszystkim korytarzy północ - południe oraz wschód - zachód. Przyczyni się tym samym do rozwoju sektora mobilności opartego na paliwie wodorowym w całej Europie. Grupa ORLEN stawia zarówno na transport kołowy jak i budowę ekosystemu wodoryzacji kolei w Polsce.

Projekt „Clean Cities – Hydrogen mobility in Poland (phase I)” swoim zakresem obejmuje wytwarzanie wodoru wysokiej czystości z procesu elektrolizy w HUBie we Włocławku docelowo zasilanego OZE, budowę dwóch ogólnodostępnych stacji tankowania wodoru w Poznaniu i w Katowicach oraz mobilną (kontenerową) stację tankowania zlokalizowaną we Włocławku. Jest to aktualnie największy projekt krajowy, pod względem wolumenu produkcji wodoru, który otrzymał wsparcie w postaci bezzwrotnego dofinansowania w wysokości ok. 9 mln PLN z CEF Transport Blending Facility, który wspierał rozwój paliw alternatywnych, w tym wodoru – budowę infrastruktury oraz zakup aktywów ruchomych. Zakładana w projekcie infrastruktura, umożliwiającą zastosowanie wodoru jako paliwa, pozwoli na tankowanie łącznie ponad 40 autobusów zasilanych ogniwami paliwowymi oraz dodatkowo innych pojazdów napędzanych wodorem wysokiej czystości. Wdrażane zero i niskoemisyjne technologie bezpośrednio przyczynią się do poprawy jakości powietrza w miastach, gdyż dzięki wykorzystaniu wodoru w szeroko rozumianym transporcie zostaną wyeliminowane spaliny pochodzące z paliw kopalnych, a w zamian emitowana będzie tylko i wyłącznie woda. Obniżony znacząco zostanie poziom hałasu, bowiem autobusy napędzane wodorem nie posiadają silników spalinowych, tylko silniki elektryczne, które są zasilane energią elektryczną pochodzącą z ogniw paliwowych napędzanych wodorem wysokiej czystości.

Grupa ORLEN stoi również za flagowym projektem wodorowym w Europie Środkowo-Wschodniej. Hydrogen Eagle to kompleksowy projekt infrastrukturalny, mający na celu utworzenie i rozbudowę infrastruktury wodorowej w Polsce, Czechach i na Słowacji. Jego realizacja pozwoli na dołączenie do międzynarodowej sieci tankowania wodorem poprzez budowę ponad stu stacji zarówno dla transportu kołowego jak i kolei, oraz na osiągnięcie do 2030 roku mocy wytwórczych zeroemisyjnego wodoru na poziomie ok. 50 tys. ton rocznie. Projekt zakłada budowę ośmiu nowych HUBów wodorowych, w tym pięciu w Polsce, dwóch w Czechach oraz jednego na Słowacji skoncentrowanych na produkcji zero i niskoemisyjnego wodoru w oparciu o odnawialne źródła energii oraz technologie „waste to Hydrogen”. Łącznie docelowo moc instalacji elektrolizy zasilanych OZE wyniesie ok. 250 MW. Program obejmuje także trzy innowacyjne instalacje przetwarzania odpadów komunalnych w niskoemisyjny wodór, zlokalizowane w Płocku, Ostrołęce oraz w Czechach. Hydrogen Eagle pomyślnie przeszedł etap prenotyfikacji wsparcia do Komisji Europejskiej w konkursie na projekty z obszaru technologii i systemów wodorowych w ramach mechanizmu IPCEI.

Grupa ORLEN wdraża także technologie produkcji niskoemisyjnego wodoru pochodzącego ze źródeł innych niż elektrolizery zasilane energią elektryczną z OZE. Alternatywą dla technologii elektrolitycznych jest m.in. wytwarzanie wodoru z wykorzystaniem jako surowca odpadów komunalnych o odpowiedniej kaloryczności. Lista instalacji termicznego przetwarzania odpadów w celu wytworzenia energii elektrycznej i ciepła jest stosunkowo długa i w szczególności w niektórych krajach zachodniej

HYDROGEN EAGLE

Flagowy projekt wodorowy w Europie Środkowo-Wschodniej jest jedną z inicjatyw Grupy ORLEN mającą na celu uzyskanie neutralności klimatycznej do 2050 roku.



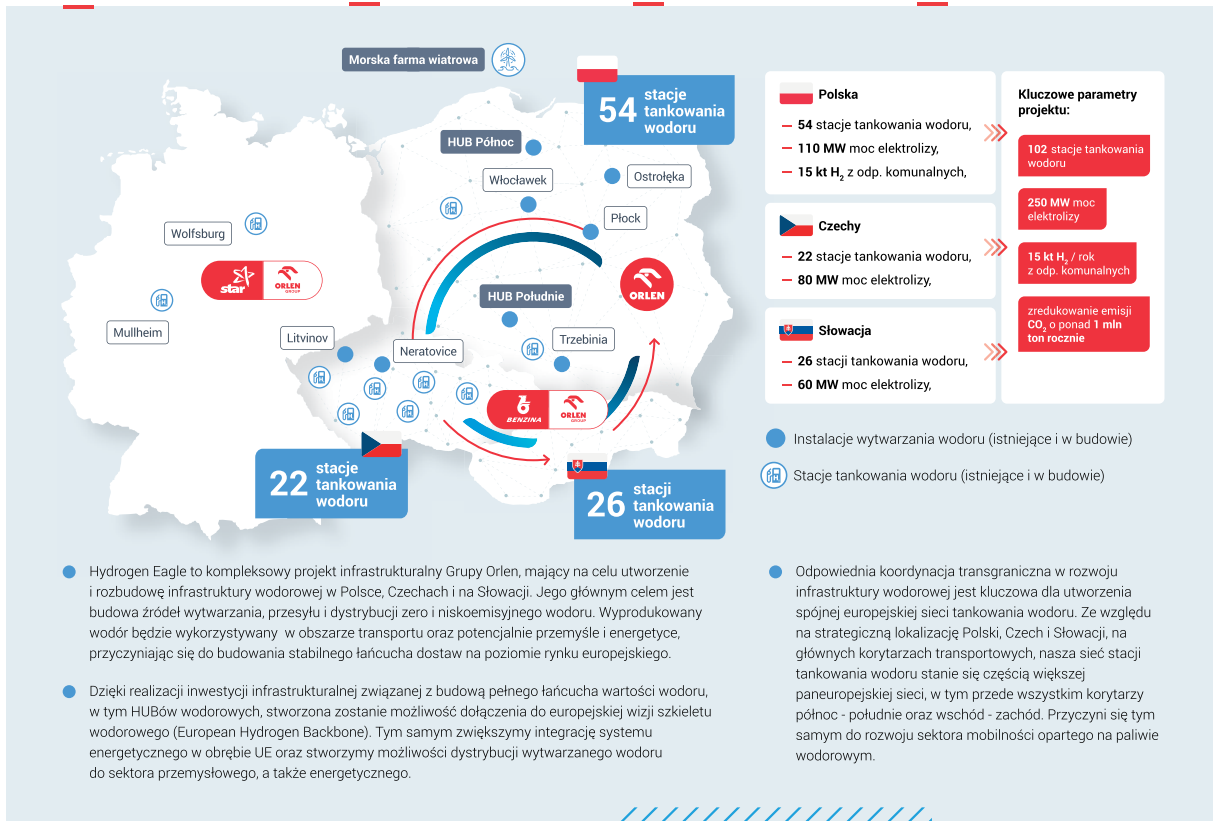
Grupa ORLEN

Największa firma w Europie Środkowo-Wschodniej

Prowadzi działalność w Polsce, Czechach, Niemczech, na Litwie, Słowacji i w Kanadzie

Moce przerobowe przekraczające 35 mln ton różnych gatunków ropy rocznie

Posiada największą w regionie Europy Środkowo-Wschodniej sieć ponad 2800 stacji paliw



Cele

- Znaczne zmniejszenie emisji CO₂ w transporcie miejskim, ciężarowym i kolejowym.
- Przejęcie z paliw konwencjonalnych na zero i niskoemisyjny wodór.
- Produkcja zero i niskoemisyjnego wodoru na dużą skalę w Europie Środkowo-Wschodniej przy wykorzystaniu morskich i lądowych źródeł odnawialnej energii oraz odpadów komunalnych.

- Utworzenie kluczowej infrastruktury wodorowej w Europie Środkowo-Wschodniej.
- Zwiększenie konkurencyjności Europy oraz rozwój celów neutralności klimatycznej opartych na rozwiązaniach przyjaznych dla środowiska.
- Dołączenie do europejskiego szkieletu wodorowego (European Hydrogen Backbone).

Korzyści

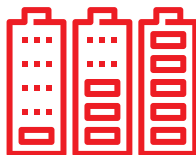
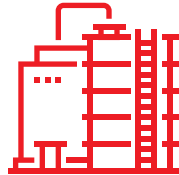
Zdywersyfikowana produkcja wodoru - zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego dostaw w Europie Środkowo-Wschodniej

Hydrogen Eagle daje potencjał utworzenia ponad 5 000 nowych miejsc pracy

Rozwiązanie problemu zarządzania odpadami komunalnymi - gospodarka o obiegu zamkniętym

Osiągnięcie logarytmicznej skalowalności wytwarzania wodoru w UE po 2030 roku

Europy stało się podstawowym sposobem rozwiązywania problemów z gospodarką odpadami. Spalanie odpadów jest prostym, ale mało efektywnym sposobem odzyskania energii zgromadzonej w odpadach. Istnieją również chemiczne metody konwersji nierecyklowalnych odpadów do użytecznych produktów i półproduktów petrochemicznych, które są opracowywane i wdrażane obecnie w Grupie ORLEN. Elementem decydującym o niskoemisyjnym charakterze tak wyprodukowanego wodoru jest nie tyle sam surowiec, co sposób zagospodarowania powstającego CO₂. Naszą ambicją jest, aby produkowany wodór był rzeczywiście niskoemisyjny, dlatego realizowane przez Koncern inwestycje w aktywa wytwórcze zawierają element wychwytu powstającego dwutlenku węgla. Aktualnie jedyną technologią stosowaną na szeroką skalę, która pozwala zagospodarować CO₂ jest jego zatłaczanie pod ziemię (Carbone Capture and Storage), jednak jej zastosowania w głębi kontynentu są mocno ograniczone. Metody chemicznego wiązania CO₂, czyli CCU (Carbon Capture and Utilization) nie są obecnie gotowe do komercyjnego zastosowania na skalę przemysłową. Opracowanie tego typu technologii i wdrożenie jej w Polsce jest jedną z ambicji Grupy ORLEN, którą chcemy realizować wspólnie z polskimi ośrodkami naukowymi. Realizacja tego typu i innych projektów badawczo-rozwojowych oraz dalsze wdrażanie ich wyników pozwoli opracować technologie wytwarzania zero i niskoemisyjnego wodoru, które będą mogły znaleźć zastosowanie nie tylko w regionach o wysokim potencjale energii z OZE. Cel osiągnięcia neutralności emisyjnej jest niewątpliwie bardzo ambitny i wiąże się z podejmowaniem szeregu wyzwań technologicznych oraz biznesowych, ale jest to przede wszystkim szansa dla naszego regionu na lepsze warunki życia i rozwój gospodarczy.



13 Spis rysunków

Rys. 2.1. Uśrednione koszty produkcji 1 kg wodoru metodą reformingu parowego (USD/kg wodoru; dane za 2018 r.)	34
Rys. 2.2. Emisyjność poszczególnych sposobów produkcji wodoru (kgCO ₂ /kgH ₂)	37
Rys. 2.3. Uproszczony schemat gospodarki wodorowej z uwzględnieniem technologii Power to Gas (P2G), przy założeniu produkcji wodoru ze źródeł OZE	42
Rys. 2.4. Poziomy efektywności w łańcuchu przemian dla technologii P2G	43
Rys. 4.1. Koszty wytwarzania wodoru brązowego	60
Rys. 4.2. Koszty wytwarzania wodoru szarego	61
Rys. 4.3. Koszty wytwarzania wodoru niebieskiego	62
Rys. 4.4. Koszty wytwarzania wodoru zielonego (elektrolizer + elektrownia wiatrowa)	63
Rys. 4.5. Koszty wytwarzania wodoru zielonego (elektrolizer + instalacja PV)	65
Rys. 4.6. Porównanie kosztów pozyskania wodoru	66
Rys. 4.7. Układ elementów wpływających na rozwój rynku wodoru	67
Rys. 4.8. Bariery w obszarze produkcji odnawialnego wodoru	69
Rys. 4.9. Bariery w obszarze transportu i magazynowania wodoru	70
Rys. 4.10. Bariery w obszarze docelowych zastosowań	71
Rys. 4.11. Wybrane poziomy efektywności w wodorowym łańcuchu wartości	74
Rys. 4.12. Główne bariery rozwoju odnawialnego wodoru	75
Rys. 4.13. Wybrane sposoby redukcji barier dla odnawialnego wodoru	76
Rys. 5.1. Roczne przebiegi mocy generowanej w farmach wiatrowych: a) energetyka lądowa, P _{nFW} =9 GW; b) energetyka morska P _{nMFW} =9 GW; c) fotowoltaika P _{nPV} =12 GW	80
Rys. 5.2. Przebiegi średniej mocy godzinowej generowanej w hipotetycznych morskich farmach wiatrowych polskiej strefy ekonomicznej (MFW – 9000 MW) dla dwóch kolejnych dób okresu zimowego a) doba pierwsza; b) doba następna	82
Rys. 5.3. Moc zainstalowana w ciepłych JWCD, przy braku mechanizmu mocowego po 2025 r. (JWCD – jednostka wytwórcza centralnie dysponowana)	85
Rys. 5.4. Moc zainstalowana w ciepłych nJWCD (jednostki gazowe bez wodoru)	86
Rys. 5.5. Przebieg zmienności zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE w roku 2030	88
Rys. 5.6. Przebieg zmienności mocy do zbilansowania w krajowym systemie elektroenergetycznym w 2030 r. (struktura generacji wskazana wyżej, zgodnie z wariantem B), wartości ujemne wskazują na nadwyżki mocy	89
Rys. 5.7. Uporządkowane roczne wykresy: obciążenia, generacji w podstawie, generacji fotowoltaicznej, generacji wiatrowej lądowej i morskiej w 2030 r. Założenie odnośnie do struktury generacji jak dla Rys. 5.6	89
Rys. 5.8. Przebieg zmienności mocy do zbilansowania w krajowym systemie elektroenergetycznym w 2040 r. (struktura generacji wskazana wyżej, zgodnie z wariantem B), wartości ujemne wskazują na nadwyżki mocy	91
Rys. 5.9. Przebieg zmienności nadwyżki mocy z OZE w krajowym systemie elektroenergetycznym w 2040 r. (struktura generacji wskazana wyżej, zgodnie z wariantem B), kolor żółty wskazuje wartości do wykorzystania, przy założeniu mocy urządzeń do absorpcji nadwyżki wynoszącej 10 GW	91
Rys. 5.10. Uporządkowane roczne wykresy: obciążenia, generacji w podstawie, generacji fotowoltaicznej, generacji wiatrowej lądowej i morskiej w 2040 r. Założenie odnośnie struktury generacji jak dla Rys. 5.8	92
Rys. 5.11. Zestawienie technologii magazynowania energii z uwzględnieniem pojemności magazynów i czasu ich rozładowania	94

Rys. 5.12. Roczny przebieg ładowania i rozładowania magazynu globalnego zagospodarowującego nadwyżki z OZE w krajowym systemie elektroenergetycznym w 2040 roku	95
Rys. 5.13. Przebiegi mocy do zbilansowania w KSE (rok 2040, wariant B), kolor szary bez magazynu energii, kolor niebieski po zastosowaniu magazynu (1 TWh, 10 GW)	96
Rys. 5.14. Uporządkowane roczne wykresy: obciążenia, generacji w podstawie, generacji fotowoltaicznej, generacji wiatrowej lądowej i morskiej w roku 2040, przy zastosowaniu magazynu globalnego o parametrach 1 TWh, 10 GW	97
Rys. 5.15. Uporządkowane roczne wykresy: obciążenia, generacji w podstawie, generacji fotowoltaicznej, generacji wiatrowej lądowej i morskiej w roku 2040, przy zastosowaniu magazynu globalnego o parametrach 0,5 TWh, 5 GW	97
Rys. 5.16. Poglądowa ilustracja struktury sieci zamkniętej KSE z energetyką konwencjonalną, wiatrową na lądzie i morzu oraz elektrolizerami przyłączonymi w głębi sieci; widoczne przeciążenia niektórych linii (kolor czerwony)	99
Rys. 5.17. Poglądowa ilustracja struktury sieci zamkniętej KSE z energetyką konwencjonalną, wiatrową na lądzie i morzu oraz elektrolizerami zintegrowanymi z farmami wiatrowymi; widoczna likwidacja przeciążeń linii	100
Rys. 5.18. Poglądowa ilustracja struktury sieci zamkniętej KSE z energetyką konwencjonalną, wiatrową na lądzie i morzu oraz elektrolizerami zintegrowanymi z farmami wiatrowymi; widoczna konieczność zainstalowania kompensatorów synchronicznych podnoszących sztywność napięciową sieci w węzłach przyłączenia	101
Rys. 5.19 Układy wydzielone: a) farma wiatrowa z instalacją do elektrolizy, widoczna linia wydzielona (LW) oraz niezbędna linia blokowa (LB) i powiązanie z systemem SEE b) zespół farm morskich pracujący na zespół elektrolizerów zlokalizowany na morzu; powiązanie z infrastrukturą wodorową za pomocą gazociągu	102
Rys. 5.20. Poglądowa ilustracja struktury sieci zamkniętej KSE z energetyką konwencjonalną, wiatrową na lądzie i morzu oraz elektrolizerami zintegrowanymi z farmami wiatrowymi; widoczna infrastruktura wodorowa (sieci, magazyny), wraz z turbinami (TG) realizującymi funkcje G2P	103
Rys. 5.21. Plany rozwoju polskiego systemu elektroenergetycznego do 2040 r., dostosowanie do potrzeb wskazanych w	104
Rys. 5.22. Ilustracja zwiększenia obciążenia w nocnej dolinie zapotrzebowania (o 15%) i kompensacji pośredniej tego wzrostu w szczycie dziennym	105
Rys. 5.23. Koncepcja układu regulacji napięcia w sieci SN z przyłączonymi źródłami OZE zintegrowanego z regulacją mocy elektrolizerów	106
Rys. 5.24. Efekt działania regulacji mocy elektrolizerów przyłączonych do sieci SN zmniejszający zmiany napięcia w węzłach sieci wywołane generacją OZE	107
Rys. 5.25. Koncepcja zastosowania zasobnika wodorowego i ogniwa paliwowego do „wygładzania” przebiegu mocy wyjściowej turbiny wiatrowej	108
Rys. 5.26. Możliwości wykorzystania wodoru na potrzeby przesyłu i dystrybucji systemu elektroenergetycznego	111
Rys. 6.1. Schemat elektrowni wiatrowej na morzu zintegrowanej z elektrolizerem – układ scentralizowany	116
Rys. 6.2. Prognozy kosztów inwestycyjnych elektrolizerów (CAPEX)	119
Rys. 6.3. Wpływ efektu skali na koszty inwestycyjne (CAPEX)	120
Rys. 6.4. Wpływ liczby godzin pracy elektrolizera na koszty produkcji wodoru	122
Rys. 6.5. LCOE dla kluczowych technologii OZE	124
Rys. 6.6. Wyniki analizy ekonomicznej produkcji wodoru z OZE	127
Rys. 6.7. Wyniki analizy ekonomicznej produkcji wodoru z OZE w układzie rodzajowym (elektrolizer + elektrownia wiatrowa na lądzie)	127

Rys. 6.8. Wyniki analizy ekonomicznej produkcji wodoru z OZE w układzie rodzajowym (elektrolizer + elektrownia wiatrowa na morzu)	128
Rys. 6.9. Wyniki analizy ekonomicznej produkcji wodoru z OZE w układzie rodzajowym (elektrolizer + elektrownia fotowoltaiczna PV)	128
Rys. 6.10. Koszty produkcji wodoru z elektrolizera podłączonego do sieci w trzech wariantach	129
Rys. 7.1. Spodziewane nadwyżki generacji w źródłach OZE dla roku 2030 dla autorskiego wariantu B ich struktury (PV 12 GW, LFW 12 GW, MFW 8 GW)	137
Rys. 7.2. Roczny przebieg generacji energii z wydzielonych wiatraków na morzu (moc 2 MW, 9 TWh) – linia niebieska; po przekazaniu części energii do produkcji wodoru wspierającego elektroenergetykę pozostaje ponad 5 TWh na produkcję wodoru dla innych gałęzi gospodarki (linia brązowa)	138
Rys. 7.3. Histogram wartości mocy do zbilansowania dla SEE w roku 2040 dla wariantu 3x20 GW	139
Rys. 7.4. Histogram wartości mocy do zbilansowania dla SEE w roku 2040 dla wariantu 3x20 GW, z uwzględnieniem magazynowania o pojemności 1 TWh i mocy 10 GW	140
Rys. 7.5. Roczny przebieg generacji energii z wydzielonych wiatraków na morzu (moc 10 MW, 45 TWh) – linia niebieska; po przekazaniu części energii do produkcji wodoru wspierającego elektroenergetykę pozostaje ponad 40 TWh na produkcję wodoru dla innych gałęzi gospodarki (linia brązowa)	141
Rys. 7.6. Wykres uporządkowany zapotrzebowania na moc w KSE dla 2040; widoczne bardzo niewielkie potrzeby bilansowe (dodatnia wartość – kolor zielony) oraz nadwyżka do wykorzystania po zaspokojeniu potrzeb bilansowych (ujemna wartość kolor zielony)	142
Rys. 12.1. Model geologiczny dla a) wysadowego oraz b) pokładowego złoża soli kamiennej	178
Rys. 12.2. Kawernowy podziemny magazyn gazu składający się z ośrodka naziemnego koordynującego załączanie i odbieranie gazu oraz z podziemnej komory, tj. kawerny solnej	180

14 Spis tabel

Tab. 5.1. Prognozy mocy zainstalowanej w OZE w KSE oraz spodziewane zapotrzebowanie na energię elektryczną w 2030 r., dane według różnych źródeł	84
Tab. 5.2. Prognozy mocy zainstalowanej w OZE w KSE oraz spodziewane zapotrzebowanie na energię elektryczną w 2040 r., dane według różnych źródeł	84
Tab. 5.3. Zestawienia mocy zainstalowanych w polskim systemie elektroenergetycznym – prognoza na rok 2030 (w zakresie OZE warianty A, B, C) wraz z oczekiwanymi wartościami wyprodukowanej energii	86
Tab. 5.4. Zestawienia mocy zainstalowanych w polskim systemie elektroenergetycznym – prognoza na rok 2040 (w zakresie OZE warianty A, B, C) wraz z oczekiwanymi wartościami wyprodukowanej energii	87
Tab. 5.5. Przykładowa skala zużycia wodoru do spalania w turbinie gazowej, dla opcji zastosowania czystego wodoru oraz domieszkowanego w 5%	109
Tab. 6.1. Specyfikacja techniczna elektrolizerów o różnych technologiach	118
Tab. 6.2. Koszty inwestycyjne elektrolizerów (CAPEX) [USD'2020/kW _{el}]	119
Tab. 6.3. Koszty podstawowych technologii OZE i najważniejsze założenia do obliczeń LCOE	123
Tab. 6.4. Założenia do modelu LCOH	125
Tab. 6.5. Przewidzenie w projekcie PSW krajowe programy wsparcia finansowego dla zielonego wodoru	131
Tab. 7.1. Prognoza zapotrzebowania na wodór w Polsce (w TWh) z uwzględnieniem wszystkich sektorów gospodarki	136
Tab. 12.1. Parametry istniejących kavern solnych do magazynowania czystego wodoru na terenie USA oraz w Wielkiej Brytanii	176
Tab. 12.2. Potencjalna pojemność magazynowania wodoru	177

15 Bibliografia

About North2, 2021, www.north2.eu/en/green-value-chain/

Acar C., Dincer I., *Review and evaluation of hydrogen production options for better environment*, „Journal of Cleaner Production”.

ACER, *When and How to Regulate Hydrogen Networks?* “European Green Deal” Regulatory White Paper series (paper #1) relevant to the European Commission’s Hydrogen and Energy System Integration Strategies 9 February 2021, https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Position_Papers/Position%20papers/ACER_CEER_WhitePaper_on_the_regulation_of_hydrogen_networks_2020-02-09_FINAL.pdf

Adamczewski T., Jędra M., *Zielone gazy. Biometan i wodór w Polsce*, Forum Energii, czerwiec 2021, www.forum-energii.eu

Alam M.S., Alotaibi M.A., Alam, M.A., Hossain M.A., Shafiullah M., Al-Ismael F.S., Rashid M.M.U., Abido M.A., *High-Level Renewable Energy Integrated System Frequency Control with SMES-Based Optimized Fractional Order Controller*, “Electronics 2021”, 10, 511, <https://doi.org/10.3390/electronics10040511>

An integrated approach to active system management. With the focus on TSO-DSO cooperation in congestion management and balancing, CEDEC, E.DSO, ENTSO-E, eurelectric, GEODE, 2019.

Apex Clean Energy and Plug Power Partner on Largest Green Hydrogen Power Purchase Agreement in the United States, 2021, www.ir.plugpower.com

Australian hydrogen market study Sector analysis summary, Australian Government, Advision, 24 may 2021.

Basic Hydrogen Strategy, Ministerial Council on Renewable Energy, Hydrogen and Related Issues, z dn. 26.12.2017 r., https://www.meti.go.jp/english/press/2017/1226_003.html oraz *Niemcy i Japonia. Wodorowe strategie przyszłości*, Esperis Consulting, sierpień 2021, <https://esperis.pl/home-en-2-3/our-reports-2-4/>

Bednarz P., *Polska musi znaleźć swój własny pomysł na wodór*. Wywiad z dr hab. Mariusz Ruszel, prof. PRz, 2020, <https://www.cire.pl/item,202427,4,0,0,0,0,0,polska-musi-znalezc-swoj-wlasny-pomysl-na-wodor.html>

Bezpieczne wykorzystanie wodoru jako paliwa w komercyjnych zastosowaniach przemysłowych, Polski Rejestr Statków, Gdańsk 2021.

Blanco H., Nijs W., Ruf J., Faaij A., *Potential for hydrogen and Power-to-Liquid in a low-carbon EU energy system using cost optimization*, „Applied Energy” 2018.

BP Energy Outlook 2020 edition.

Budzik T., *Europa potrzebuje stacji tankowania wodoru. Zdaniem ACEA w Polsce powinno być ich 40*, 2021, <https://e.autokult.pl/41343,europa-potrzebuje-stacji-tankowania-wodoru-zdaniem-acea-w-polsce-powinno-byc-ich-40>

Burandt T., Xiong B., Löffler K., and Oei P.-Y. *Decarbonizing China’s energy system – modeling the transformation of the electricity, transportation, heat, and industrial sectors*. Appl. Energy 255:113820, 2019.

Calado G., Castro R., *Hydrogen Production from Offshore Wind Parks: Current Situation and Future Perspectives*, “Applied Sciences”, 2021, 11, 5561, <https://doi.org/10.3390/app11125561>

Cames M., Chaudry S., Göckeler K., Kasten P., Kurth S., *E-fuels versus DACCS*, „Institute of Applied Ecology” 2021.

Chmielewski A., Kupecki J., Szabłowski Ł., Zawieska J., Fijałkowski K., Bogdziński K., *Dostępne i przyszłe formy magazynowania energii*, WWF Polska, Warszawa 2020.

Chmielniak T., Chmielniak T., *Energetyka wodorowa*, PWN, Warszawa, 2020.

- Chmielniak T., *Czy i jakie technologie? Czyli wszystko, co trzeba wiedzieć o nowym globalnym źródle energii, Wodór w energetyce* 1/65/2021, Warszawa 2021.
- Chmielniak T., Lepszy S., Mońka P., *Energetyka wodorowa – podstawowe problemy*, Polityka Energetyczna, Tom 20, Zeszyt 3, 2017.
- Christensen A., *Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe*, czerwiec 2020. *Clean Hydrogen Monitor 2020*, Hydrogen Europe, <https://www.hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/04/Clean-Hydrogen-Monitor-2020.pdf>
- Communication From The Commission To The European Parliament, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, Brussels, 8.7.2020 COM(2020) 301 final, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf
- Connecting Europe Facility – Energy*, https://ec.europa.eu/growth/industry/hydrogen/funding-guide/connecting-europe-facility-energy_en
- Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU A Foresight Study*, Luxemburg 2020, https://rmis.jrc.ec.europa.eu/uploads/CRMs_for_Strategic_Technologies_and_Sectors_in_the_EU_2020.pdf
- Czym jest Krajowy Plan Odbudowy, Jak powstał unijny Fundusz Odbudowy i co ma wspólnego z Krajowym Planem Odbudowy*, <https://www.gov.pl/web/planodbudowy/czym-jest-kpo2>
- Deliverable Report. Electrical Grid Service Catalogue for Water Electrolyser*, Project 735485 – QvalyGridS Standardized qualifying tests of electrolysers for grid services, 21.11.2017, www.qualygrids.eu
- Dincer I., *Green methods for hydrogen production*, „International Journal of Hydrogen Energy” 2012.
- Dixon R.K., *Global Status & Trends of The Hydrogen Economy*, https://www.un.org/esa/sustdev/sdissues/energy/op/hydrogen_seminar/presentations/05_dixon_iaea.pdf
- Dobras S., Więclaw-Solny L., Chwoła T., Krótki A., Wilk A., Tatarczuk A., *Odnawialny metanol jako paliwo oraz substrat w przemyśle chemicznym*, Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, rok 2017, nr 98.
- Dorociak M., Tomecki M., *Wodór. Paliwo przyszłości*, 300 Research, Warszawa 2019 r.
- Dorociak M., Tomecki M., *Wodorowa alternatywa. Raport 2019*, „300Gospodarka” 2019, https://static.300gospodarka.pl/media/2019/04/alternatywa_wodorowa_raport.pdf
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z 5 Czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca Dyrektywę 2012/27/U, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej. L 158/125, 14.6.2019, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX%3A32019L0944>
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (wersja przekształcona) (tekst mający znaczenie dla EOG), 2018/2001 z 11 grudnia 2018 r., L 328/82, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A32018L2001>
- Dz.U. z 2020 r., poz. 1406, t.j., ze zm.
- Dz.U. z 2021 r., poz. 110, t.j.
- Dz.U. z 2021 r., poz. 1128, t.j., ze zm.
- Encyklopedia PWN, <https://encyklopedia.pwn.pl/haslo/elektroenergetyka;3897327.html>
- Encyklopedia Zarządzania, https://mfiles.pl/pl/index.php/Model_biznesowy

- Engel H., Purta M., Speelman E., Szarek G., van der Pluijm P., *Neutralna emisyjnie Polska 2050. Jak wyzwanie zmienić w szansę*. McKinsey & Company 2020, <https://www.mckinsey.com/pl/our-insights/carbon-neutral-poland-2050#>
- ENTSO-E, *Balancing Report*, 2020.
- European Clean Hydrogen Alliance, https://ec.europa.eu/growth/industry/policy/european-clean-hydrogen-alliance_en
- European Commission, Communication From The Commission To The European Parliament, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, Brussels, 8.7.2020. COM (2020) 301 final.
- European Regional Development Fund, Cohesion Fund and REACT-EU*, https://ec.europa.eu/growth/industry/hydrogen/funding-guide/european-regional-development-cohesion-fund-react-eu_en
- Europejski Zielony Ład*, Komunikat Komisji Do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Bruksela, z 11.12.2019 R. Com(2019) 640 Final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN>
- Fedorowska A., *Strategie wodorowe w Niemczech*, „Rzeczpospolita”, 2020, <https://energia.rp.pl/nowa-energia/22411-strategie-wodorowe-w-niemczech>
- Forsal.pl. z dn. 13.05.2021 r., <https://forsal.pl/gospodarka/pkb/artykuly/8162453,gus-pkb-polski-w-2020-r-wyniosl-nominalnie-2-3239-mld-zl.html>
- Foucault M., *Bezpieczeństwo, terytorium, populacja*, PWN, Warszawa 2018.
- Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking*, Multi-Annual Work Plan 2014-2020, 2018, <https://www.fch.europa.eu/>
- Future of Wind. Deployment, investment, technology, grid integration, and socio-economic aspects*, International Renewable Energy Agency, październik 2019.
- Global demand for pure hydrogen, 1975-2018*, IEA, <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-demand-for-pure-hydrogen-1975-2018>
- Goldmeier J., *Power to Gas: Hydrogen for Power Generation. Fuel Flexible Gas Turbines as Enablers for a Low or Reduced Carbon Energy Ecosystem*, General Electric Company, 2019, https://www.ge.com/content/dam/gepower/global/en_US/documents/fuel-flexibility/GEA33861%20Power%20to%20Gas%20-%20Hydrogen%20for%20Power%20Generation.pdf
- Gospodarka wodorowa w Polsce*, Polski Instytut Ekonomiczny, „Policy Paper”, 5/2020.
- Göss S., *Germany's plans to be a Hydrogen leader: producer, consumer, solutions provider*, „Energypost.eu”, 2021, <https://energypost.eu/germanys-plans-to-be-a-hydrogen-leader-producer-consumer-solutions-provider/#comment-419583>
- Green hydrogen supply chain*, 2021, www.north2.eu/en/green-value-chain/
- Green Hydrogen, The next transformational driver of the Utilities industry*, The Goldman Sachs Group, 2020.
- Green Hydrogen. Promoting energy innovation in U.S. jobs through a Green Hydrogen Production Tax Credit*, 2021, www.nexteraenergy.com/company/work/green-hydrogen.html
- Hacatoglu K., Rosen M.A., Dincer I., *Comparative life cycle assessment of hydrogen and other selected fuels*, „International Journal of Hydrogen Energy”, 2012.
- Heyne S., Bokinge P., Nyström I., *Global production of bio-methane and synthetic fuels -overview*, „Biomethane and Synthetic Fuels” 2019.
- Howlader A.M., Urasaki N., Yona A., Senjyu T., Saber A.Y., *A review of output power smoothing methods for wind energy conversion systems*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews”, 26/2013.

- <https://consult.industry.gov.au/climate-change/hydrogen-guarantee-of-origin-scheme-discussion/>
- <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/histeryczne-porozumienie-dla-polskiego-gornictwa>
- <https://www.gov.pl/web/klimat/rozpoczely-sie-konsultacje-publiczne-projektu-polskiej-strategii-wodorowej>
- Hydrogen and fuel cells in Japan*, EU-Japan Centre for Industrial Cooperation, 2019.
- Hydrogen Economy Outlook, Key messages*, Bloomberg NEF, z dn. 30.03.2020 r.
- Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits*, European Commission, 2020.
- Hydrogen in the EU's Economic Recovery Plans*, https://www.hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/07/Hydrogen-Europe_EU-Recovery-Plan-Analysis_FINAL.pdf
- Hydrogen in the Northwest European energy system*, Aurora Energy Research, 2020.
- Hydrogen Program Plan*, Department of Energy, listopad 2020 r., https://www.hydrogen.energy.gov/roadmaps_vision.html
- Hydrogen Roadmap Europe, A Sustainable Pathway for the European Energy Transition*, Publications Office of The European Union, 2019, <https://www.fch.europa.eu/news/hydrogen-roadmap-europe-sustainable-pathway-european-energy-transition>
- Hydrogen Shot, Overview*, <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-shot>
- Hydrogen standards release summary*. Standards Australia, July 2020.
- Hydrogen Strategy – Enabling a Low-Carbon Economy*, U.S. Department of Energy, 2020.
- Hydrogen's Decarbonization Impact for Industry Near-term challenges and long-term potential*, Rocky Mountain Institute, 2020.
- Impuls dla gospodarki neutralnej dla klimatu: strategia UE dotycząca integracji systemu energetycznego*, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Gospodarczego i Komitetu Regionów, Bruksela, dnia 8.7.2020 r. COM(2020) 299 final.
- Innovation Fund*, https://ec.europa.eu/growth/industry/hydrogen/funding-guide/innovation-fund_en
- InvestEU*, https://ec.europa.eu/growth/industry/hydrogen/funding-guide/investeu_en
- IPCEI on Hydrogen*, <https://www.hydrogen4climateaction.eu/ipcei-on-hydrogen>
- Jak wypełnić lukę węglową, 43 % OZE w 2030 r.*, Raport z 2020 r., Forum Energii we współpracy z Instytutem Energetyki, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/jak-wypelnic-luke-weglowa>
- James B.D., DeSantis D.A., Huya-Kouadio J.M., Houchins C., Saur G., *Analysis of Advanced H2 Production & Delivery Pathways*, Strategic Analysis, 2018, https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review18/pd102_james_2018_p.pdf
- Japan. The H2 Handbook*, K&L 2020.
- Japan: Strategic Hydrogen Roadmap. Market Report*, New Zeland Foreign Affairs & Trade, 2020, <https://www.mfat.govt.nz/assets/Trade-General/Trade-Market-reports/Japan-Strategic-Hydrogen-Roadmap-30-October-2020-PDF.pdf>
- Jaworski J., Kukulska-Zajac E., Kułaga P., *Wybrane zagadnienia dotyczące wpływu dodatku wodoru do gazu ziemnego na elementy systemu gazowniczego*, Nafta-Gaz 2019, nr 10, DOI: 10.18668/NG.2019.10.04.
- Kędzierski M., *Niemiecka strategia wodorowa: zielony wodór w centrum uwagi*, Ośrodek Studiów Wschodnich, 2020, <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2020-06-16/niemiecka-strategia-wodorowa-zielony-wodor-w-centrum-uwagi>

Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Bruksela, 17.9.2020 r. COM(2020) 562 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2020:562:FIN>

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.

Komunikat Komisji Do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, „Fit for 55”: realizacja unijnego celu klimatycznego 2030 na drodze do neutralności klimatycznej, Bruksela, 14.07.2021, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021DC0550&from=EN>

Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Bruksela, 19.11.2020 r. COM(2020) 741 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2020%3A741%3AFIN&qid=1605792629666>

Konkluzje Rady Europejskiej z 11 grudnia 2020 r. EUCO 22/20 CO EUR 17 CONCL 8, <https://www.consilium.europa.eu/pl/documents-publications/public-register/euco-conclusions/?year=2020>

Koroneos C., Dompros A., Roumbas G., Moussiopoulos N., *Life cycle assessment of hydrogen fuel production processes*, „International Journal of Hydrogen Energy”, 2004.

Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030. Założenia i cele oraz polityka działania, wersja 4.1 z dn. 18.12.2019, Ministerstwo Aktywów Państwowych, <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu>

Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności (projekt), kwiecień 2021 r., Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej, KPO, <https://www.gov.pl/web/planodbudowy/czym-jest-kpo2>

Krupa M., Moskalewicz M., Sikora A.P., Szurlej A., *Perspektywiczne zapotrzebowanie na metanol jako paliwo okrętowe*, „Przemysł Chemiczny” t. 94, nr 12, 2015.

Kto zarobi na polskim wodorze? <https://wysokienapiecie.pl/32899-kto-zarobi-na-polskim-wodorze/>

Kupecki J., Wierzbicki M., *Wodór jako narzędzie integracji sektorów w nowym modelu energetyki*, „Nowa Energia”, nr 5-6/2020.

Kurmayer N., J., *Niemcy inwestują w wodór. W Nadrenii działa największy elektrolizer w Europie, 2021*, www.euractiv.pl/section/energia-i-srodowisko/news/niemcy-wodor-elektrolizer-co2-shell-unia-europejska-ekologia/

Łądowa Energetyka Wiatrowa w Polsce, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Raport 2021.

LIFE, https://ec.europa.eu/growth/industry/hydrogen/funding-guide/life_en

Liu W., Wen F., Xue Y., *Power-to-gas technology in energy systems: current status and prospects of potential operation strategies*, „J. Mod. Power Syst. Clean Energy”, kwiecień 2017, DOI: 10.1007/s40565-017-0285-0, https://www.researchgate.net/publication/316439688_Power-to-gas_technology_in_energy_systems_current_status_and_prospects_of_potential_operation_strategies/fulltext/58fe3ac0aca2725bd71d1a42/Power-to-gas-technology-in-energy-systems-current-status-and-prospects-of-potential-operation-strategies.pdf

Los Angeles chce być pierwszym miastem w USA zasilanym wodorem, „wnp.pl” z dn. 16.03.2020 r., <https://www.wnp.pl/energetyka/los-angeles-chce-byc-pierwszym-miastem-w-usa-zasilanym-wodorem,379140.html>

Los B., van Dijk J., *The Employment Impact of the NorthH2 Project*, 2020, https://www.north2.eu/wp-content/uploads/The-Employment-Impact-of-the-NorthH2-Project_Final.pdf

Machowski J., Lubośny Z. *Stabilność systemu elektroenergetycznego*, WNT, Warszawa, 2018.

- Mądrze wykorzystajmy pieniądze na transformację energetyczną, konfederacja Lewiatan*, 02.08.2019 r., http://konfederacjalewiatan.pl/aktualnosci/2019/1/madrze_wykorzystajmy_pieniadze_na_transformacje_energetyczna_
- Magdaliński K., *Niemiecka Strategia Wodorowa*, „Myśl Suwerenna”, 2021, <https://myslsuwerenna.pl/niemiecka-strategia-wodorowa/>
- Maj M., Szpor A., *Kierunki rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce*, Polski Instytut Ekonomiczny, Working Paper nr 7/2019, ISBN 978-83-66306-61-5, Warszawa, Grudzień 2019.
- Maj M., Szpor A., *Gospodarka wodorowa w Polsce*, Obserwacje na podstawie ram badawczych Technologicznego Systemu Innowacji, Policy Paper, nr 5, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa, 2020.
- Maroufmashat A., Fowler M., *Transition of Future Energy System Infrastructure; through Power-to-Gas Pathways*, Energies, 26 July 2017.
- Nastasi B., *Hydrogen policy, market, and R&D projects*, Solar Hydrogen Production, Chapter 2, Cambridge, Academic Press.
- National Inventory Report 2021, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, 2021.
- Neutralnie emisyjna Polska 2050. Jak wyzwanie zmienić w szansę, McKinsey & Company, 2020.
- New hydrogen economy - hope or hype? World Energy Council, 2019.
- Newborough M., Cooley G., *Developments in the global hydrogen market: The spectrum of hydrogen colours*, „Fuel Cells Bulletin” 2020.
- Niemcy przyjęli strategię energetyczną. Kluczowa rola wodoru*, „Gramzielone.pl”, 2020, <https://www.gramzielone.pl/trendy/103197/niemcy-przyjeli-strategie-energetyczna-kluczowa-rola-wodoru> ;
- Nikolaids P., Poullikkas A., *A comparative overview of hydrogen production processes*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 2017.
- Nowa Energia*, 2021, <http://www.nfosigw.gov.pl/>
- Nowicki J., *Wstęp do energetyki wodorowej, Sieci i Instalacje*, Poznań 2019.
- Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. Monitor Polski 10.03.2021, pozycja 264.
- Olateju B., Kumar A., Secanell M., *A Techno-Economic Assessment of Large Scale Wind-Hydrogen Production with Energy Storage in Western Canada*, Donadeo Innovation Centre for Engineering, Department of Mechanical Engineering, University of Alberta, Edmonton, Alberta, Kanada 2016.
- Opportunities for Hydrogen Energy Technologies. Considering the National Energy & Climate Plans*, raport by Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking.
- Paska J., *Zasobniki energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym – zastosowania i rozwiązania*, „Przegląd Elektrotechniczny”, 9a(88)/2012.
- Path to hydrogen competitiveness: A cost perspective*, Hydrogen Council, 20 January 2020.
- Perzyński M., *Amerykane przeznaczą 9,2 mld USD na rozwój gospodarki wodorowej*, „BiznesAlert.pl”, dn. 05.08.2021 r., <https://biznesalert.pl/usa-gospodarka-wodorowa-ustawa-zalozenia/>
- Pijarski P., Kacejko P., *Voltage Optimization in MV Network with Distributed Generation Using Power Consumption Control in Electrolysis Installations*, „Energies”, 4(14)/2021.
- Plan odbudowy dla Europy*, https://ec.europa.eu/info/strategy/recovery-plan-europe_pl

Plan rozwoju w zakresie zaspokajania obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Konstancin – Jeziorna 2020, https://www.pse.pl/documents/20182/21595261/Dokument_glowny_PRSP_2021-2030_20200528.pdf

Platforma danych energetycznych w Polsce. <http://energy.instrat.pl/>

Polityka energetyczna Polski do 2040 r., Załącznik do uchwały nr 22/2021 Rady Ministrów z dn. 2.2.2021 r., <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>

Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2030 r. (projekt), Ministerstwo Klimatu i Środowiska, 2021, <https://bip.mos.gov.pl/strategie-plany-programy/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030-z-perspektywa-do-2040-r/>

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., zakładka „Dane systemowe”, <https://www.pse.pl/dane-systemowe>

Popczyk J., Kucharczyk P., *Zintegrowane wiatrowo-gazowe technologie energetyczne*, Prace naukowe Politechniki Śląskiej: „Elektryka”, Zeszyt 1, 2007.

Porozumienie Paryskie podsumowujące 21 Konferencję ONZ w sprawie zmian klimatu.

Powstanie największy zielony elektrolizer w USA, Komentarz 9, 2021, www.gramzielone.pl/woddor/104922/powstanie-najwiekszy-zielony-elektrolizer-w-usa

Principles of Chemistry, <https://www.malecki.chemia.us.edu.pl/uklad-okresowy/wodor/>

Produkcja wyrobów przemysłowych w latach_2015-2019, GUS, 2020.

Project 735485 – QualyGridS, *Standardized qualifying tests of electrolyzers for grid services*, Tabela 5-2 Service catalogue for electrolyzers.

Projected Cost of Electricity Generating, International Energy Agency.

Pyrka M., Jeszke R., Boratyński J. et al., *POLSKA NET-ZERO 2050: Mapa drogowa osiągnięcia wspólnotowych celów polityki klimatycznej dla Polski*, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa 2021.

Rączka J., *Energetyka Morska. Z wiatrem czy pod wiatr*. Forum Energii, Warszawa 2018, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/offshore>

Raczkowski R., *Zwiększenie udziału generacji wiatrowej w systemie elektroenergetycznym poprzez optymalizację systemu magazynowania energii*. rozprawa doktorska; Politechnika Warszawska, Warszawa, 2021.

Rapacka P., *Powstaną polskie doliny wodorowe. Szansa dla regionów*, 2021, <https://globenergia.pl/powstana-polskie-doliny-wodorowe-szansa-dla-regionow/>

Raport PTPIREE za rok 2020, http://raport.ptpiree.pl/raporty/2021/raport_ptpiree_2021.pdf

Raport z rynku CO₂ – czerwiec 2021, lipiec 2021/Nr 112, KOBIZE, <https://www.kobize.pl/pl/article/aktualnosci-2021/id/1946/raport-z-rynku-co2-czerwiec-2021>

REFHYNE Project 10 MW Electrolyser Rhineland Refinery. General Overview, 2018, V1.1. <https://refhyne.eu/wp-content/uploads/2020/06/REFHYNE-project-overview-Sep18.pdf>

Renewable Energy Weather Data, <https://insights.spire.com/offshore-renewables>

Road Map to a US Hydrogen Economy. Reducing emissions and driving growth across the nation, Report prepared by Fuel Cell & Hydrogen Energy Association Working Group, 6 November 2019, s. 31, www.ushydrogenstudy.org

Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje oraz zmiany rozporządzenia (UE) 2019/2088, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32020R0852&from=EN>

Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L 197/24, 25.7.2015.

Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L 316/6, 28.11.2017.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie, <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU2013000640>

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L 158/54, 14.6.2019.

RWE Hydrogen Business, RWE AG Germany, July 2021.

Sawicki B., *Strategia energetyczna Polski do 2040 roku została oficjalnie opublikowana*, 10.03.2021 r., <https://biznesalert.pl/strategia-energetyczna-opublikowana-pep-2040-odejscie-od-wegla-oze-atom-gaz-energetyka/>

SG H2 Energy Fueling a Clean Energy Future, Today, 2021, <https://sg-h2.squarespace.com>

Shaping tomorrow's global hydrogen market, Baker McKenzie, 2020.

Shell starts up Europe's largest PEM green hydrogen electrolyser, 2021, <https://refhyne.eu/shell-starts-up-europes-largest-pem-green-hydrogen-electrolyser/>

Sikorski M., *Japonia poważnie podchodzi do wodorowej rewolucji. Planuje gigantyczne wydatki na zielone paliwo*, 2020, „green-news.pl”.

Spyroudi A., Wallace D., Smart G., et al., *Offshore Wind and Hydrogen. Solving the Integration Challenge*, 2020, <https://ore.catapult.org.uk/wp-content/uploads/2020/09/Solving-the-Integration-Challenge-ORE-Catapult.pdf>

Strategia wodorowa Holandii, <https://www.government.nl/binaries/government/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen/Hydrogen-Strategy-TheNetherlands.pdf>

Strategia na rzecz odpowiedzialnego rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.), 2017.

Strategia UE dotycząca integracji systemu energetycznego, Komunikat Komisji Do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Bruksela, 8.7.2020 r. Com(2020) 299 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0299>

Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Bruksela 8.7.2020 r. COM(2020)301 final.

Światowy łańcuch dostaw i wartości gospodarki wodorowej, Raport przygotowany dla Urzędu Marszałkowskiego Województwa Wielkopolskiego w ramach dofinansowania z regionalnego funduszu europejskiego, <https://h2wielkopolska.pl/wp-content/uploads/2021/03/Swiatowy-lancuch-dostaw-i-wartosci-gospodarki-wodorowej-wersja-finalna-1.pdf>

System EU ETS po 2020 r. – rekomendacje, Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, 30.07.2019 r., <https://www.gov.pl/web/premier/dokument-system-eu-ets-po-2020-r--rekomendacje>

The EU's 2021-2027 long-term budget & NextGenerationEU. Facts and figures, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/d3e77637-a963-11eb-9585-01aa75ed71a1/language-pl>

The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels, AGORA Energiewende, Berlin, 19 September 2018, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf

The Future of Hydrogen. Japan Seizing today's opportunities, International Energy Agency, Paryż 2019.

- The Future of Hydrogen. Report prepared by the IEA for the G20, Japan Seizing today's opportunities*, IEA, 2019, IEA.
- The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities*, Report prepared by the IEA for the G20, Japan, 2019, https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf
- The German Hydrogen Strategy*, Watson Farley & Williams, 2021, <https://www.wfw.com/articles/the-german-hydrogen-strategy/>
- The green hydrogen economy. Predicting the decarbonisation agenda of tomorrow*, PwC, <https://www.pwc.com/gx/en/industries/energy-utilities-resources/future-energy/green-hydrogen-cost.html>
- The National Hydrogen Strategy*, Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energii Republiki Federalnej Niemiec, 2020, <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.html>
- The Oxford Institute for Energy Studies, *Power-to-Gas: Linking Electricity and Gas in a Decarbonising World?*, October 2018, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/10/Power-to-Gas-Linking-Electricity-and-Gas-in-a-Decarbonising-World-Insight-39.pdf>
- The Recovery and Resilience Facility*, https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/recovery-coronavirus/recovery-and-resilience-facility_en
- Tomaszewski R., *Ciepło do zmiany. Jak zmodernizować sektor ciepłownictwa systemowego w Polsce*, Polityka Insight, Warszawa 2020 r.
- Ursula von der Leyen, *Unia która mierzy wyżej, Wytyczne polityczne na następną kadencję Komisji Europejskiej (2019-2024)*, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/pl/ip_19_5542/IP_19_5542_PL.pdf
- US Hydrogen Industry Roadmap*, Fuel Cell & Hydrogen Energy Association, 2020.
- Utgikar V., Thiesen T., *Life cycle assessment of high temperature electrolysis for hydrogen production via nuclear energy*, International Journal of Hydrogen Energy, 2006.
- Van Schaik L., Schunz S., *Explaining EU Activism and Impact in Global Climate Politics: Is the Union a Norm- or Interest-Driven Actor?*, JCMS, Journal of Common Market Studies, 2012 Vol. 50. No. 1.
- Warunki Dotyczące Bilansowania*, Na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania zatwierdzone decyzją Prezesa URE o znaku DRR. WRE.744.35.2019.PSt z dnia 5 marca 2020 r., <https://www.pse.pl/dokumenty>
- Wizja dla Bałtyku. Wizja dla Polski*, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, 2020.
- Yates J., Daiyan R., Patterson R., Egan R., Amal R., Ho-Baille A., Chang N., *Techno-economic Analysis of Hydrogen Electrolysis from Off-Grid Stand-Alone Photovoltaics Incorporating Uncertainty Analysis*, „Cell Reports Physical Science”, Volume 1, Issue 10, 21.10.2020.
- Yellen D., Bell R., *Hydrogen Brief 2: Producing Clean Hydrogen at Scale in the United States*, Atlantic Council Global Energy Center, 2021, www.atlanticcouncil.org/wp-content/uploads/2021/05/AC_HydrogenPolicySprint_2.pdf
- Zamorowska K., *10 GW mocy z elektrolizy wodoru zielonego do 2040 r. w Strategii wodorowej Niemiec*, „Teraz Środowisko”, <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/strategia-wodorowa-Niemcy-zielony-wodor-8824.html>, 2020.
- Zauner A., Böhm H., Rosenfeld D., Tichler R., *Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization*, STORE&GO, February 2019.
- Zespół ds. Rozwoju Przemysłu OZE i Korzyści dla Polskiej Gospodarki, *Raport zespołu nr 4, Gospodarka Wodorowa*, Maj 2020, <https://klasterwodorowy.pl/images/zdjecia/Gospodarka%20Wodorowa.%20Rekomendacje%20grupy%204.pdf>
- Zielone gazy. Biometan i wodór w Polsce*, „Analizy i dialogi”, Forum Energii, 2021.

Autorzy Raportu

Dominik Brodacki

Ekspert Instytutu Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza oraz analityk ds. energetycznych Polityki Insight

Janusz Gajowiecki

Prezes Zarządu Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej

Rafał Hajduk

Radca prawny, Partner w kancelarii Domański Zakrzewski Palinka

prof. dr hab. inż. Piotr Kacejko

Katedra Elektroenergetyki, Wydział Elektrotechniki i Informatyki, Politechnika Lubelska

Szymon Kowalski

Doradca Zarządu, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej

dr Ewa Mataczyńska

Ekspert Instytut Polityki Energetycznej im. I. Łukasiewicza

kmdr por. dr Rafał Miętiewicz

Adiunkt Akademii Marynarki Wojennej im. Bohaterów Westerplatte w Gdyni oraz ekspert Instytutu Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza

Remigiusz Nowakowski

Prezes Zarządu Dolnośląskiego Instytutu Studiów Energetycznych, Wiceprezes Pracodawcy RP

Natalia Plaskiewicz

Adwokat, Associate w kancelarii Domański Zakrzewski Palinka

dr hab. Mariusz Ruszel

Prof. Politechniki Rzeszowskiej im. I. Łukasiewicza oraz prezes Instytutu Polityki Energetycznej im. I. Łukasiewicza

dr Marcin Sienkiewicz

Instytut Studiów Międzynarodowych, Uniwersytet Wrocławski

dr inż. Sławomir Skwierz

Ekspert ds. rynku energii, Agencja Rynku Energii

Paweł Turowski

Ekspert ds. rynku paliw i energii

dr Anna Witkowska

Ekspert Instytut Polityki Energetycznej im. I. Łukasiewicza

Recenzent

prof. dr hab. inż. Konrad Świrski

Politechnika Warszawska



Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych (DISE) z siedzibą we Wrocławiu, to jeden z najważniejszych polskich Think Tank'ów zajmujących się problemami transformacji energetycznej, bezpieczeństwa energetycznego, liberalizacji rynku gazu, zarządzania finansami przedsiębiorstw energetycznych oraz zagadnieniami efektywności projektów infrastrukturalnych w energetyce. DISE jest Fundacją skupiającą grupę doświadczonych ekspertów: praktyków gospodarczych, menadżerów z branży energetycznej i wydobywczej, a także przedstawicieli świata nauki. Zespół DISE przygotowuje na potrzeby administracji rządowej, samorządowej, organizacji pozarządowych oraz firm z branży energetycznej i wydobywczej analizy, opinie jak również ekspertyzy gospodarcze, ekonomiczne, prawne, geopolityczne i techniczne w zakresie energetyki i polityki paliwowej. Zapewnia też merytoryczne wsparcie dla polskich i unijnych parlamentarzystów. Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych prowadzi również działalność naukową, badawczą i oświatową, organizując między innymi wyjazdy studyjne do najważniejszych obiektów z branży energetycznej i wydobywczej na świecie.



Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (PSEW) jest organizacją pozarządową, która od 1999 roku działa na rzecz rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce. Stowarzyszenie skupia czołowe firmy działające na rynku energetyki wiatrowej w Polsce: inwestorów, deweloperów, producentów turbin i podzespołów do elektrowni. PSEW zrzesza zarówno duże podmioty z kapitałem zagranicznym, jak i polskich przedsiębiorców w ramach całego łańcucha dostaw dla branży wiatrowej. PSEW wspiera i promuje rozwój energetyki wiatrowej, a jego celem jest stworzenie korzystnych warunków inwestowania w energię wiatrową w Polsce i systematyczny wzrost wykorzystania energii wiatru jako czystego źródła generacji energii elektrycznej. Nadrzędnym celem Stowarzyszenia jest praca na rzecz poprawy istniejących i tworzenia nowych zapisów prawnych oraz zwiększenia politycznej i społecznej świadomości w zakresie energetyki wiatrowej. Działalność PSEW to aktywny udział w konsultacjach aktów prawnych (ustaw, rozporządzeń), strategii, polityk i programów sektorowych, a także ścisła współpraca z decydentami oraz edukacja i szerzenie wiedzy o energetyce wiatrowej.

Zielony wodór z OZE w Polsce

Wykorzystanie energetyki wiatrowej i PV
do produkcji zielonego wodoru jako szansa na realizację
założeń Polityki Klimatyczno-Energetycznej UE w Polsce



WROCLAW
Październik 2021
ISBN: 978-83-959718-2-2

