

ORGANIZATORZY



PARTNER MERYTORYCZNY KONFERENCJI



Narodowy Fundusz
Ochrony Środowiska
i Gospodarki Wodnej

SKRÓT RAPORTU

ŁAŃCUCH WARTOŚCI GOSPODARKI WODOROWEJ W POLSCE



Raport pod kierunkiem dr. hab. Grzegorza Tchorka, prof. IEn

11 maja 2023 r.

Łańcuch wartości gospodarki wodorowej w Polsce

SKRÓT RAPORTU



Wydział Zarządzania,
Uniwersytet Warszawski



Instytut Energetyki
– Instytut Badawczy



Klub Energetyczny

Spis treści

Produkcja wodoru
Zastosowanie wodoru
Magazynowanie wodoru
Transport wodoru (przesył i dystrybucja)
Wyniki ankiety „Łańcuch wartości gospodarki wodorowej”

Autorzy:

Dr hab. Grzegorz Tchorek,
prof. IEn, Instytut Energetyki,
Uniwersytet Warszawski,
Wydział Zarządzania (redakcja)

Mgr Filip Targowski,
Uniwersytet Warszawski,
Wydział Zarządzania

Mgr Piotr Mikusek,
Uniwersytet Warszawski,
Wydział Prawa i Administracji

Michał Grzybowski,
Uniwersytet Warszawski,
Wydział Zarządzania

Współpraca:

Dr hab. inż. Jakub Kupecki,
prof. IEn, Instytut Energetyki

Dr inż. Jarosław Hercog,
Instytut Energetyki

Dr inż. Marek Skrzyplikiewicz,
Instytut Energetyki

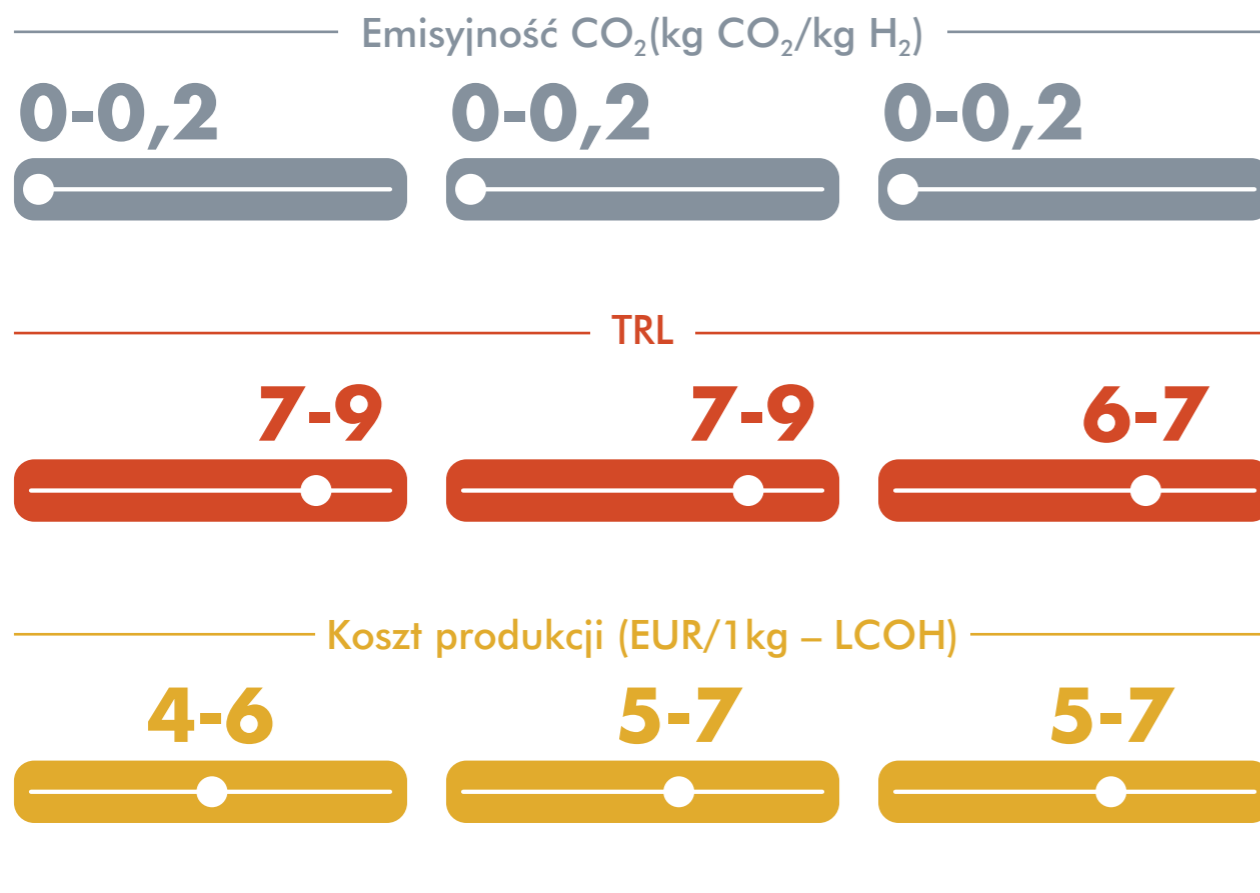
Dr inż. Anna Niemczyk,
Instytut Energetyki

Dr inż. Marcin Błesznowski,
Instytut Energetyki

Mgr inż. Michał Wierzbicki,
Instytut Energetyki

Wybrane metody produkcji wodoru

Elektroliza zasilana z OZE (farmy wiatrowe)	Elektroliza zasilana z OZE (fotowoltaika)	Elektroliza zasilana z siłowni jądrowych (z energii jądrowej)
Metody produkcji wodoru, które polegają na rozkładzie wody pod wpływem napięcia elektrycznego na wodór i tlen.		
Elektroliza bazująca na technologiach ALK i PEM jest w pełni opanowana komercyjnie, SOEC w trakcie komercjalizacji.		
Metody charakteryzują się bardzo niską emisyjnością w porównaniu do innych metod produkcji wodoru.		

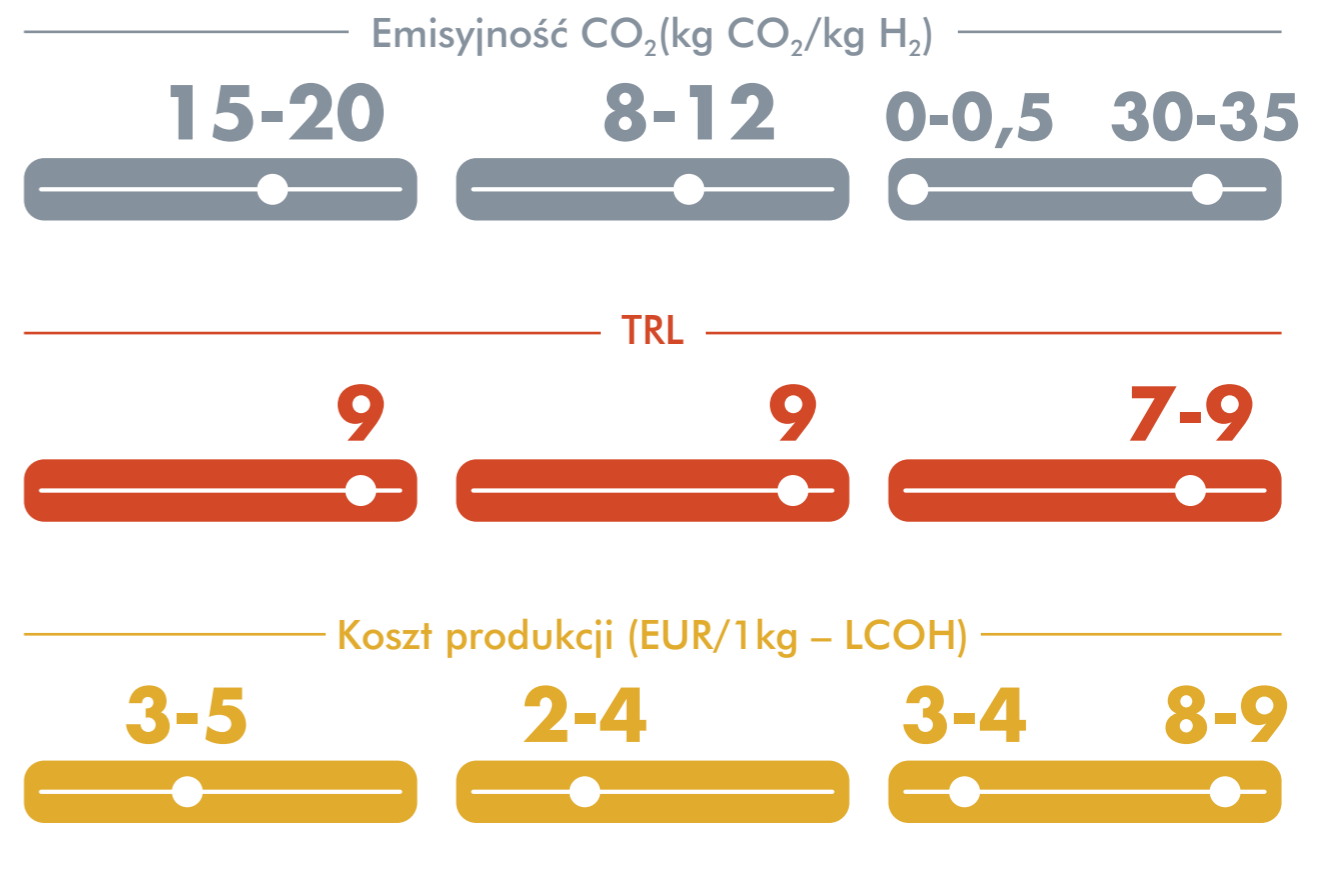


Dane dotyczą Polski i odnoszą się do uśrednionych cen z przełomu 2022/2023 r. (po częściowej stabilizacji cen energii elektrycznej i gazu ziemnego na rynkach hurtowych)

Źródła: analiza własna na podstawie – Hydrogen Europe, University of Michigan, Shell, TGE

Wybrane metody produkcji wodoru

1.	2.	3.
Gazyfikacja węgla	Reforming parowy metanu	Elektroliza zasilana z sieci krajowej
Metoda produkcji tzw. „szarego wodoru”, która polega na przerobieniu węgla brunatnego lub kamiennego pod wpływem wysokiego ciśnienia i temperatury (800-1000 stopni Celsjusza), produktami reakcji są wodór i tlenek węgla.	Metoda produkcji tzw. „szarego wodoru”, która polega na przerobieniu gazu ziemnego w instalacji reformingu przy użyciu pary technologicznej i katalizatora w wysokiej temperaturze około 700 – 1100 stopni Celsjusza.	Metoda produkcji wodoru, która polega na rozkładzie wody pod wpływem napięcia elektrycznego z KSE na wodór i tlen. Emisyjność metody zależna od śladu węglowego generowanego przez dany mikś energetyczny (w Polsce około 30-35 kg CO ₂ /kg H ₂).
Metoda w pełni opanowana komercyjnie charakteryzująca się wysoką emisyjnością w porównaniu do innych metod produkcji wodoru.	Metoda w pełni opanowana komercyjnie charakteryzująca się średnią emisyjnością w porównaniu do innych metod produkcji wodoru.	Koszt 1 kg z elektrolizy z sieci zależy od hurtowych cen energii w danym państwie oraz opłat regulacyjnych i sieciowych (w Polsce około 6,5 EUR/kg H ₂)

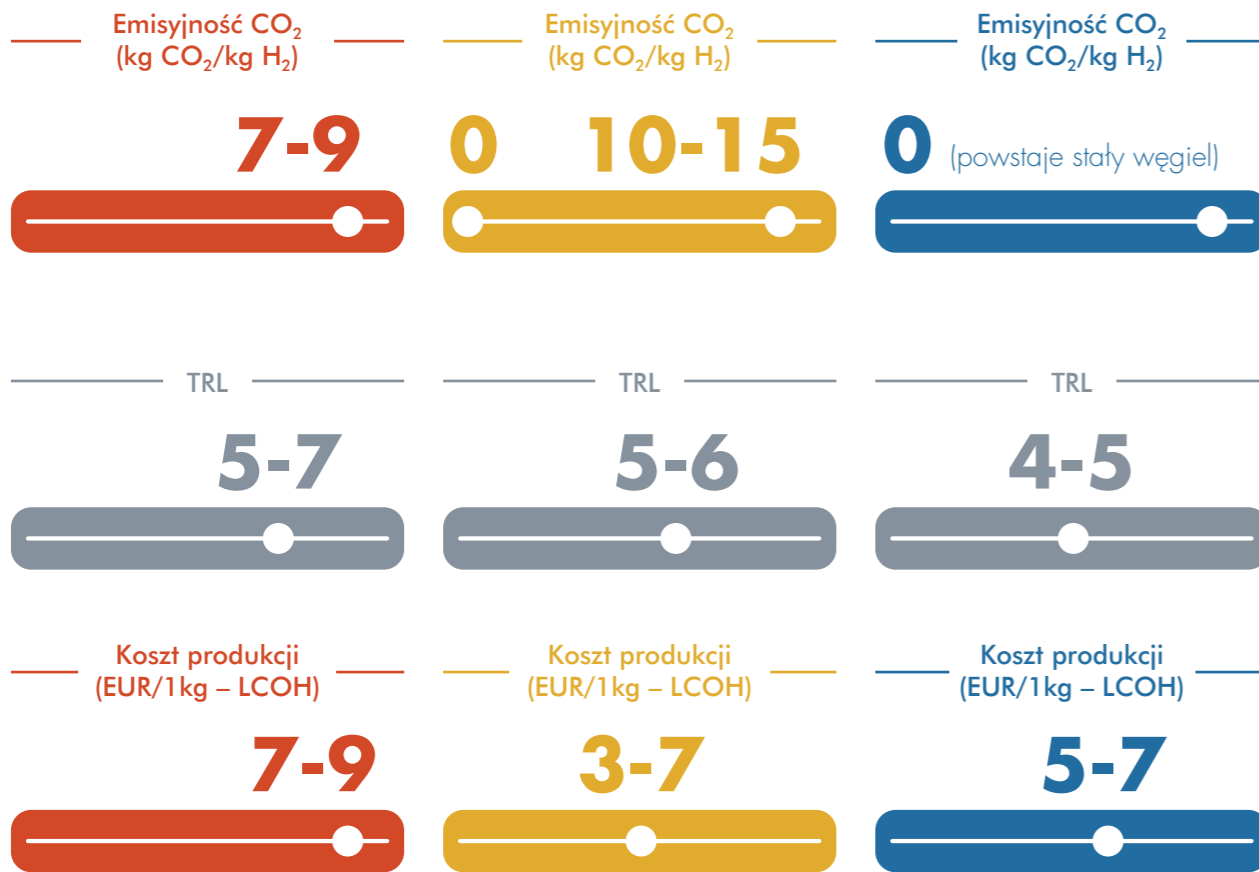


Dane dotyczą Polski i odnoszą się do uśrednionych cen z przełomu 2022/2023 r. (po częściowej stabilizacji cen energii elektrycznej i gazu ziemnego na rynkach hurtowych)

Źródła: analiza własna na podstawie – Hydrogen Europe, University of Michigan, Shell, TGE

Wybrane metody produkcji wodoru

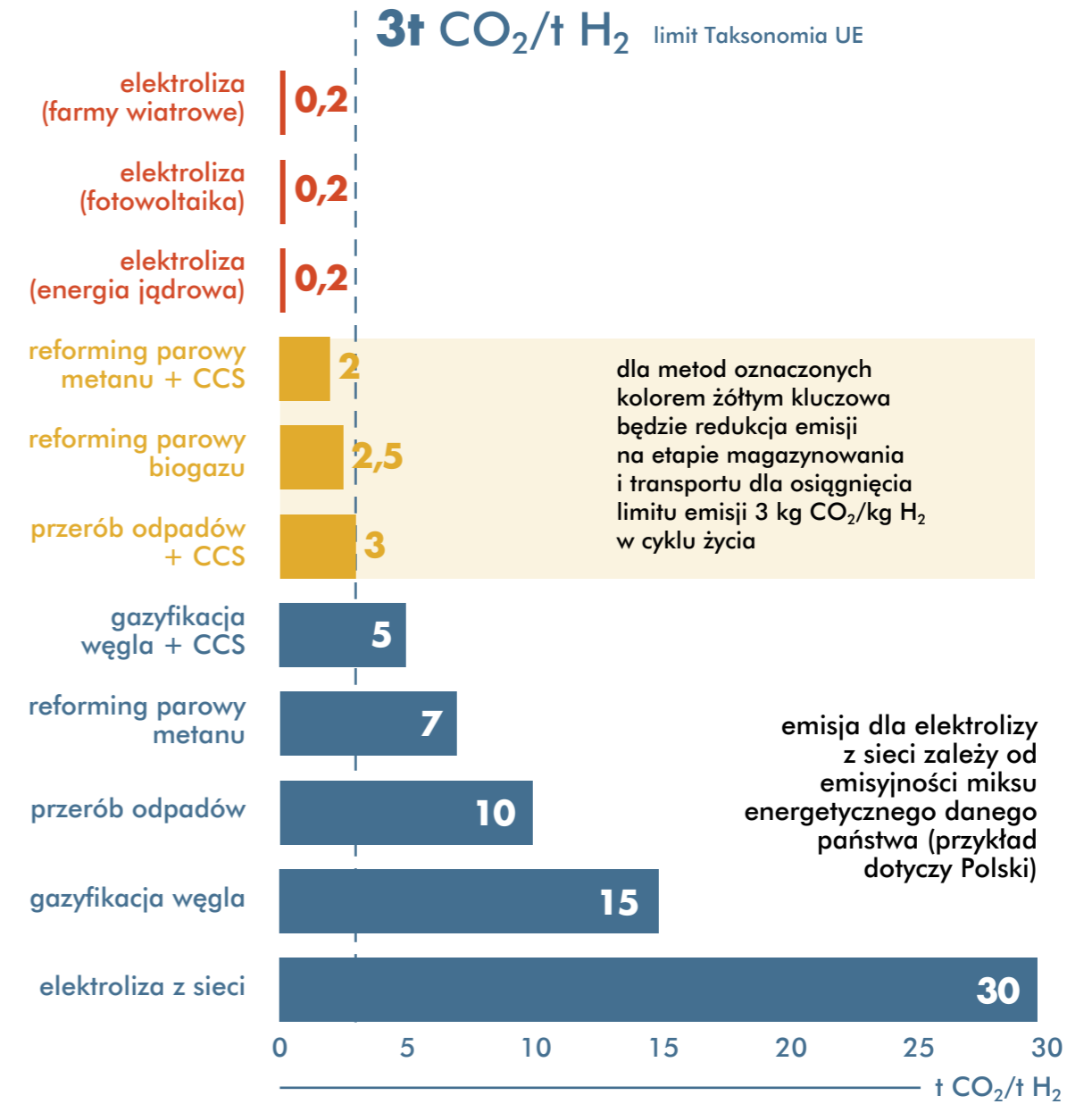
<p>Przerób odpadów</p> <p>Reakcja rozkładu odpadów na gaz syntetyczny przebiega w wysokiej temperaturze (700-800 stopni Celsjusza), powstały gaz syntetyczny jest rozdzielany na wodór w reakcji PSA (adsorpcji ciśnieniowej).</p> <p>Metoda we wstępnym etapie komercjalizacji charakteryzująca się średnią emisyjnością w porównaniu do innych metod produkcji wodoru.</p>	<p>Procesy termochemiczne</p> <p>Technologie produkcji wodoru polegające na termochemicznych procesach dekompozycji wody. Wśród najbardziej rozwiniętych technologii należy wskazać cykl siarkowo-jodowy (S-I) oraz cykl miedziowo-chlorowy (Cu-Cl).</p> <p>Emisyjność procesów zależy od rodzaju dostarczonego ciepła do reakcji.</p> <p>Technologie znajdują się w zaawansowanym etapie badań przedkomercjalizacyjnych.</p>	<p>Piroliza gazu ziemnego</p> <p>Piroliza metanu jest termicznym rozkładem metanu. Stosując nikiel jako katalizator, konwersję metanu przeprowadza się w temperaturze około 500-700 stopni Celsjusza.</p> <p>Metoda nie jest opanowana komercyjnie, jednak pierwsze projekty demonstracyjne zostały zrealizowane (m.in. BASF, Gaz-Prom).</p> <p>Metoda nie generuje emisji CO₂, jednak jej produktem ubocznym jest węgiel, który należy składować lub utylizować (ryzyko emisji CO₂).</p>
---	--	--



Powyższe metody charakteryzują się niskim poziomem komercjalizacji, są we wstępnych fazach rozwoju i B+R.

Źródła: analiza własna na podstawie - Hydrogen Europe, University of Michigan, Shell, TGE, SWECO, DOE

Porównanie emisyjności CO₂ dla wybranych metod produkcji (w cyklu życia)



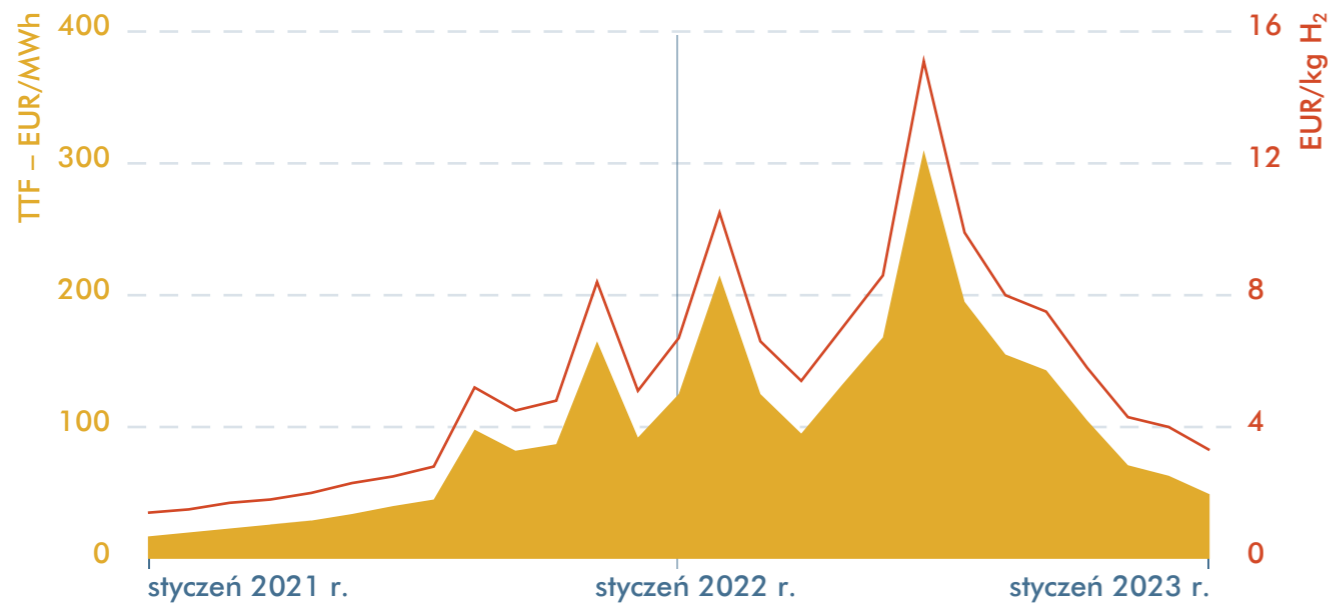
Komentarz

- Należy zaznaczyć, że wodór produkowany z „naturalnie” zeroemisyjnych technologii energetycznych jak: turbiny wiatrowe, PV, energia jądrowa powinien bezproblemowo osiągać cel 70% redukcji emisji CO₂ w cyklu życia oraz znajdować się poniżej limitu emisji 3kg CO₂e/kg H₂.
- W przypadku technologii takich jak: reforming parowy metanu, przerób odpadów konieczne jest zastosowanie urządzeń CCS dla spełnienia przepisów UE, a także redukcja emisji na etapie magazynowania i transportu.
- Metody oparte o wysoce emisyjne procesy energetyczne jak m.in. gazyfikacja węgla czy elektroliza z sieci będą daleko odbiegały od limitów przewidzianych przez KE.

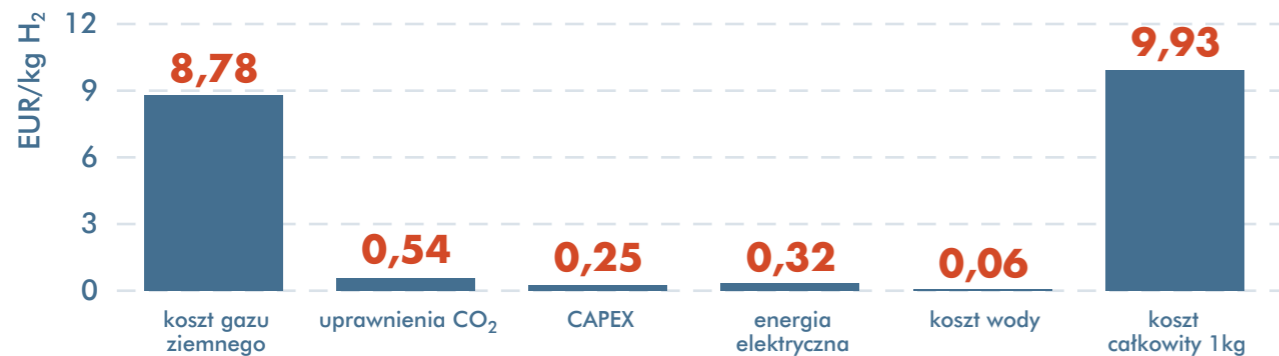
Źródło: opracowanie własne na podstawie Hydrogen Europe, PSE

Fluktuacje cen gazu ziemnego i ich wpływ na koszt produkcji wodoru

Wpływ cen gazu ziemnego na koszt produkcji wodoru (SMR) | 2021 – 2023 r.



Koszt produkcji wodoru z gazu ziemnego (SMR) – lipiec 2022 r.



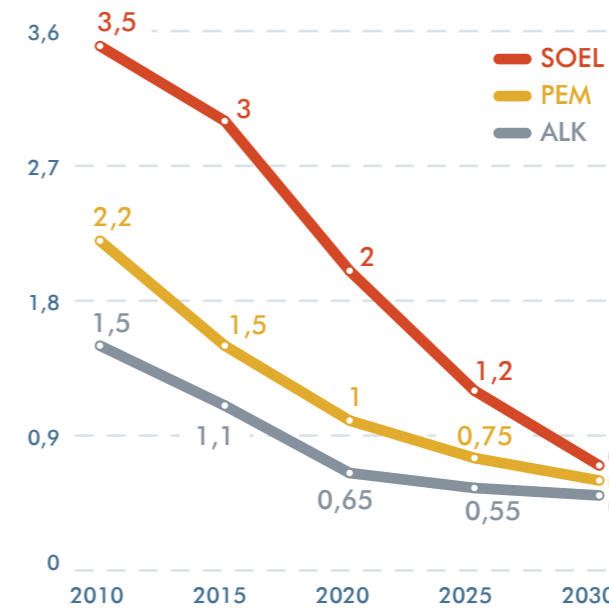
Komentarz

- ➔ Koszty produkcji wodoru metodą reformingu parowego metanu (SMR) charakteryzują się wysoką wrażliwością na bieżące ceny gazu ziemnego.
- ➔ W okresie szczytowych cen gazu ziemnego na TTF (lipiec – wrzesień 2022 r.) koszt produkcji wodoru metodą SMR wynosił 10 - 15 EUR/kg.
- ➔ Wysokie koszty produkcji wodoru z gazu ziemnego wpłynęły w znacznym stopniu na wstrzymanie produkcji chemicznej w Europie w 2 i 3 kwartale 2022 r. (m.in. bardzo wysokie koszty produkcji amoniaku).
- ➔ Obecnie (maj 2023 r.) koszt produkcji 1 kg wodoru metodą SMR kształtuje się na poziomie około 3 EUR/kg.
- ➔ Kolejnym czynnikiem wpływającym na koszty produkcji wodoru są ceny uprawnień do emisji CO₂, które mogą wywierać coraz większą presję dekarbonizacyjną na instalacje produkcji wodoru metodą SMR.

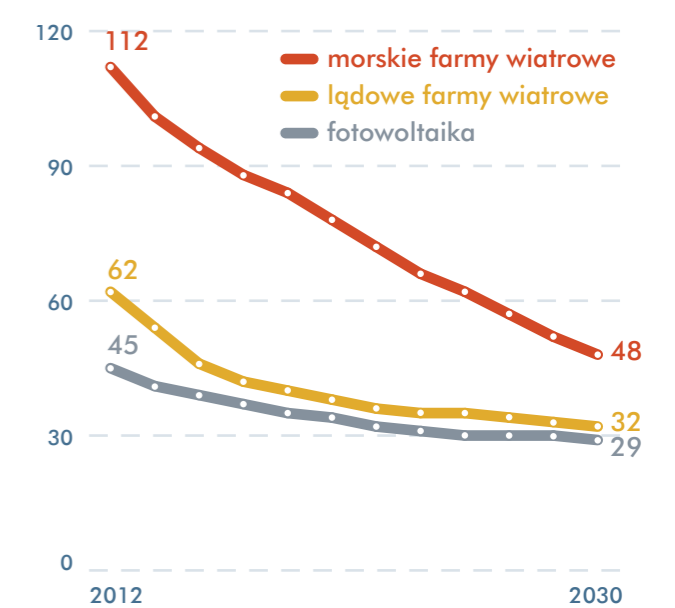
Źródło: opracowanie własne na podstawie Hydrogen Europe, tradingeconomics.com, S&P Global

Prognoza w zakresie optymalizacji kosztu produkcji wodoru z elektrolizy z OZE

CAPEX elektrolizerów w latach 2010 – 2030, w tys. EUR/kW



Koszt produkcji energii elektrycznej z OZE (2019 – 2030 r.) w EUR/MWh



Prognoza spadku kosztu wytworzenia 1kg wodoru metodą elektrolizy (do 2030 r.)



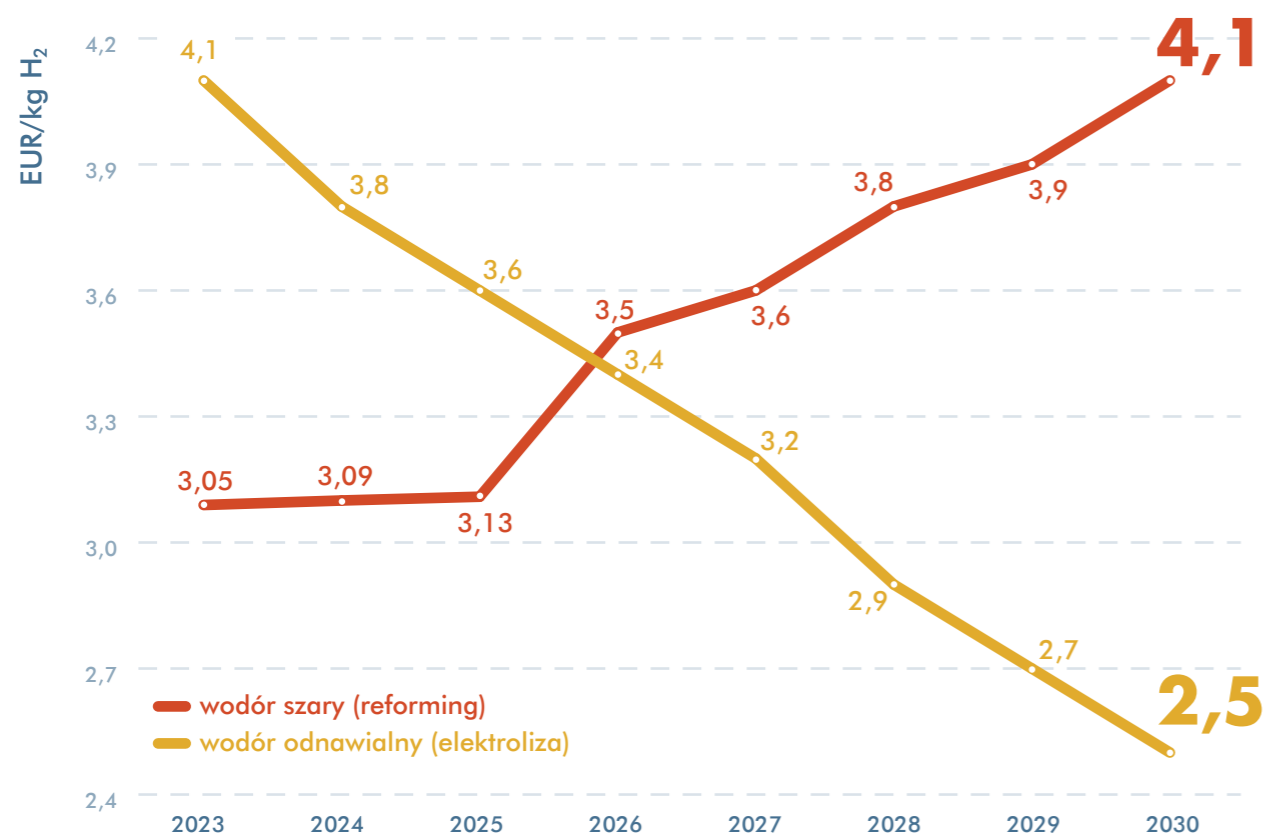
Komentarz

- ➔ Powyższa prognoza dotyczy potencjalnie maksymalnie zoptymalizowanego modelu produkcji wodoru odnawialnego w Polsce (koszt 1kg H₂ to około 2,5 EUR).
- ➔ Ocenia się, że koszt wytworzenia energii elektrycznej z OZE poniżej 150-160 zł / MWh będzie trudny do osiągnięcia w Polsce w perspektywie do 2030 r.
- ➔ Kluczowe czynniki spadku kosztu 1 kg wodoru są związane z poprawą sprawności elektrolizy i spadkiem jej CAPEXu (zwiększenie skali produkcji urządzeń w UE/globalnie).
- ➔ W kalkulacji nie uwzględniono żadnych ulg w opłatach regulacyjnych lub sieciowych.

Źródła: opracowanie własne na podstawie danych Clean Hydrogen Partnership, Greensight, IEA

Prognoza kosztów wytworzenia wodoru (reforming vs elektroliza)

Porównanie kosztów wytworzenia 1kg wodoru dla wybranych metod (2023 – 2030 r.)



Komentarz

Ścieżka cenowa wodoru odnawialnego uwzględnia:

- ▶ najbardziej optymistyczny scenariusz spadku kosztu wytworzenia energii elektrycznej;
- ▶ stosunkowo dynamiczną trajektorię spadku CAPEX elektrolizerów oraz poprawę ich wydajności;
- ▶ prognoza dla wodoru odnawialnego powinna być uznawana za przykład „najlepszych” instalacji w kraju, a nie „średniej” rynkowej.

Ścieżka cenowa dla wodoru szarego uwzględnia:

- ▶ stały poziom cen gazu ziemnego (50 EUR/MWh);
- ▶ wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ (160 EUR/t CO₂ w 2030 r.);
- ▶ wejście wodoru do CBAM od 2026 r. i stopniowe odejście od darmowej alokacji uprawnień do emisji;
- ▶ zaostrożenie benchmarków sektorowych w zakresie emisji CO₂ dla produkcji wodoru w EU ETS.

Parytet kosztowy można szacować na lata około 2026-2027.

Źródła: opracowanie własne na podstawie danych Hydrogen Europe, IEA, EEX, tradingeconomics.com

Wyzwania i rekomendacje



- ▶ Uruchomienie systemu wsparcia dla produkcji wodoru odnawialnego i pochodnych w Polsce (RFNBO);
- ▶ Umożliwienie realizacji przemysłowych inwestycji OZE z wykorzystaniem linii bezpośredniej – bardzo ważny punkt rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce;
- ▶ Analiza możliwości wprowadzenia ulg w opłatach regulacyjnych i/lub sieciowych dla wytwórców wodoru (może obniżyć koszt wytworzenia wodoru o 1-2 EUR/kg);
- ▶ Promowanie podejścia, że instalacja OZE jest elementem systemu produkcji wodoru, a nie niezależnym aktywem, na którym należy generować maksymalny zysk (kupno energii elektrycznej do elektrolizera po cenach hurtowych lub indeksowanych do hurtowych spowoduje, że rynek wodoru odnawialnego jeszcze długo może być nierentowny);
- ▶ Firmy przemysłowe wykorzystujące wodór w procesach technologicznych powinny wziąć pod uwagę wpływ EU ETS/CBAM na jednostkowe koszty produkcji 1kg wodoru (mogą istotnie wzrosnąć jeszcze w tej dekadzie);
- ▶ Strategiczne zaplanowanie przyłączenia i budowy instalacji OZE wyłącznie na potrzeby produkcji wodoru w Polsce (na poziomie PEP, KPEiK), a nie na potrzeby elektroenergetyki i sprzedaży energii w hurcie.

Sektory zastosowania wodoru

**Przemysł chemiczny**

Podstawą działania sektora chemicznego jest synteza amoniaku. Proces produkcji amoniaku wymaga reakcji (Habera-Boscha) pomiędzy wodorem i azotem;

Współcześnie do produkcji amoniaku głównie używa się wodoru szarego pochodzącego z reformingu parowego gazu ziemnego;

Przemysł chemiczny mógłby znacząco obniżyć swoje bezpośrednie emisje CO₂, w tym ekspozycję na EU ETS przechodząc na wykorzystanie mniej emisyjnych rodzajów wodoru;

Zastosowanie paliw RFNBO i niskoemisyjnych może być główną metodą redukcji emisji CO₂ w sektorze chemicznym.

**Przemysł rafineryjny**

Wodór jest obecnie kluczowym surowcem procesowym w przemyśle rafineryjnym stosowanym m.in. w procesie przerobu ropy naftowej na frakcje metodą hydrokrakingu;

Współcześnie przemysł rafineryjny w znaczącym stopniu wykorzystuje wodór szary z reformingu parowego gazu ziemnego lub wodór odpadowy z procesów technologicznych;

Zastosowanie paliw RFNBO i niskoemisyjnych w procesach rafineryjnych pozwoliłoby na istotną redukcję emisji CO₂ i zmniejszenie ekspozycji na EU ETS;

Wodór może być także wykorzystywany do produkcji tzw. paliw syntetycznych jako nowych produktów rafineryjnych.

**Przemysł petrochemiczny**

Obecnie, przemysł petrochemiczny bazuje na wykorzystaniu węglowodorów w procesach produkcji chemikaliów organicznych i polimerów (m.in. nafta, etan, LPG, gaz ziemny);

Paliwa RFNBO mogą być wykorzystane w petrochemii jako wsad surowcowy do krakerów parowych lub nośnik energii w procesach wysokotemperaturowych (np. palnik krakera), zmniejszając przy tym ekspozycję na EU ETS;

Jedną z potencjalnych ścieżek produkcji chemikaliów organicznych jest wykorzystanie odnawialnego metanolu jako wsadu surowcowego (tzw. methanol-to-olefins, MTO);

Petrochemia może także częściowo bazować na paliwach niskoemisyjnych (m.in. wodór odpadowy + CCS).

Sektory zastosowania wodoru

**Hutnictwo**

Obecnie, sektor hutniczy bazuje na procesach wielkopiecowych, piecach szybowych lub zawieszinowych, które przerabiają podstawowe metale w procesach wysokotemperaturowych z użyciem koksu, gazu ziemnego lub węgla;

Zastosowanie paliw RFNBO lub niskoemisyjnych mogłoby znacząco obniżyć emisyjność CO₂ sektora hutnictwa metali żelaznych i nieżelaznych;

Paliwa RFNBO i niskoemisyjne są wskazywane jako potencjalne substytuty dla węglowodorów w hutnictwie (np. proces bezpośredniej redukcji żelaza z użyciem wodoru odnawialnego w sektorze stali, domieszkowanie gazu ziemnego z użyciem wodoru w procesach przerobu rud miedzi).

**Magazynowanie energii**

Zastosowanie wodoru jako nośnika i magazynu energii może stabilizować system elektroenergetyczny oraz jego bilansowanie w perspektywie rosnącej liczby źródeł OZE w miksie energetycznym;

Wykorzystanie wodoru jako magazynu energii będzie realizowane głównie w modelu długoterminowym (sezonowym), rzadziej krótkoterminowym (godzinowym/dniowym);

Jedną z kluczowych technologii konkurujących z wodorem w zakresie magazynowania energii będą systemy bateryjne, szczególnie w modelach magazynowania krótkoterminowego.

**Energetyka (jednostki gazowe)**

Regulacje UE określają jasną ścieżkę dekarbonizacji jednostek gazowych (CHP, CCGT) stosowanych w elektroenergetyce, ciepłownictwie i chłodnictwie;

Aby spełnić wymogi regulacyjne (m.in. limity emisji), a także zmniejszać rosnącą presję dekarbonizacyjną EU ETS, jednostki gazowe będą prawdopodobnie w coraz większym stopniu domieszkowane gazami niskoemisyjnym i odnawialnym m.in. RFNBO lub dostosowywane do pracy z urządzeniami CCS;

Wiodący producenci jednostek gazowych oferują już pierwsze turbiny zdolne do pracy nawet na 80-100% domieszkach wodoru (m.in. GE, Siemens).

Komerccjalizacja zastosowania RFNBO

2023-2025



Komerccjalizacja zastosowania RFNBO

2023-2025



Komerccjalizacja zastosowania RFNBO

2030



TRL

8-9



TRL

8-9



TRL

7-8



Komerccjalizacja zastosowania RFNBO

2025-2030



Komerccjalizacja zastosowania RFNBO

2030



Komerccjalizacja zastosowania RFNBO

2030



TRL

7-8



TRL

6-7



TRL

7-8



Sektory zastosowania wodoru



Lekki transport kołowy

Lekkie pojazdy kołowe zasilane wodorem (m.in. samochody osobowe, małe samochody dostawcze) są technologicznie opanowane i stopniowo komercjalizowane;

Niezbędny rozwój infrastruktury tankowania wzdłuż sieci TEN-T w całej UE (zgodnie z AFIR);

Ten rodzaj transportu będzie bezpośrednio konkurował z napędami bateryjnymi w szczególności w Unii Europejskiej (BEV vs. FCEV);

Użycie paliw syntetycznych w perspektywie średnio/długoterminowej w lekkim transporcie kołowym może pozwolić wykorzystać obecną infrastrukturę i być alternatywą dla wodoru sprężonego/skroplonego.



Ciężki transport kołowy

Ciężkie pojazdy kołowe (ciężarówki, autobusy, kolej) mogą być bezpośrednio elektryfikowane z użyciem napędów bateryjnych jednak zastosowanie paliw RFNBO może okazać się korzystniejszym rozwiązaniem ekonomicznym i logistycznym w wybranych przypadkach;

Napędy bazujące na wodorze lub pochodnych mogą być korzystniejsze w przypadku długich dystansów, konieczności ciągłej pracy (krótkie tankowanie), a także maksymalizacji dopuszczalnej masy przewożonego towaru;

Dostęp do infrastruktury tankowania w UE może być kluczowym aspektem rozwoju zastosowania paliw RFNBO w tym sektorze.



Transport morski i lotniczy

Zarówno transport morski jak i lotniczy są sektorami trudnymi do elektryfikacji;

Aby doprowadzić do ich dekarbonizacji w pierwszej kolejności (przejściowo) wykorzystywane będą paliwa pochodzenia biologicznego (np. zużyte oleje roślinne);

W perspektywie średnio i długoterminowej pełna dekarbonizacja transportu morskiego i lotniczego może zostać zrealizowana z wykorzystaniem pochodnych wodoru m.in. odnawialnego amoniaku, odnawialnego metanolu i paliw syntetycznych (np. e-kerozyna);

Pierwsze projekty zastosowania paliw RFNBO w tych sektorach transportu są już realizowane;

Sektor lotniczy jest w EU ETS, a transport morski zostanie włączony do tego systemu od 2024 r.

Komercjalizacja zastosowania RFNBO

2025



TRL

7-8

Komercjalizacja zastosowania RFNBO

2025-2030



TRL

7-8

Komercjalizacja zastosowania RFNBO

2030-2035



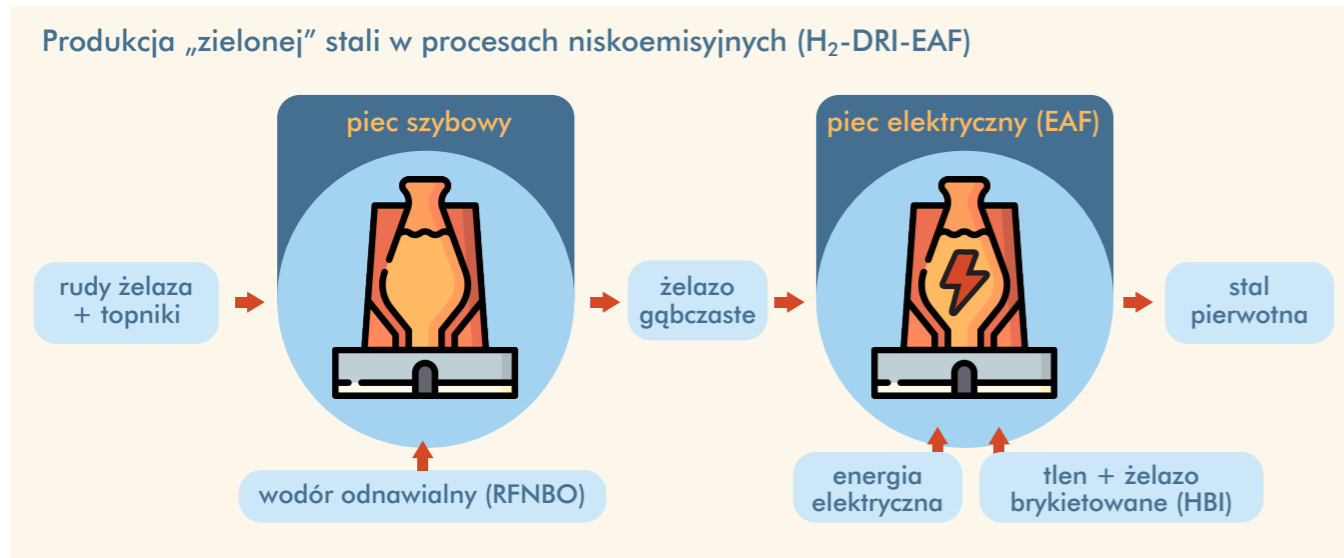
TRL

6-7

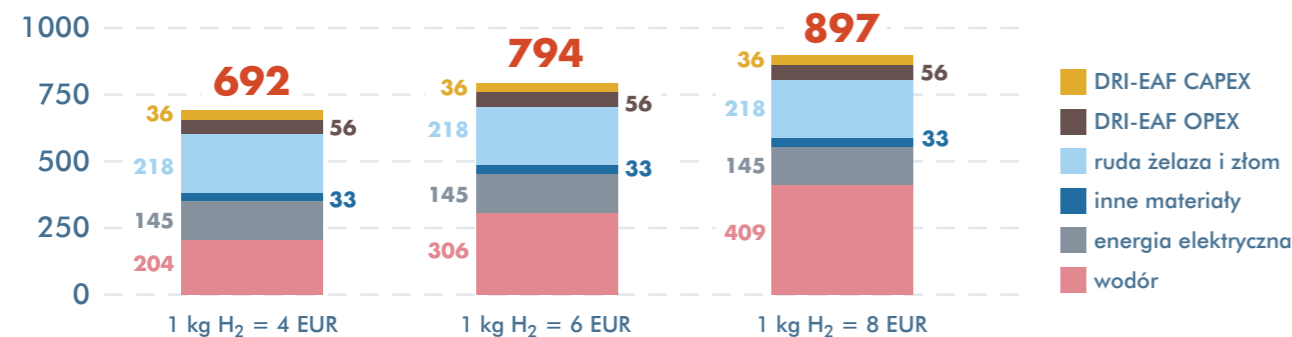
Kluczowe regulacje wpływające na zastosowanie wodoru i pochodnych w UE – podsumowanie

NAZWA AKTU PRAWNEGO	JAK WPŁYWA NA ZASTOSOWANIE PALIW RFNBO ?	NA JAKIE SEKTORY ZASTOSOWANIA PALIW RFNBO WPŁYWA ?	SKRÓCONY OPIS	KIEDY MOŻE WEJŚĆ W ŻYCIE ?
EU ETS – EMISJE CO ₂	Wywiera presję redukcji emisji CO ₂ i zachęca do użycia nisko i zeroemisyjnych nośników energii (np. paliw RFNBO)	Przemysł, energetyka, ciepłownictwo, transport morski i lotniczy, transport osobowy	Rosnące ceny uprawnień do emisji CO ₂ , zaostrzone benchmarki emisyjności oraz odejście od darmowej alokacji istotnie wpłyną na wzrost kosztów użycia węglowodorów w procesach przemysłowych i energetycznych, przejście na użycie mniej emisyjnych nośników energii będzie preferowane (np. RFNBO)	1H 2023 r.
RED III – OZE	Promuje wykorzystanie paliw RFNBO w państwach UE poprzez dedykowane cele sektorowe	Przemysł, transport	RED III wprowadza dedykowane cele zastosowania RFNBO w przemyśle do 2030 r. (42%), do 2035 r. (60%), w transporcie do 2030 r. (1%)	1H 2023 r.
EED – EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA	Promuje technologię gazowej, wysokosprawnej kogeneracji, która może być stopniowo dekarbonizowana z użyciem paliw RFNBO	Energetyka, ciepłownictwo	Dyrektywa wprowadza limit emisyjności 270g CO ₂ /kWh dla jednostek wysokosprawnej kogeneracji i efektywnych systemów ciepłowniczych co może generować stopniowe procesy zazieleniania jednostek kogeneracyjnych z użyciem m.in. wodoru	1H/2H 2023 r.
ETD – OPODATKOWANIE ENERGII	Wprowadza preferencyjne stawki opodatkowania dla paliw RFNBO stosowanych na potrzeby transportowe i grzewcze	Energetyka, transport	Paliwa RFNBO stosowane na potrzeby transportowe i grzewcze mają posiadać 6-krotnie niższe stawki podatkowe niż paliwa bazujące na węglowodorach	2023/2024 r.
IED – EMISJE PRZEMYSŁOWE	Określa wymogi środowiskowe i emisyjności dla dużych instalacji przemysłowych w UE	Przemysł, energetyka, ciepłownictwo	Wprowadza obowiązkowe standardy BAT dla instalacji przemysłowych, operatorzy instalacji będą musieli przedstawić plany dekarbonizacji aktywów do 2050 r.	2H2024 r.
FUELEU MARITIME	Promuje wykorzystanie nisko i zeroemisyjnych technologii w transporcie morskim (m.in. paliw RFNBO, biopaliw)	Transport morski	Rozporządzenie ma zapewnić redukcję emisji CO ₂ w sektorze transportu morskiego z wykorzystaniem LNG, paliw pochodzenia biologicznego, a także paliw RFNBO (m.in. odnawialny metanol i odnawialny amoniak), cel użycia 2% RFNBO do 2034 r.	2H 2023 r.
REFUELEU AVIATION	Promuje wykorzystanie nisko i zeroemisyjnych technologii w transporcie lotniczym (m.in. paliw RFNBO, biopaliw)	Transport lotniczy	Rozporządzenie ma zapewnić redukcję emisji CO ₂ w sektorze transportu lotniczego poprzez zastosowanie paliw pochodzenia biologicznego, a także paliw RFNBO (m.in. paliwa syntetyczne produkowane metodą Fischera-Tropscha, e-kerozyna)	2H 2023 r.

Sektor stalowy – dekarbonizacja produkcji stali z użyciem wodoru



Koszt produkcji surowej stali w procesie wysoceemisyjnym (BF-BOF) w zależności od scenariusza rozwoju EU ETS/CBAM (EUR/t stali)



Komentarz

Koszt produkcji stali w procesie H₂-DRI-EAF oscyluje w granicach 692-897 EUR/t przy założeniu ceny dostarczenia wodoru do pieca na poziomie 4-8 EUR/kg (produkcja + transport + buforowe magazynowanie). Zdolność wytworzenia wodoru po jak najniższym koszcie będzie kluczowym elementem wpływającym na opłacalność całego procesu. Luka finansowa pomiędzy kosztami produkcji „szarej” i „zielonej” stali może wynosić w UE w latach 2025-2030 około 100-200 EUR/t, a różnica ta będzie się dalej zmniejszać z powodu:

- ➔ Presji cenowej EU ETS/CBAM na „szarą” stal (wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ + odejście od darmowej alokacji);
- ➔ Wprowadzenia systemów wsparcia dla produkcji i zastosowania paliw RFNBO (np. Europejski Bank Wodoru);
- ➔ Zwiększenia wymagań odbiorców końcowych co do obniżania śladu węglowego stali (np. producenci samochodów);
- ➔ Zwiększonego dostępu do taniej energii elektrycznej z OZE (optymalizacja kosztu zakupu energii np. poprzez własne źródła OZE z linią bezpośrednią).

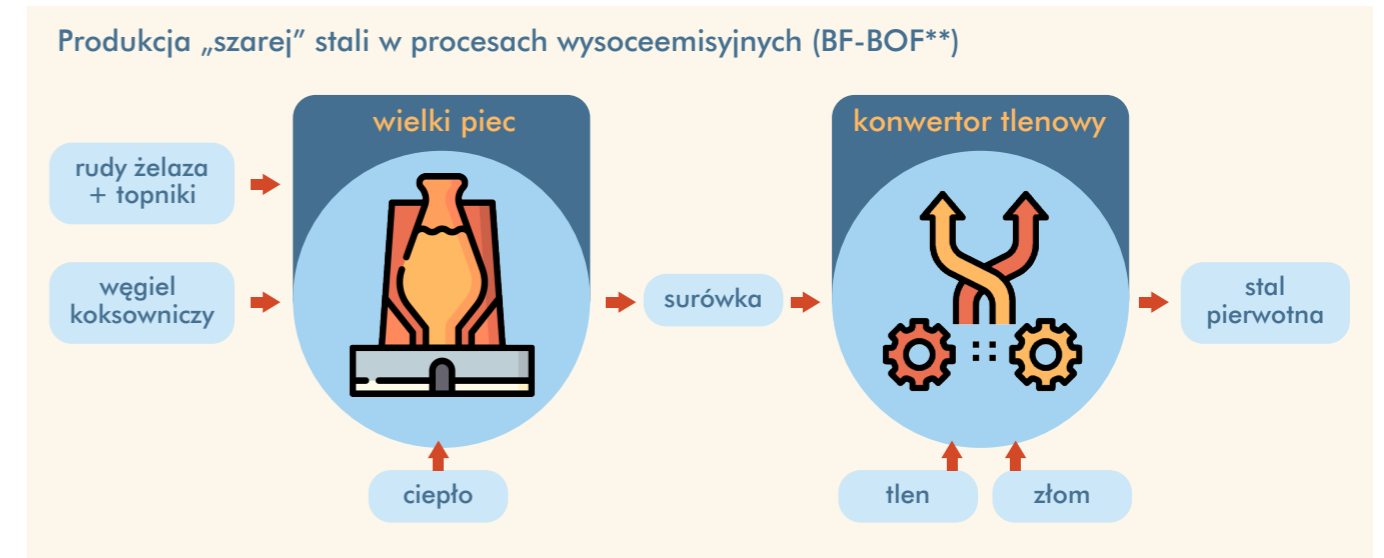
Ceny surowców podstawowych zostały przyjęte na takim samym poziomie jak w przypadku „szarej” stali.

*cena rudy żelaza = 145 EUR/t; cena energii elektrycznej = 90 EUR/MWh;

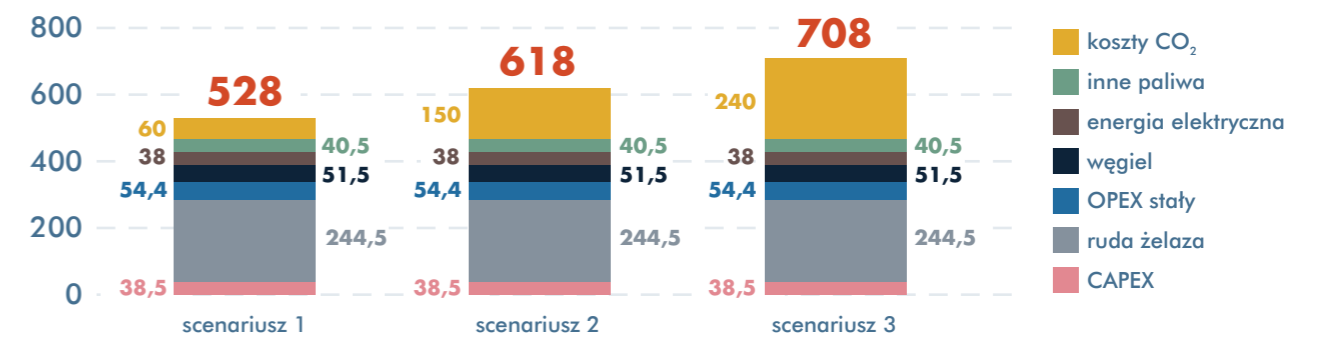
** H₂-DRI-EAF – technologia produkcji stali z wykorzystaniem wodoru odnawialnego i pieca elektrycznego

Źródło: Eurofer, Hydrogen Europe

Sektor stalowy – produkcja stali w procesach konwencjonalnych



Koszt produkcji surowej stali w procesie niskoemisyjnym (H₂-DRI-EAF) w podziale na główne składowe (EUR/t stali)



Komentarz

Obecny koszt stali pierwotnej to około 800-900 EUR/t (Eurofer – 2023 r.), wynika on z podwyższonych cen podstawowych surowców (ruda żelaza, węgiel, koks, gaz ziemny, energia elektryczna), a także globalnych wahań w łańcuchu dostaw i relacji popyt-podaż*. W zależności od ceny uprawnień do emisji CO₂ i przydziału darmowych uprawnień, koszt 1 tony stali wynosi 528–708 EUR, pozostałe zmienne m.in. koszty rudy żelaza i surowców podstawowych są jednakowe dla każdego scenariusza. Systemy EU ETS/CBAM będą głównymi czynnikami zmian technologicznych w sektorze stali oraz jego dekarbonizacji:

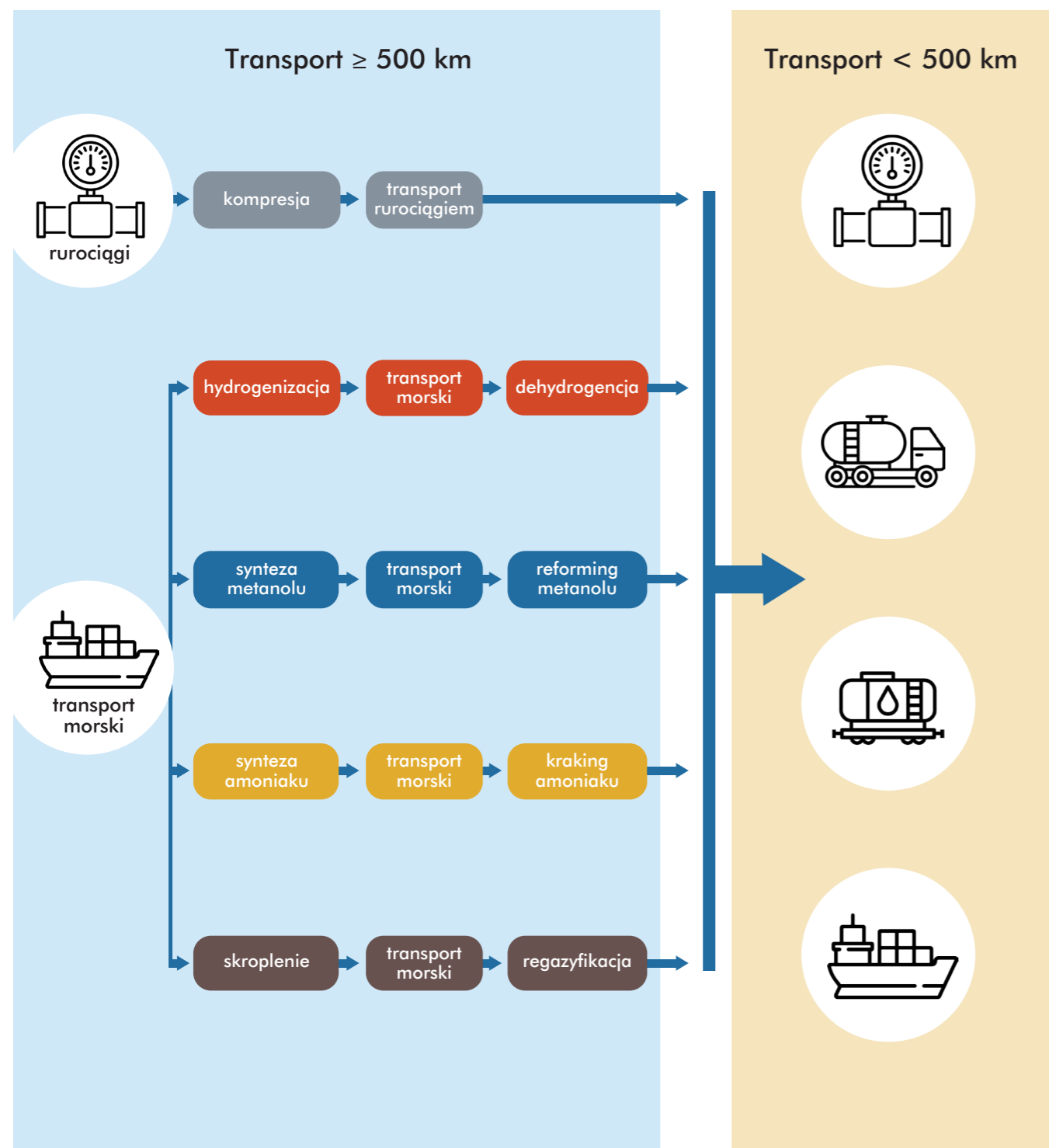
- ➔ Scenariusz 1 – 100% darmowych uprawnień ETS, cena CO₂ = 100 EUR/t CO₂ (stan obecny);
- ➔ Scenariusz 2 – 50% darmowych uprawnień ETS, cena CO₂ = 150 EUR/t CO₂ (stan około 2030 r.);
- ➔ Scenariusz 3 – 0% darmowych uprawnień ETS, cena CO₂ = 200 EUR/t CO₂ (stan około 2035 r.).

Ocenia się, że w latach 2025-2035 „szara” stal będzie stopniowo wypychana z rynku ze względu na rosnące koszty emisji i zostanie uzupełniona przez niskoemisyjne procesy produkcyjne (m.in. bazujące na wodorze, ew. bezpośredniej elektryfikacji).

*cena rudy żelaza = 145 EUR/t; cena węgla = 80 EUR/t; cena energii elektrycznej = 90 EUR/MWh; emisja = 1,8t CO₂/t stali **BF-BOF – technologia produkcji stali z wykorzystaniem wielkiego pieca z konwertorem tlenowym

Źródło: Eurofer, Hydrogen Europe

Schemat głównych elementów łańcucha wartości transportu wodoru



Źródła: analiza własna na podstawie – Hydrogen Europe; IRENA
 Przyjęte założenie rozróżnienia na transport rurociągami dotyczy odległości (punkt 500 km) oraz ze względu na znaczne wolumeny transportowane, średnicy rurociągów – przesył H₂ rurociągi ≥ 36-cali.

Wybrane metody długodystansowego transportu morskiego wodoru

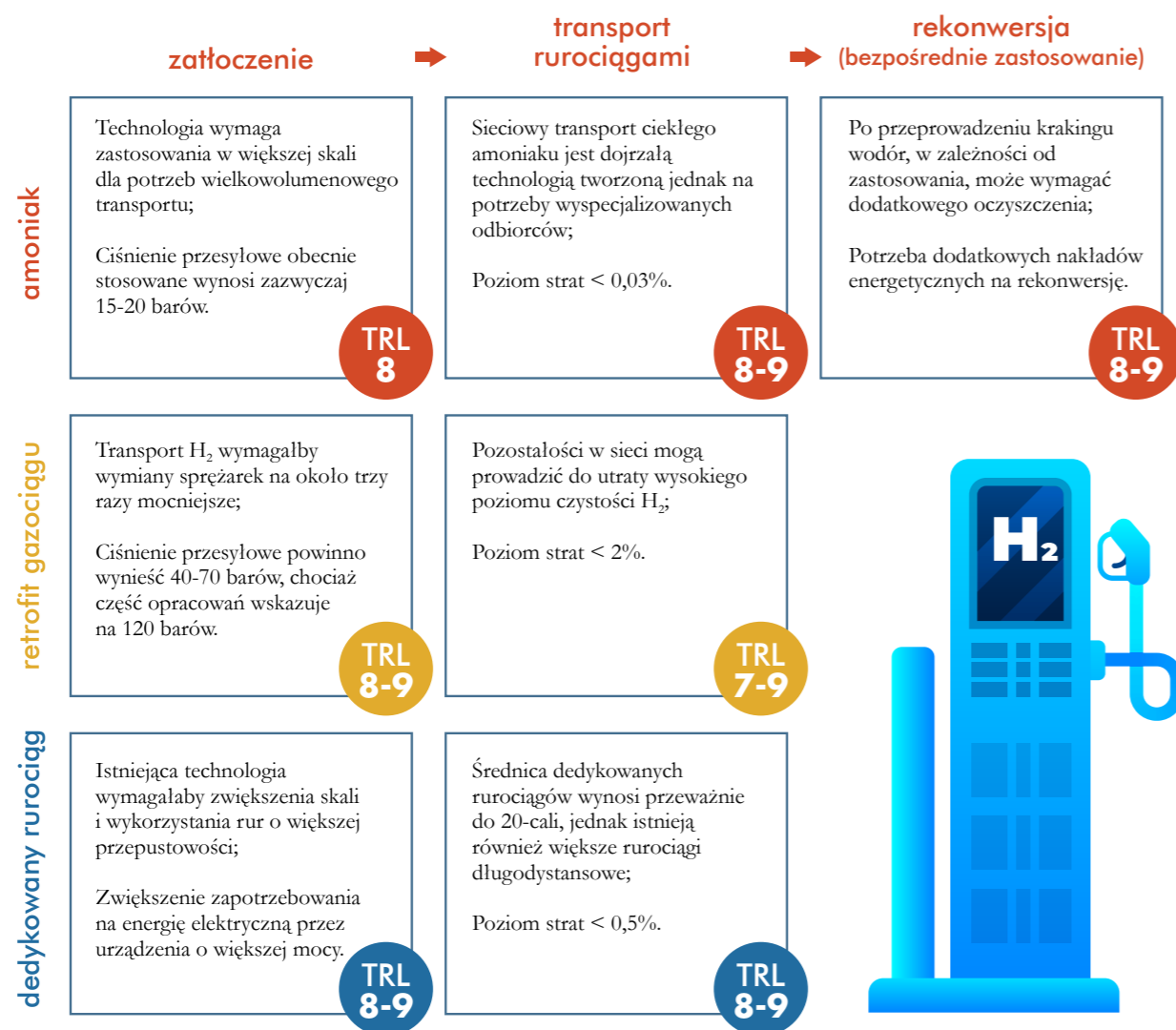
	konwersja	transport morski	rekonwersja (bezpośrednie zastosowanie)
LOHC	Możliwość wykorzystania dotychczasowej infrastruktury transportowej ropy; Niska zawartość H ₂ w objętości transportowanej cieczy (34-57 kg/m ³). TRL 5-7	Brak obecnie technologii pozwalającej stosować jako paliwo; Niski poziom strat H ₂ w transporcie spowodowanych odparowywaniem (< 0,1% dziennie). TRL 6-9	Potrzeba zagospodarowania odzyskanego nośnika; Wysokie nakłady energetyczne na rekonwersję (> 43,38 MJ/kg). Na przykładzie MCH* TRL 5-7
metanol	Potrzeba pozyskania nośnika w postaci CO ₂ mogąca obciążać carbon footprint procesu; Brak dodatkowych nakładów energii na zachowanie formy ciekłej. TRL 6-9	Możliwość zastosowania w dedykowanych silnikach (TRL 8-9); Niski poziom strat H ₂ w transporcie spowodowany odparowywaniem (< 0,1% dziennie). TRL 7-9	Oczyszczenie H ₂ wymagałoby utylizacji CO ₂ pozyskanego z nośnika; Strata H ₂ przy rekonwersji na poziomie ~2,5%. TRL 5-9
amoniak	Pozyskiwanie nośnika azotowego jest dojrzałą technologią; Najwyższa zawartość H ₂ w objętości transportowanej cieczy (108-120 kg/m ³). TRL 9	Potencjał do wykorzystania jako paliwo dla turbin gazowych (TRL 5); Niski poziom strat H ₂ w transporcie spowodowany odparowywaniem (< 0,1% dziennie). TRL 7-9	Po przeprowadzeniu krakingu H ₂ , w zależności od zastosowania, może wymagać dodatkowego oczyszczenia; Niski poziom strat H ₂ przy rekonwersji ~1,5%. TRL 8-9
ciekły H₂	Brak dodatkowych kosztów związanych z pozyskiwaniem nośnika; Potrzeba dodatkowych nakładów energii na zachowanie formy ciekłej (15,1-57 MJ/kg). TRL 7-9	Możliwość zastosowania jako paliwo (TRL 7-8); Wysoki poziom strat H ₂ w transporcie (do 0,4%) oraz przy rozładunku (nawet do 3,6%). TRL 7	Niska zawartość zanieczyszczeń (< 1 ppm); Regazyfikacja może odbywać się w porcie lub u odbiorcy docelowego. TRL 7-9

Komentarz

- Poziom gotowości technologicznej (TRL) różni się w zależności od skali infrastruktury. Dla wielkoskalowego transportu (> 1000t H₂ dziennie) poziomu 9 w całym łańcuchu nie osiągnęła żadna ze wskazanych metod. Najbliższy osiągnięcia pełnej gotowości technologicznej transportu morskiego jest obecnie transport wodoru pod postacią amoniaku w sytuacji zwiększenia skali jednostek morskich służących do jego frachtu.
- Najwyższy BOG dla transportu morskiego ciekłego wodoru oraz znaczne potrzeby nakładów energii dla zachowania formy ciekłej będą obniżać atrakcyjność tej formy przewozu w przypadku importu długodystansowego.
- Jednym z głównych czynników ograniczających konkurencyjność metanolu i amoniaku jako nośnika wodoru jest potrzeba przeprowadzenia rekonwersji w celu uzyskania ponownie wodoru, co wiąże się z dodatkowymi, znacznymi nakładami energii. Wyeliminowanie rekonwersji i wykorzystanie bezpośrednio obu substancji pozytywnie wpływa na atrakcyjność tych metod.

* MCH - Metylocykloheksan
 Źródła: analiza własna na podstawie - Hydrogen Europe; IRENA; JRC; Oxford Energy Institute; IEA; Blanco et. al., Renewable and Sustainable Energy Reviews, 113195.

Wybrane metody długodystansowego transportu wodoru rurociągami

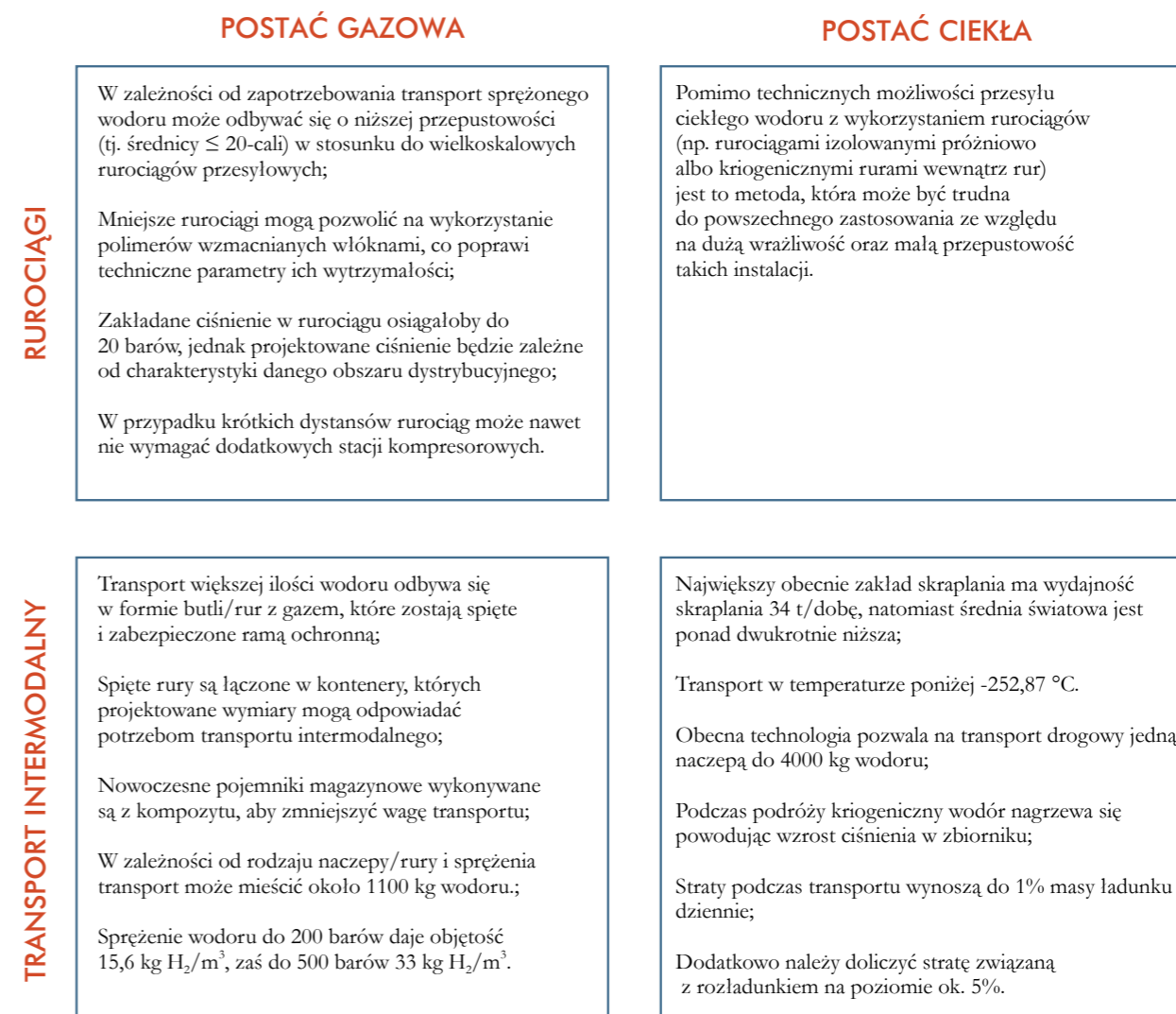


Komentarz

- ➔ Techniczna możliwość dokonania retrofitingu sieci jest uzależniona od charakterystyki danego rurociągu i jego przeznaczenia u odbiorcy końcowego.
- ➔ Największe ogłoszone projekty retrofitingu sieci gazowych do 2030 r. to projekt „Hydrogen network Netherlands” o długości 1400 km, który ma łączyć Holandię z Niemcami i Belgią oraz projekt „H2ercules” o długości 1500 km mający łączyć terminale na północy Niemiec z odbiorcami na południu i zachodzie kraju.
- ➔ Dedykowane sieci wodorowe, podobnie jak sieci transportujące amoniak, już w chwili obecnej funkcjonują, jednak dla długodystansowego transportu o znacznej przepustowości dotychczasowe rozwiązania technologiczne mogą się okazać niewystarczające ze względu na potencjał rosnącego zapotrzebowania.

Źródła: analiza własna na podstawie - Hydrogen Europe, IRENA, ACER, Papavinasam, Gulf Professional Publishing 2014; Kleinman Center for Energy Policy; Office of Energy Efficiency & Renewable Energy; Bethoux, Energies 2020, 6132.

Wybrane metody dystrybucji wodoru na średnim i krótkim dystansie



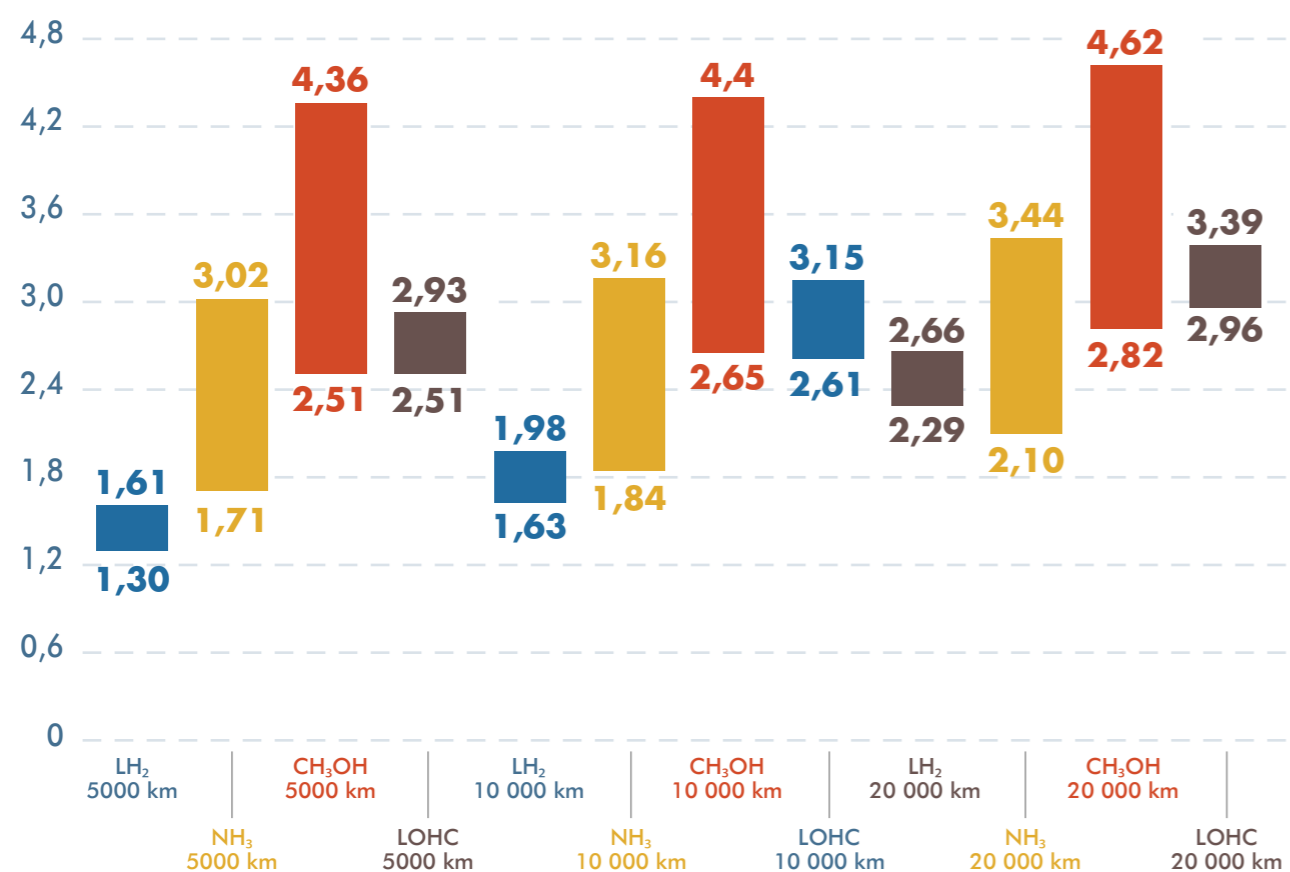
Komentarz

- ➔ Metodami dystrybucji wodoru na dystansie poniżej 500 km mogą być rurociągi ze sprężonym wodorem (dedykowane / retrofit sieci gazowej), jak również transport intermodalny w formie sprężonej i ciekłej.
- ➔ Ze względu na specyfikę technologiczną i wrażliwość infrastruktury transport wodoru w postaci ciekłej rurociągami nie jest w chwili obecnej, rozwiązaniem które mogłoby znaleźć zastosowanie na większą skalę.
- ➔ Wraz ze wzrostem odległości dystrybucji oraz potrzebami związanymi ze zwiększaniem wolumenu dostarczanego wodoru następuje wzrost atrakcyjności transportu rurociągami względem transportu intermodalnego, a zwłaszcza drogowego.
- ➔ Transport sprężonego wodoru zwiększa elastyczność pod kątem możliwości zastosowania rozwiązań intermodalnych dzięki stosowaniu kontenerów.
- ➔ Ze względu na większą gęstość wodoru w transporcie ciekłym metoda ta zyskuje na konkurencyjności wraz ze wzrostem odległości i wolumenu transportowanego wodoru.

Źródła: ACER, Hydrogen Europe, ENTSOG, European Hydrogen Backbone, JRC, Nordic Innovation

Wybrane metody transportu wodoru – długodystansowy transport morski

Długodystansowy transport morski [EUR / kg H₂]



Ciekły wodór

Średnio najniższy koszt w transporcie morskim do 10.000 km;

Większa odporność na wzrost OPEX wraz ze wzrostem cen e.e.;

Najwyższe nakłady energii w transporcie z wymienionych opcji;

Brak wielkoskalowych pływających jednostek transportujących.

Amoniak

Istniejący rynek pozwalający na wykorzystanie bezpośrednio;

Potencjał minimalizacji kosztu transportu długodystansowego;

Znaczny koszt rekonwersji;

Wysokie zużycie energii przy rekonwersji.

Metanol

Istniejący rynek pozwalający na wykorzystanie bezpośrednio;

Najniższe nakłady energii podczas samego transportu morskiego;

Potrzeba pozyskania CO₂ do związania wodoru;

Wysoka wrażliwość na wzrost OPEX wraz ze wzrostem cen e.e.

LOHC

Stosunkowo niska rozpiętość kosztowa niezależnie od odległości;

Łatwość przechowywania;

Niska dojrzałość technologiczna dla wielkoskalowych instalacji;

Niska zawartość wodoru w masie nośnika.

Wartości przyjęte dla transportu 1Mt H₂ rocznie;

Uwzględnione zostały koszty konwersji w porcie eksportowym i rekonwersji w porcie importowym.

Źródła: JRC; IRENA, IEA

Rozkład kosztów przy długodystansowym transporcie morskim na 2500 km

	ciekły wodór	amoniak	metanol	LOHC (DBT*)
konwersja	72,2%	18,2%	23,5%	3,5%
rekonwersja	1,2%	75,1%	17,5%	69,6%
transport statkiem	16,4%	3,1%	1,6%	3,4%
magazynowanie	7%	3,6%	2,9%	3,2%
pozyskanie nośnika	N/A	wliczone w konwersję	49,8%	6%
pozostałe	3,2%	0	4,7%	14,3%
ostateczny koszt w modelu (EUR/kg H ₂)	1,46	Rek: 2,85 NIERek: 0,71	Rek: 5,00 NIERek: 3,83	3,28

* dibenzylotoluen



IMAGE BY FREEPIK

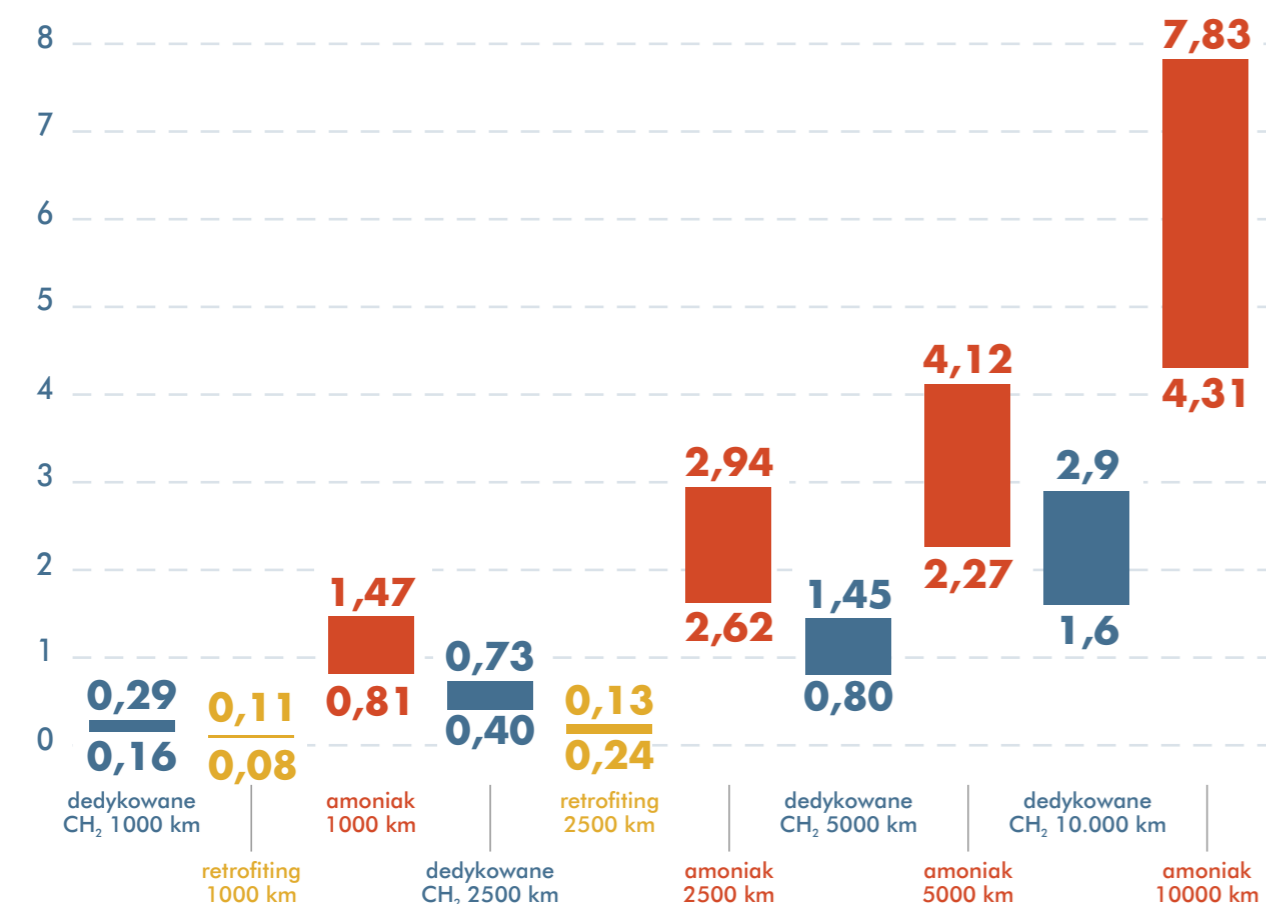
Wizualizacja własna na podstawie: raportu JRC Technical Report, Assessment of Hydrogen Delivery Options, 2022;

Najważniejsze założenia (pełna lista założeń jest dostępna w raporcie):

- Wolumen dostarczenia to 1 Mt/rok wodoru odnawialnego;
- Odległość transportu wynosi 2500 km;
- Cena energii elektrycznej na poziomie 50 EUR/MWh;
- Brak uwzględnienia kosztów budowy terminali odbioru amoniaku, metanolu i LOHC;
- W przypadku metanolu CO₂ pozyskiwane w ramach technologii DAC, aby umożliwić zakwalifikowanie jako wódór odnawialny.

Wybrane metody transportu wodoru – długodystansowy transport rurociągami

Długodystansowy transport rurociągami [EUR / kg H₂]



Retrofitting sieci przesyłowej gazowej

Możliwość wykorzystania rozbudowanej bazy sieci gazowych;
Stosunkowo niski OPEX i CAPEX;
Ograniczone możliwości retrofitingu zwłaszcza starszych sieci;
Niska elastyczność związana z potrzebą przejścia na wodór dotychczasowych odbiorców gazu ziemnego.

Dedykowana sieć wodorowa

Elastyczność pod kątem projektowania nowego systemu podaży-popytowego;
Niski OPEX, przy CAPEX zbliżonym do transportu morskiego;
Czasochłonność procesu inwestycyjno-budowlanego.

Amoniak

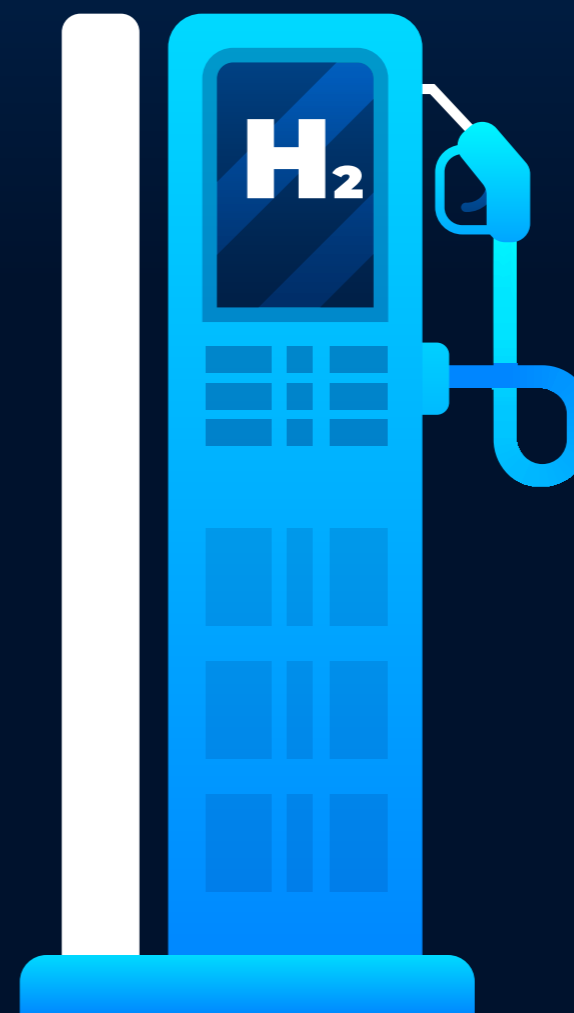
Dojrzałość technologiczna transportu amoniaku sieciami;
Niskie straty w transporcie;
Ograniczona możliwość sector couplingu nośnika bezpośrednio;
Przetworzenie do wodoru jest wysoce energochłonne i może rodzić potrzebę dodatkowego doczyszczenia wodoru.

Wartości przyjęte dla transportu 1Mt H₂ rocznie; analiza dla transportu 36- i 48-calowych rurociągów lądowych (po 50%).
W poszczególnych ogólnodostępnych raportach (JRC, EHB, IEA, HE), w zależności od przyjętych założeń, koszty kształtują się odmiennie. Ze względu na niską liczbę ogólnodostępnych źródeł odnośnie transportu LOHC za pomocą rurociągów w różnych wariantach odległości metoda ta nie była analizowana.

Źródła: JRC, ACER, EHB, IEA, Hydrogen Europe

Stacje tankowania wodoru w Polsce i UE

– rozporządzenie PE i Rady w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (AFIR) z marca 2023 roku



Rozporządzenie w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (AFIR) stanowi element pakietu „Fit for 55” i wyznacza konkretne etapy tworzenia infrastruktury ładowania pojazdów alternatywnych, w tym:

- ➔ energią elektryczną pojazdów drogowych BEV oraz jednostek pływających w portach i samolotów na lotniskach,
- ➔ tankowania pojazdów drogowych FCEV wodorem,
- ➔ tankowania pojazdów drogowych skroplonym metanem.

W marcu 2023 r. Rada i Parlament Europejski osiągnęły wstępne porozumienie co do proponowanych przepisów.

Punktem wyjścia rozporządzenia jest Transeuropejska sieć transportowa – TEN-T, która stanowi podstawę europejskiej polityki w zakresie infrastruktury transportowej z siecią bazową (główne autostrady transeuropejskie), siecią kompleksową i 424 węzłami miejskimi.

- ➔ Przynajmniej 1 punkt tankowania co 200km na drogach głównych (sieci bazowej TEN-T), do końca 2030 r.
- ➔ Przynajmniej 1 punkt tankowania w każdym węźle miejskim.
- ➔ Minimalna przepustowość/efektywność punktu: 1 tona wodoru dziennie pod ciśnieniem 700 bar

Ponadto, infrastruktura musi spełniać następujące wymagania:

- ➔ umożliwiać doraźne tankowanie,
- ➔ umożliwiać płatność elektroniczną,
- ➔ jasno informować o wariantach płatności.

Umieszczenie stacji co 200 km w sieci rdzeniowej oznacza ok. 233 punktów tankowania H₂ oraz 424 stacje w węzłach miejskich. Łącznie sieć stacji tankowania wodoru w 2030 roku w Unii Europejskiej powinna liczyć przynajmniej 657 stacji.

IMAGE BY FREEPIK

UE, <https://www.consilium.europa.eu/pl/infographics/fit-for-55-afir-alternative-fuels-infrastructure-regulation/>
FiveT Group,

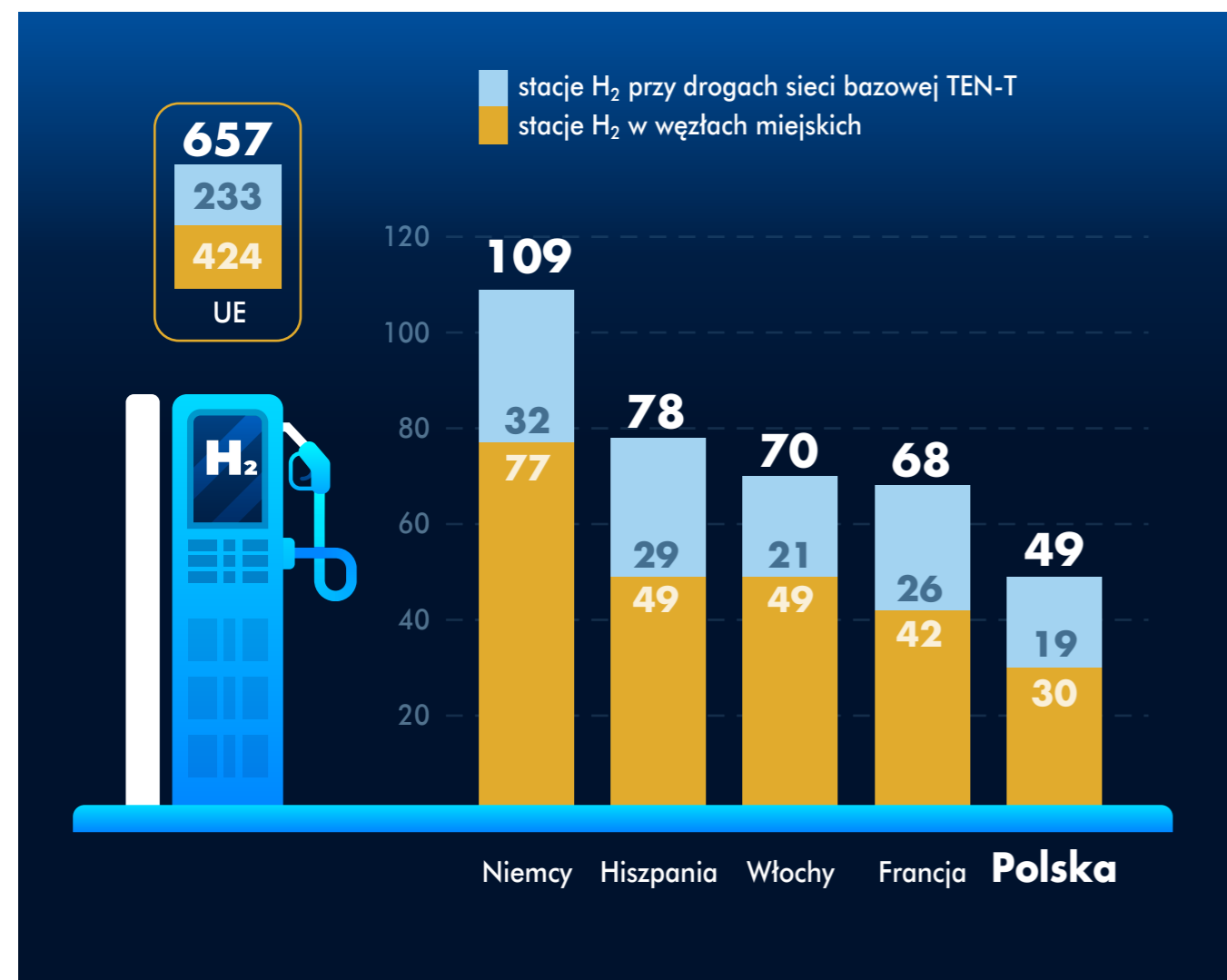
<https://fivet.com/blogs/insights-publications/the-chicken-and-egg-dilemma-of-clean-mobility-how-europe-can-build-a-coherent-network-of-hydrogen-refueling-stations-at-scale>

Liczba stacji tankowania wodoru, która musi powstać do 2030r. w UE zgodnie z rozporządzeniem AFIR z marca 2023 roku

Stacje tankowania muszą posiadać minimalną przepustowość/efektywność 1 tony wodoru dziennie pod ciśnieniem 700 bar

Zakładając, że stacje będą pracowały przez 365 dni w roku i będą eksploatowane przy wydajności 1 tony wodoru dziennie, roczne zapotrzebowanie na wodór w sektorze transportu drogowego w Unii Europejskiej w ramach sieci TEN-T w 2030 roku wyniosłoby przynajmniej 239 805 ton H₂.

Przyjmując podobne założenia dla 49 stacji tankowania wodoru, które powinny powstać w Polsce do 2030 roku, roczne zapotrzebowanie na wodór w sektorze transportu drogowego w ramach sieci TEN-T wyniosłoby przynajmniej 17 885 ton H₂.



Źródło: FiveT Group,

<https://fivet.com/blogs/insights-publications/the-chicken-and-egg-dilemma-of-clean-mobility-how-europe-can-build-a-coherent-network-of-hydrogen-refueling-stations-at-scale>

Wyzwania i rekomendacje

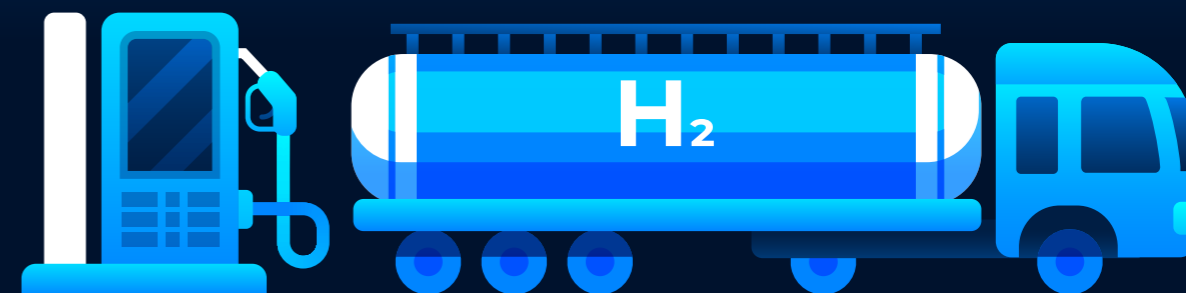


IMAGE BY FREEPIK

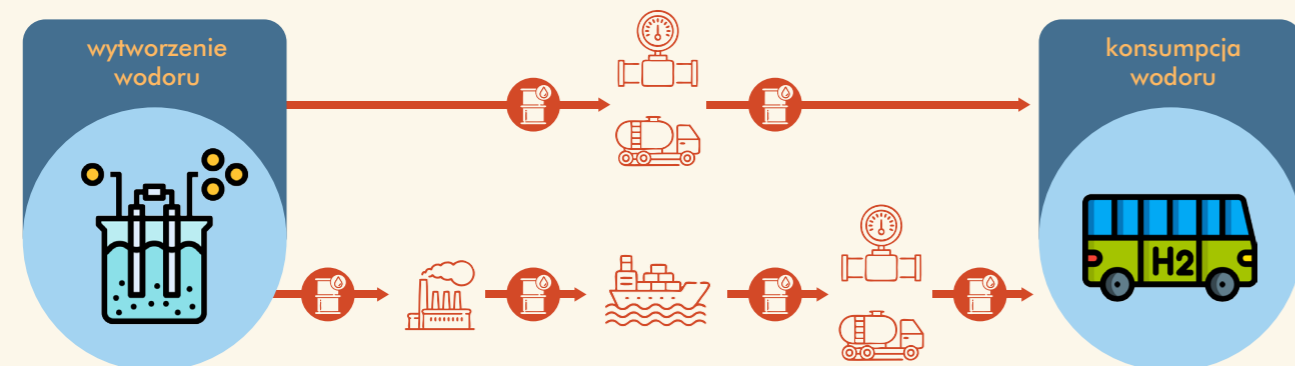
- ➔ W zależności od przyjętego modelu transformacji krajowego sektora gazowego, a zwłaszcza braku możliwości pozyskania odpowiednich wolumenów odnawialnych źródeł energii i zapewnienia autarkii podaży-popytowej, niezbędne będzie określenie ewentualnych potrzeb w zakresie importu wodoru oraz możliwych jego kierunków.
- ➔ Transport morski wodoru oraz jego derywatów wymaga stworzenia odpowiednich planów rozwoju sieci infrastruktury portowej. Proces ten uzależniony będzie od ramowego określenia krajowych potrzeb w zakresie obecnego i prognozowanego wykorzystania wodoru, co bezpośrednio wpłynie nie tylko na wolumen dostaw, ale także będzie rzutować na wybór jego nośnika przy imporcie ze względu na możliwość bezpośredniego wykorzystania derywatu w niektórych sektorach gospodarki (np. rafineryjnym, petrochemicznym, nawozowym).
- ➔ Skala retrofitingu sieci gazowych i przekształcania ich w sieci wodorowe, pomimo największej atrakcyjności kosztowej, może być ograniczona ze względu na potrzebę dostosowania infrastruktury u odbiorców umożliwiających wykorzystanie wodoru.
- ➔ Wąskim gardłem w transporcie wodoru może okazać się jego dystrybucja do odbiorcy końcowego. Istotną rolę w minimalizacji kosztów dystrybucyjnych może odegrać tworzenie lokalnych centrów bilansujących zapotrzebowanie ze zdolnościami wytwórczymi.
- ➔ W tym kontekście koncepcja dolin wodorowych może pozytywnie oddziaływać nie tylko na zmniejszenie ceny wodoru u odbiorcy końcowego, lecz także ograniczenie śladu węglowego dostarczanego wodoru.
- ➔ Uzasadnione wydaje się stworzenie dedykowanego systemu wsparcia dla importu zielonego wodoru i jego pochodnych. Jest to rozwiązanie stosowane przez Niemcy (platforma H₂Global) oraz Niderlandy.

* MCH - Metylocykloheksan

Źródła: analiza własna na podstawie - Hydrogen Europe; IRENA; JRC; Oxford Energy Institute; IEA; Blanco et. al., Renewable and Sustainable Energy Reviews, 113195.

Magazynowanie w łańcuchu dostaw wodoru

Uproszczony schemat łańcucha dostaw wodoru, opracowanie własne



Przykładowe metody magazynowania wodoru w zależności od stanu skupienia

	Forma gazowa	Forma ciekła	Forma stała
Skompresowany wódor	Syntetyczne węglowodory	Hybrydy chemiczne	Wodorki metali
	Ciepły SNG	Amoniak	Borowodorek
	Syntetyczna benzyna	Metanol	Stopy typu-AB
	Syntetyczny diesel	Izopropanol	Wodorek glinu
		LOHC	Materiały porowate
		MCH	Grafen
		DBT	Aerożel węglowy
		Benzen	Nanorurki węglowe

- ➔ Magazynowanie wodoru jest elementem łańcucha dostaw, który może występować na każdym etapie od momentu wytworzenia wodoru aż do momentu jego wykorzystania.
- ➔ Pełni kluczową rolę z punktu widzenia zapewnienia stabilnych dostaw do sektora przemysłowego, a przestrzeń magazynowa może odgrywać istotną rolę do zapewnienia stabilności funkcjonowania systemu energetycznego w przypadku zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w sieciach.
- ➔ Można je podzielić na dwie główne kategorie: podziemne (geologiczne) i naziemne (zbiornikowe).
- ➔ Podobnie jak to ma miejsce w przypadku produkcji, wódor może być magazynowany bezpośrednio lub w formie derywatu, a także w różnych stanach skupienia w zależności od celu magazynowania i docelowego sektora wykorzystania.

Źródło: IEA, The Oxford Institute for Energy Studies, DNV

Wybrane metody magazynowania wodoru w formie gazowej

Kawerny solne	Kawerny skalne	Wyczerpane złoża gazu	Zbiorniki ciśnieniowe
<p>Wykorzystywane od lat 70 XX wieku do przechowywania gazu/ wodoru;</p> <p>niskie straty – wydajność na poziomie około 98%;</p> <p>niskie ryzyko zanieczyszczenia przechowywanego wodoru;</p> <p>wysokie ciśnienie umożliwia reagowanie na sytuacje rynkowe (wykorzystanie w szczytach);</p> <p>głębokość magazynu: 300-1.800 m;</p> <p>całkowita pojemność w stosunku do wielkości kawerny: 70%;</p> <p>ciśnienie magazynu: 35-210 barów;</p> <p>wymagana stała objętość gazu w magazynie: 20-25%.</p>	<p>Wymaga kontroli ciśnienia w celu uniknięcia deformacji górotworu oraz wyklądziny;</p> <p>głębokość magazynu: do ok. 1000 m;</p> <p>całkowita pojemność w stosunku do wielkości kawerny 90%;</p> <p>ciśnienie magazynu: 20-200 barów;</p> <p>pilotażowa instalacja powstaje w Luleå (Szwecja) na głębokości 30 m, pojemność 100 m³. Pilotaż jest częścią wdrażania projektu redukcji żelaza za pomocą wodoru w szwedzkim przemyśle hutniczym;</p> <p>wymagana stała objętość gazu w magazynie: 10-20%.</p>	<p>Ograniczona elastyczność powoduje, że ta forma magazynowania ma charakter sezonowy a nie szczytowy;</p> <p>pozostałości gazu / ropy mogą prowadzić do reakcji chemicznej z H₂ i powstawania metanu;</p> <p>głębokość magazynu: 300-2.700 m;</p> <p>ciśnienie magazynu: 15-285 barów;</p> <p>na świecie prowadzono dwie instalacje pilotażowe - w Argentynie i Austrii, które łączyły magazynowanie gazu z wodorem;</p> <p>wymagana stała objętość gazu w magazynie: 45-60%.</p>	<p>Występują zarówno w formie stacjonarnej (np. przy instalacjach przemysłowych), jak i w formie mobilnej (np. w transporcie intermodalnym);</p> <p>zbiorniki wykonane z materiałów kompozytowych zmniejszają wagę całej instalacji, przy czym są droższe niż stalowe odpowiedniki;</p> <p>ciśnienie magazynu: 150-800 barów;</p> <p>najbardziej rozpowszechniona metoda magazynowania wodoru obecnie.</p>
TRL	TRL	TRL	TRL
8-9	4-5	3	9
Pojemność magazynu*	Pojemność magazynu*	Pojemność magazynu*	Pojemność magazynu*
300-120 000 t H ₂	300-2500 t H ₂	300-400 000 t H ₂	do 1,1 t H ₂

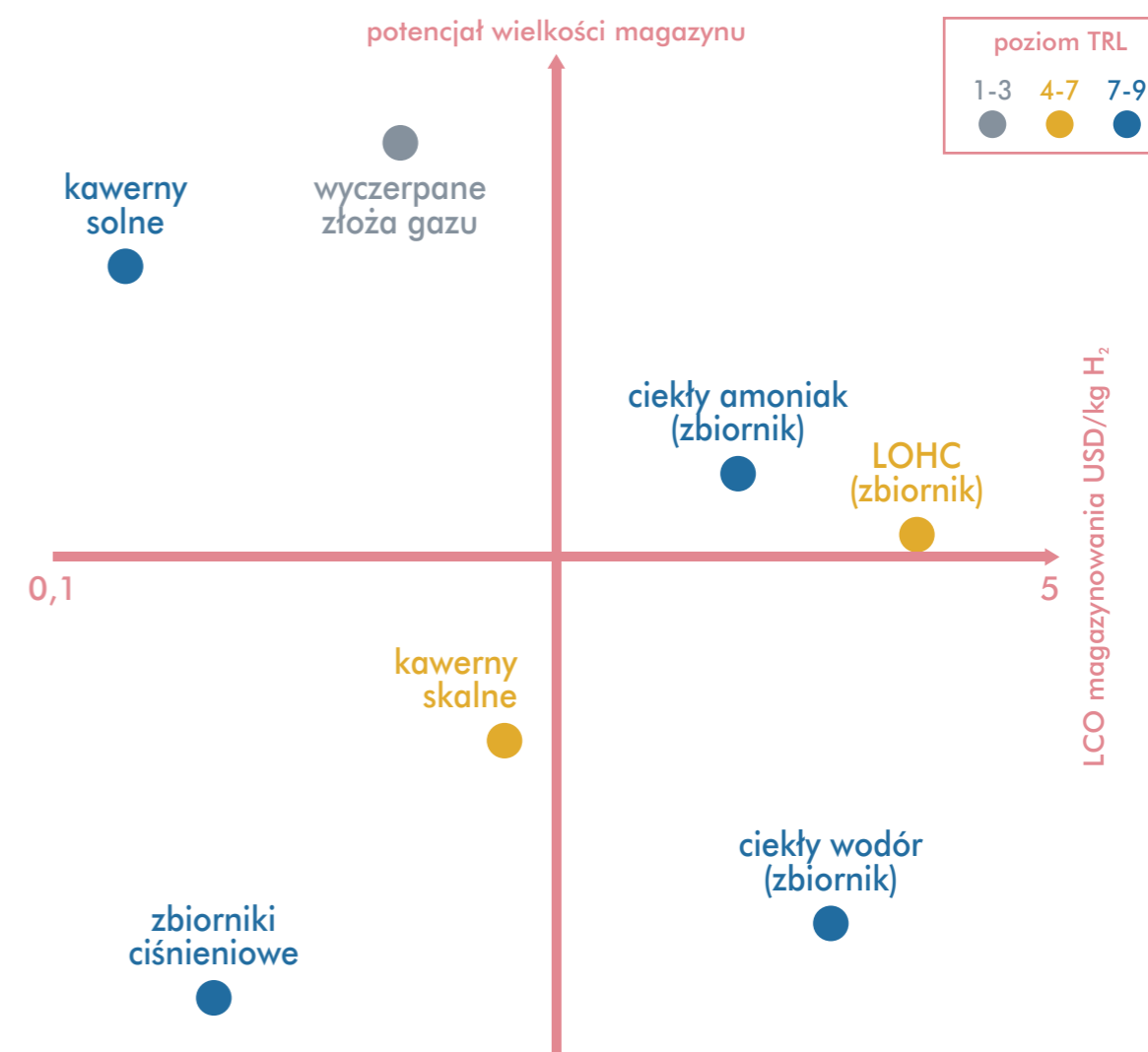
* Największe obecnie funkcjonujące magazyny, źródło: The Oxford Institute for Energy Studies; Energy Transitions Commissions. IEA; IRENA

Wybrane metody magazynowania wodoru w formie ciekłej i stałej

Ciekły wodór	Amoniak	LOHC (MCH)	Wodorek glinu (f. stała)
<p>Dojrzała technologia zbiornikowa działająca komercyjnie na świecie dla małej i średniej skali magazynowania;</p> <p>w odróżnieniu od części innych metod brak potrzeby zagospodarowania węgla;</p> <p>wysokie zużycie energii w celu utrzymania wodoru w stanie ciekłym;</p> <p>średnia możliwość zwiększania elastyczności systemu;</p> <p>palność substancji;</p> <p>przybliżona objętość potrzebna do zmagazynowania 100 kg wodoru: 1,41 m³.</p>	<p>Dojrzała technologia zbiornikowa działająca komercyjnie na świecie;</p> <p>większe skala zastosowania niż w przypadku ciekłego wodoru;</p> <p>potrzeba przeprowadzenia rekonwersji dla odzyskania wodoru;</p> <p>brak potrzeby zagospodarowania węgla;</p> <p>średnie zużycie energii na potrzeby magazynowania;</p> <p>średnia możliwość zwiększania elastyczności systemu;</p> <p>palność substancji;</p> <p>przybliżona objętość potrzebna do zmagazynowania 100 kg wodoru: 0,88 m³.</p>	<p>Średni poziom gotowości technologicznej i poziomu komercjalizacji technologii zbiornikowego magazynowania;</p> <p>potrzeba przeprowadzenia rekonwersji dla odzyskania wodoru;</p> <p>potrzeba zagospodarowania węgla;</p> <p>niskie zużycie energii na potrzeby magazynowania;</p> <p>duża możliwość zwiększania elastyczności systemu;</p> <p>palność substancji;</p> <p>przybliżona objętość potrzebna do zmagazynowania 100 kg wodoru: 2,12 m³.</p>	<p>Średni poziom gotowości technologicznej, przy czym wykorzystanie wodoru glinu jest skomercjalizowane przemysłowo;</p> <p>potrzeba przeprowadzenia rekonwersji dla odzyskania wodoru;</p> <p>brak potrzeby zagospodarowania węgla;</p> <p>niska możliwość zwiększania elastyczności systemu;</p> <p>niepalność substancji;</p> <p>przybliżona objętość potrzebna do zmagazynowania 100 kg wodoru: 1,04 m³.</p>
TRL	TRL	TRL	TRL
7-9	9	6-8	5-8
Pojemność magazynu*	Pojemność magazynu*	Pojemność magazynu*	Pojemność magazynu*
do 270 t H ₂	do 6000 t H ₂	do 4750 t H ₂	poniżej 0,26 t H ₂

* Największe obecnie funkcjonujące magazyny, źródło: The Oxford Institute for Energy Studies; Energy Tansitions Commissions. IEA; IRENA

Koszty magazynowania 1 kg wodoru w stosunku do wielkości magazynowych

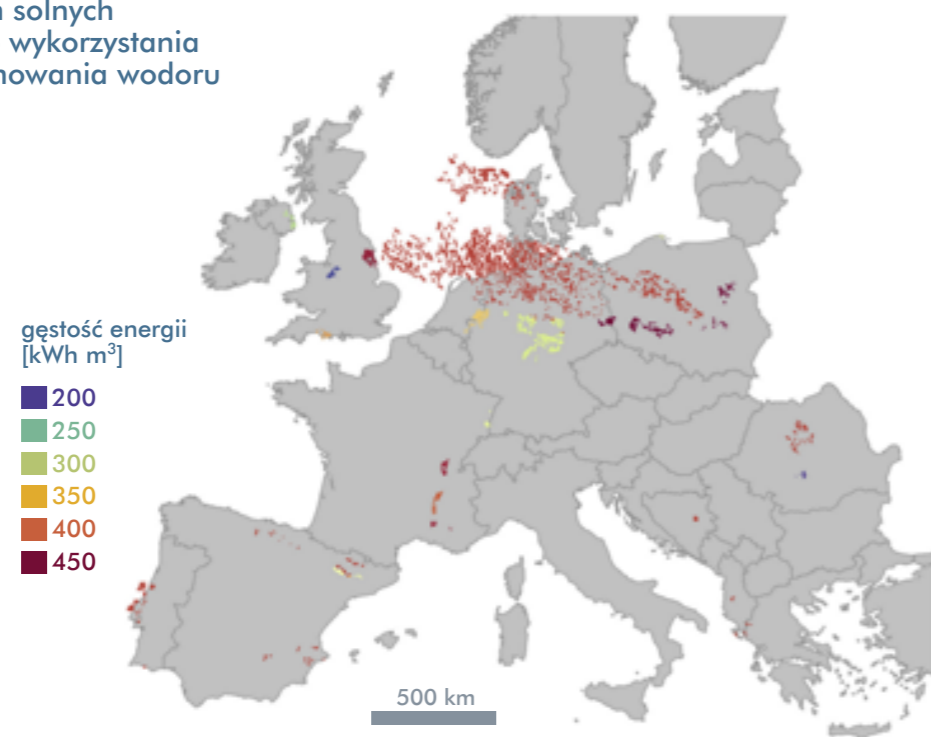


- ➔ Najniższymi uśrednionymi kosztami magazynowania (LCOS) na kg charakteryzuje się magazynowanie sprężonego wodoru w kawernach solnych oraz w zbiornikach ciśnieniowych.
- ➔ W przypadku metod magazynowania w formacjach geologicznych potencjał magazynowy zależy od wielkości formacji.
- ➔ Zdecydowanie największym potencjałem magazynowania charakteryzują się wyczerpane złoże gazu, jednak w chwili obecnej jest to najmniej dojrzała z analizowanych technologii.
- ➔ Wyraźnie dostrzegalny jest podział technologii magazynowych na dwie funkcje: dużych magazynów sezonowych (wyczerpane złoże gazu) i operujących w skali miesięcy (kawerny solne i zbiorniki amoniaku) oraz mniejszych magazynów operujących w skali dni / tygodni (zbiorniki ciśnieniowe oraz zbiorniki na ciepły wodór). Technologią pośrednią jest magazynowanie w wyłożonych kawernach skalnych, które mogą operować w skali miesięcy, ale mają średnią pojemność.

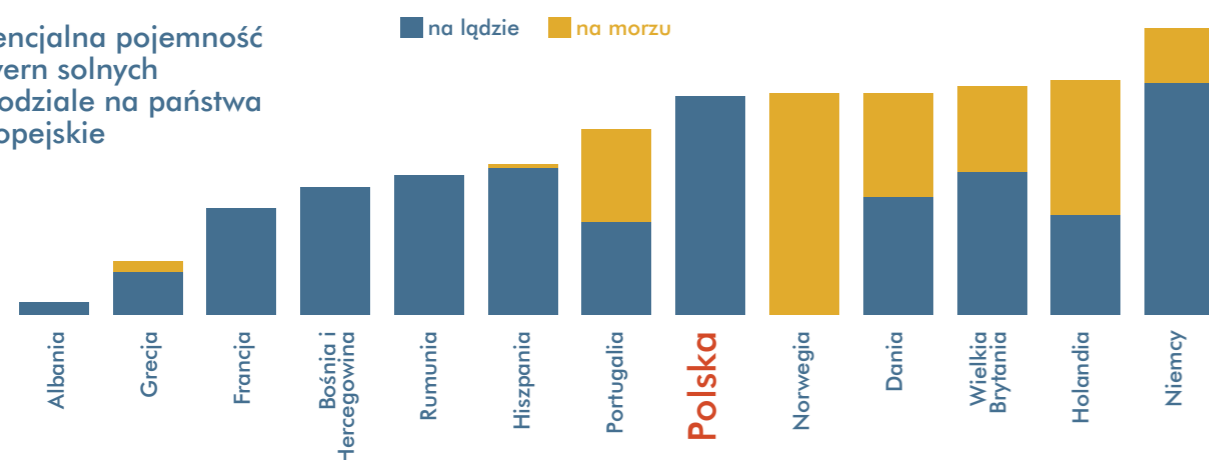
Opracowanie własne na podstawie: BloombergNEF; The Oxford Institute for Energy Studies; Energy Tansitions Commissions; Hydrogen Europe; IRENA

Magazynowanie wodoru w kawernach solnych

Rozkład kawern solnych o potencjale do wykorzystania w celu magazynowania wodoru



Potencjalna pojemność kawern solnych w podziale na państwa europejskie



- Wykorzystanie przestrzeni na magazynowanie wodoru będzie konkurować z wykorzystaniem jej do składowania gazu ziemnego oraz dwutlenku węgla.
- IEA szacuje się, że globalna powierzchnia magazynowa wodoru powinna wzrosnąć z 0,5 TWh do 90 TWh w 2030 r.
- Kawerny solne charakteryzują się większą elastycznością w stosunku do magazynów w wyczerpanych złożach gazu oraz solankowych warstwach wodonośnych, pozwalając na wykonanie kilku cykli zatłaczania i wycofywania w ciągu roku.
- Polska posiada drugi, po Niemczech, największy potencjał w Europie w zakresie kawern solnych zlokalizowanych na obszarach lądowych.
- Kawerny zlokalizowane w niedalekiej odległości od wybrzeża mogłyby być wykorzystywane jako magazyny na wodór pochodzący z importu.

Źródło: Caglayan et. al, Hydrogen Energy, 45(11)

Wyzwania i rekomendacje



- Zapewnienie odpowiednich wielkości objętości magazynowej dla wodoru stanowić będzie jedno z głównych wąskich gardeł rozwoju gospodarki wodorowej, obok zagwarantowania odpowiednich wolumenów energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii dla produkcji wodoru odnawialnego i niskoemisyjnego.
- Ze względu na odmienne role dla stymulowania rozwoju krajowej gospodarki wodorowej niezbędny będzie rozwój zarówno wielkoskalowych magazynów wodoru w strukturach geologicznych, jak i mniejszych magazynów naziemnych.
- Dostępność i rozlokowanie obszarów magazynowych na terenie kraju będzie istotna z punktu widzenia planowania rozwoju przyszłej infrastruktury transportowej, zwłaszcza pod kątem położenia sieci przesyłowych i wielkoskalowych magazynów wodoru w strukturach geologicznych.
- Wdrażane polityki strategiczne i regulacyjne powinny być projektowane w sposób uwzględniający, iż od 2030 r. nastąpi zwiększenie obowiązków prawnych w zakresie wykorzystania wodoru odnawialnego. Tym samym posiadanie krajowych rezerw wodoru będzie stanowić istotny element zapewnienia niezależności i bezpieczeństwa strategiczno-przemysłowego Polski, podobnie jak ma to miejsce obecnie w przypadku zapasów ropy naftowej i gazu ziemnego.
- Uwarunkowania geologiczne Polski i występowanie znacznego, w skali europejskiej, potencjału geologicznego w postaci kawern solnych mogących stanowić magazyny wodoru pozwala na zapewnienie niezależności i przechowywanie wodoru na terenie kraju. Stwarza ono również potencjał dla świadczenia usług magazynowych w tym zakresie nie tylko na potrzeby polskich odbiorców, ale także szerzej unijnych.

Badanie ankietowe dotyczące łańcucha wartości gospodarki wodorowej oraz roli podmiotów Porozumienia Wodorowego – cel i próba badawcza



IMAGE BY FREEPIK

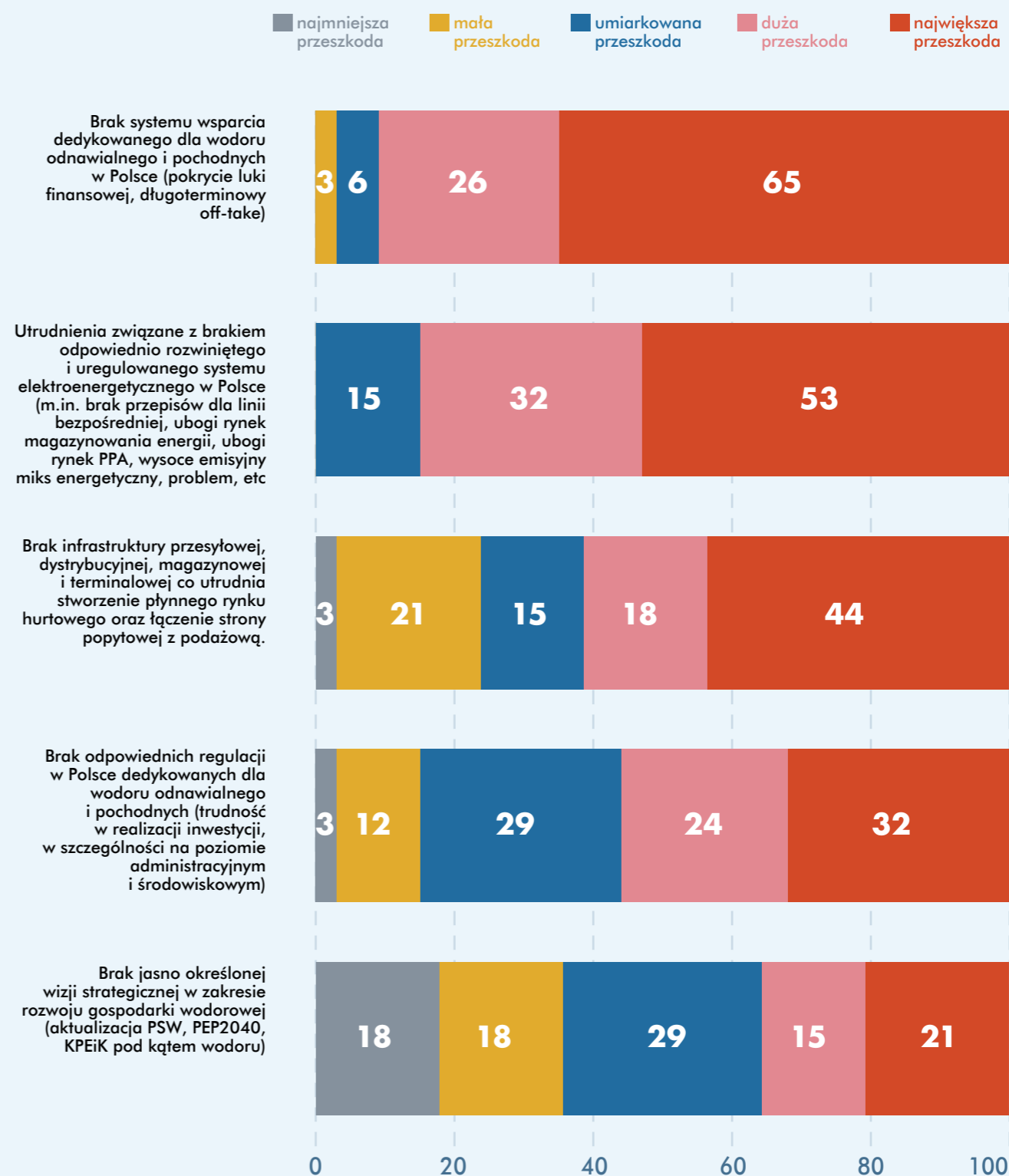
Badanie zostało przeprowadzone w formie kwestionariusza online w okresie od 17.04 do 05.05.2023 roku.

Celem badania było:

- ➔ Skatalogowanie wiedzy na temat podmiotów funkcjonujących w Porozumieniu Wodorowym,
- ➔ Poglębianie wiedzy na temat obszarów łańcucha wartości, które nie występują w powszechnej dyskusji oraz działaniach stymulujących rozwój rynku wodoru.
- ➔ Zebranie opinii na temat roli i funkcji, jakie może pełnić Porozumienie Wodorowe w dalszym rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce.
- ➔ W badaniu wzięły udział 34 podmioty,
- ➔ 32 z 34 ankietowanych jest członkiem Porozumienia Wodorowego,
- ➔ 23 z 34 podmiotów jest członkiem przynajmniej jednej doliny wodorowej,
- ➔ 19 podmiotów jest jednocześnie członkiem przynajmniej jednej organizacji zrzeszającej zainteresowanych rozwojem gospodarki wodorowej, np. Hydrogen Europe czy Klaster Technologii Wodorowych.

Główne wyzwania dla rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce wg ankietowanych

Pytanie: jakie są główne wyzwania/przeszkody dla rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce? (uporządkuj zaznaczając od 1 dla najmniejszej przeszkody do 5 dla największej przeszkody) w procentach



Pozycja ankietowanych w łańcuchu wartości gospodarki wodorowej – zastosowanie

Pytanie wielokrotnego wyboru dotyczące planowanych obszarów wykorzystania wodoru wskazuje, że największym zainteresowaniem w perspektywie 2025 r. cieszy się sektor mobilności – 30 z 34 ankietowanych podmiotów planuje wykorzystanie wodoru w pojazdach. Na drugim miejscu badani wskazali sektor przemysłu (29 podmiotów, 85%).

Deklarowane obszary zastosowania wodoru przez ankietowanych w perspektywie 2025 r.
x – liczba odpowiedzi

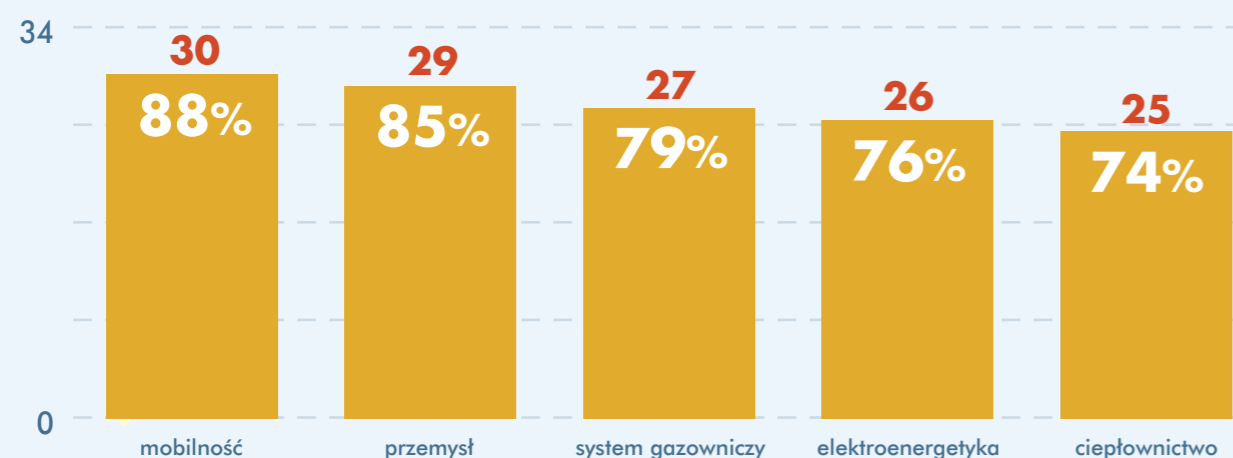
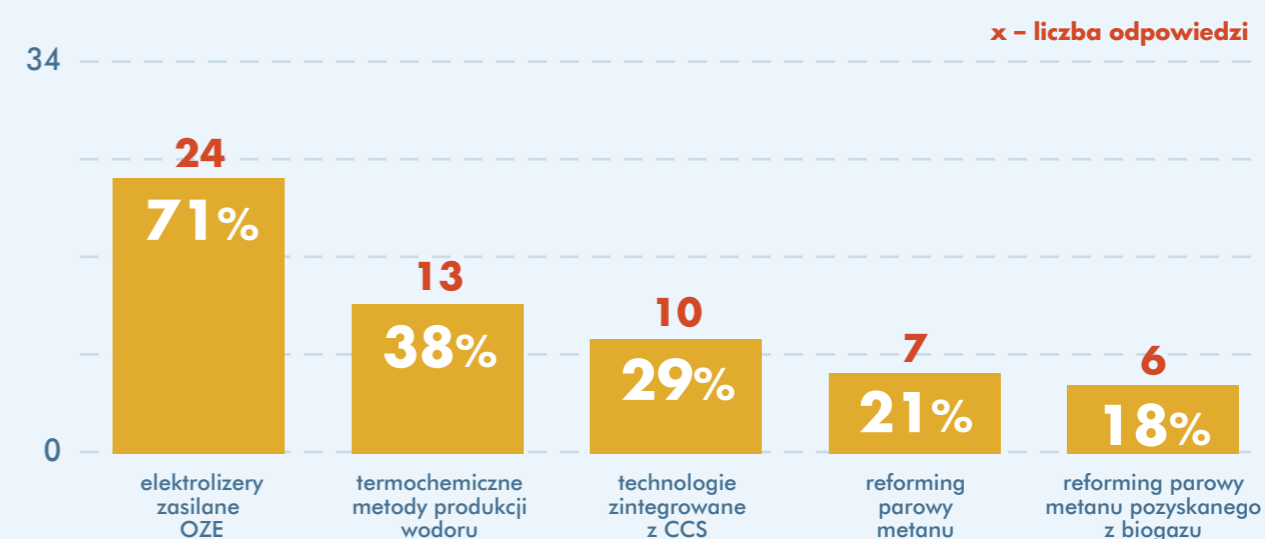


IMAGE BY FREEPIK

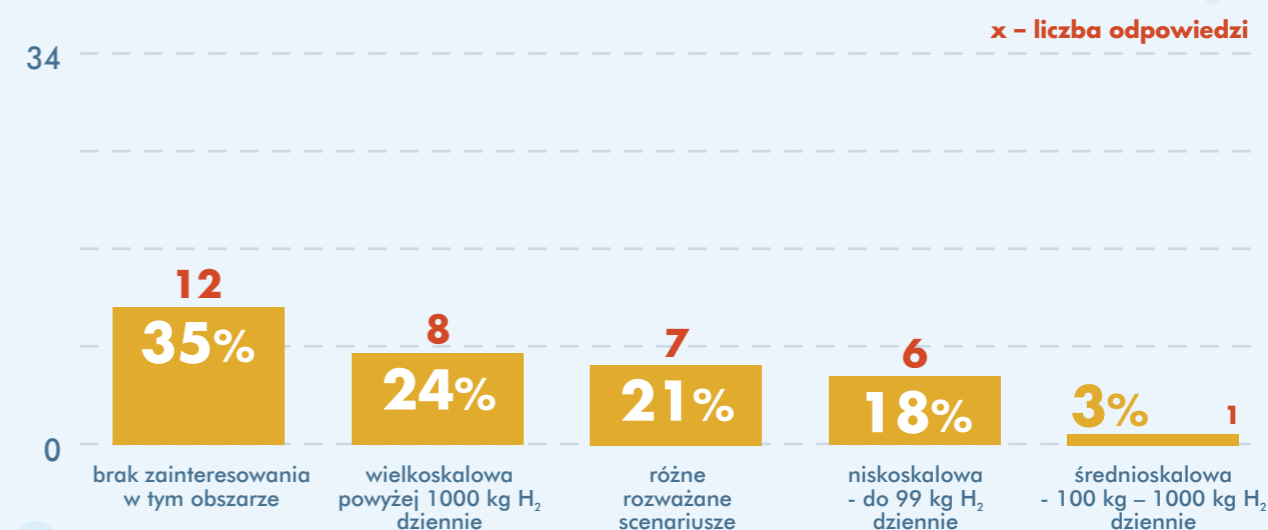
Pozycja ankietowanych w łańcuchu wartości gospodarki wodorowej – produkcja wodoru

Pytania wielokrotnego wyboru dotyczące planów w zakresie produkcji wodoru przez ankietowany podmiot w perspektywie 2025 r. pokazały, że 26 podmiotów (76%) planuje prowadzić działalność powiązaną z produkcją wodoru ogólnie, z czego najwięcej z produkcją H₂ w procesie elektrolizy zasilanej energią z OZE (71%). 22 z 34 organizacji (65%) planuje produkcję H₂ do 2025 r., z czego 8 produkcję wielkoskalową (powyżej 1t dziennie), a 6 małoskalową (do 99 kg dziennie). 7 podmiotów rozważa różne scenariusze, w zależności od zapotrzebowania.

Produkcja wodoru - liczba wskazań poszczególnych metod produkcji H₂, z którymi powiązana jest lub będzie działalność ankietowanych do 2025 r.



Rozważana skala produkcji wodoru – liczba podmiotów planujących produkcję wodoru w danej skali do 2025 r.



Wydział Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego



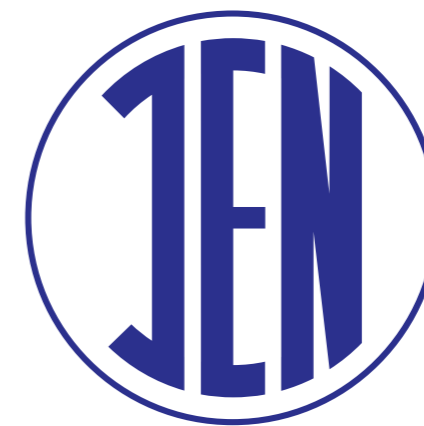
Wydział Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego powstał w 1972 r.

Jest najstarszą i wiodącą w Europie Środkowo-Wschodniej jednostką kształcąca w zakresie Zarządzania. Wysoki poziom kształcenia, badań naukowych oraz umiędzynarodowienie Wydziału znajdują odzwierciedlenie w rankingach i ocenach Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego oraz niezależnych instytucji, działających na rzecz doskonalenia jakości kształcenia.

Od wielu lat Wydział Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego wyróżniany jest w międzynarodowym rankingu uczelni wyższych Eduniversal, którego kryteriami są między innymi: umiędzynarodowienie studiów, posiadane akredytacje, członkostwo w międzynarodowych stowarzyszeniach naukowych, aktywność pracowników na polu naukowo-badawczym oraz wyniki głosowania rektorów i dziekanów tysiąca szkół biznesu z całego świata. Wydział Zarządzania posiada 5 na 5 tzw. palmes of excellence, przyznawanych najlepszym uczelniom i wydziałom biznesowym. Jest to najwyższa kategoria, w której znajdują się najlepsze uczelnie biznesowe na świecie, mające globalny zasięg działania. Od 2022 roku możemy się poszczycić zdobyciem tzw. „trzech koron” akredytacyjnych (AMBA, EQUIS, AACSB).

Od 2019 r. na Wydziale funkcjonuje Centrum Badań nad Transformacją Energetyczną, Mobilnością i Zmianami klimatu, a jego celem jest prowadzenie badań naukowych, analiz rynkowych oraz studiów wykonalności z dziedziny różnych obszarów energetyki, mobilności miejskiej i współdzielonej oraz transportu niskoemisyjnego, jak również ocena skutków przemian środowiskowych i klimatycznych jakie towarzyszą ww. procesom.

Instytut Energetyki



Działalność Instytutu obejmuje szeroki obszar badań energetycznych: od prac eksperckich na potrzeby sektora elektroenergetycznego, po najbardziej zaawansowane badania naukowe przyszłościowych technologii generacji energii, takich jak ogniwa paliwowe, czyste technologie węglowe i odnawialne źródła energii. Atutem Instytutu jest doświadczona kadra naukowa i inżyniersko-techniczna oraz nowoczesna, często unikalna baza laboratoryjna.

Instytut dysponuje również kompleksowymi rozwiązaniami na potrzeby gospodarki wodorowej w ramach Centrum Technologii Wodorowych CTH₂, które jest integratorem technologii, wiedzy oraz doświadczenia w obszarze technologii wodorowych. CTH₂ pełni rolę think tanku, który wykorzystuje potencjał naukowy oraz techniczny do prowadzenia badań naukowych, opracowania i dostarczania produktów rynkowych, a także prowadzenia szeroko rozumianego doradztwa w przedmiotowym zakresie oraz upowszechniania trwającej wiedzy w obszarze technologii wodorowych, z szczególnym naciskiem na rolę wodoru w transformacji energetycznej.

W ostatnich latach kadra CTH₂ zrealizowała kilkadziesiąt projektów krajowych i międzynarodowych, obejmujących badania podstawowe, prace B+R czy prace zlecane bezpośrednio przez przemysł dotyczących wyżej wymienionych zagadnień. Centrum Technologii Wodorowych (CTH₂) powstało w maju 2020 r., zrzesza grono ponad 60 ekspertów z różnych dziedzin inżynierii, w tym inżynierii procesowej, materiałoznawstwa, chemii, fizyki, energetyki, automatyki i sterowania, elektrotechniki czy chemii ciała stałego. CTH₂ koordynuje i integruje aktywności związane z technologiami wodorowymi realizowanymi w Instytucie Energetyki przez: Zakład Wysokotemperaturowych Procesów Elektrochemicznych, Zakład Procesów Ciepłych, Oddział Ceramiki CEREL, Oddział Gdańsk oraz indywidualnych ekspertów. Prace te realizowane są w ramach projektów finansowanych m.in. przez NCBR, NCN, fundusze unijne, instytucje państwowe, ale również w ramach projektów komercyjnych.

Obszar działań CTH₂ obejmuje m.in.:

- stalotlenkowe ogniwa paliwowe (SOFC),
- wysokotemperaturowe elektrolizery (SOE),
- projektowanie i konstrukcja instalacji energetycznych, w tym systemów typu Power-to-X,
- obliczenia numeryczne i symulacje procesów zachodzących w instalacjach energetycznych i przemysłowych,
- doradztwo i ekspertyzy w zakresie technologii wodorowych oraz sektora energetycznego,
- gazyfikacja biomasy,
- termochemiczne rozszczepianie wody (przy użyciu różnych cykli),
- wykorzystanie wodoru w procesach spalania (zastosowania przemysłowe, ciepłownictwo, wytwarzanie energii elektrycznej),
- doradztwo i ekspertyzy w zakresie wykorzystania wodoru w sektorze energetyki, energochłonnych gałęziach przemysłu i procesach.



Klub Energetyczny to przestrzeń do dyskusji o najważniejszych zagadnieniach szeroko pojętego sektora energetycznego ujęta w trzech wymiarach: administracyjno-politycznym, biznesowym i naukowym.

Formuła spotkań to ekskluzywne seminaria eksperckie off the record z udziałem najważniejszych ministrów w rządzie odpowiedzialnych za energię, prezesów firm energetycznych oraz przedstawicieli najważniejszych energetycznych think tanków.

Posiedzenia Klubu odbywają się od września 2020 roku.

Dyskusje mają charakter spotkań fizycznych, dzięki czemu można bez skrępowania rozmawiać o najważniejszych problemach i wyzwaniach. Sesje trwające ok. 2 godzin odbywają się raz w miesiącu w formule zamkniętej. Na kilka dni przed posiedzeniem Klubu Energetycznego jego członkowie otrzymują merytoryczny brief na temat, który będzie poruszany podczas zbliżającego się spotkania.

Po spotkaniu przygotowywane jest podsumowanie zgodnie z zasadą Chatham House, gdzie przedstawiane są tezy, które padły podczas dyskusji bez cytowania konkretnych osób. Podsumowanie otrzymują tylko członkowie Klubu.

Klub tworzy grono ok. 40 osób zaangażowanych w transformację energetyczną.

Założycielem Klubu jest Michał Niewiadomski.
